Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SINTEG – Schaufenster intelligente Energie

Förderkennzeichen: 03SIN310

Verbundvorhaben: enera – Der nächste große Schritt der Energiewende

Teilvorhaben: Simulative Bewertung von Betriebskonzepten für aktive Verteilnetze

---

Schlussbericht

Bearbeiter

Jacob Tran, Pascal Pfeifer, Dr. Manuel Jäkel, Dr. Hendrik Vennegeerts

Zuwendungsempfänger

Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
Voltastraße 19-21, 68199 Mannheim

Datum

30. Juni 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

FGH

I Kurzdarstellung des Forschungsvorhabens 3

1. Aufgabenstellung des Vorhabens 3

2. Voraussetzungen und Hintergrund des Vorhabens 5

3. Planung und Ablauf des Vorhabens 6

3.1. Arbeitsplan und Zusammenarbeit mit anderen Stellen 7

3.2. Projektstruktur und Verantwortlichkeiten 7

3.3. Meilensteine 8

3.4. Arbeitspaketbeschreibungen 9

3.5. Zeitlicher Ablauf 21

4. Wissenschaftlicher und Technischer Stand 23

4.1. Anderweitige Forschungs- und Entwicklungsansätze 24

4.2. Abgrenzung zu anderen Projekten 25

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen 28

II Eingehende Darstellung des Forschungsvorhabens 29

1. Verwendung der Zuwendung, erzielte Ergebnisse, Gegenüberstellung mit vorgegebenen Zielen 30

1.1. Untersuchungen zu Anwendungsfällen von supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzern in der enera-Modellregion 30

1.2. Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs aktiver MS- und NS-Netze 63

1.3. Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation der marktorientierten Netznutzung 78

1.4. Systemstudien zum deutschlandweit aktiven Netzbetrieb und deren Auswirkung auf das Übertragungsnetz 86

2. Erfolgte Veröffentlichung der Ergebnisse 98

2.1. Liste erfolgter Veröffentlichungen: 98

Literaturverzeichnis 99

I Kurzdarstellung des Forschungsvorhabens

1. Aufgabenstellung des Vorhabens

Das Ziel dieses Einzelvorhabens war es, effiziente Betriebsplanungs- und Betriebsprozesse sowie sinnvolle Steueroptionen für Netz und angeschlossene Kunden zu erarbeiten und hierfür zugeschnittene Werkzeuge für den Verteilnetzbetreiber bereitzustellen. Auf dieser Basis können Hinweise für eine kosteneffiziente Betriebsmittelwahl für aktive Verteilnetze getroffen werden. Durch unsere Zuarbeit bei den Forschungsthemen anderer Partner in enera konnte abgeleitet werden, wie ein aktiver Verteilnetzbetrieb bereits in der Netzplanung berücksichtigt werden kann, da nur so technische und wirtschaftliche Potentiale vollständig ausgenutzt werden können.

Um diese Ziele zu erreichen, waren die zentralen Bausteine des Vorhabens an der FGH:

1. Die Entwicklung eines **Verfahrens für die Simulation eines aktiven Verteilnetzbetriebs unter Untersicherheit**, in denen innovative Netzbetriebskonzepte und Netzbetriebsmittel Berücksichtigung finden, konzipiert und implementiert. Mit diesen Verfahren wird die Bewertung von Betriebsplanung und Betrieb unter verschiedenen Randbedingungen und Strategien ermöglicht, um geeignete, kosteneffiziente Prozesse definieren zu können. Durch die Nutzung von Simulationsverfahren kann hierbei ein größerer Variationsraum abgetastet werden, als dies in der konkreten Umsetzung in der Demonstrationsregion, die im Rahmen von enera untersucht wird, möglich ist. Die robusten Simulationsverfahren, die in diesem Teilvorhaben erarbeitet werden, sollen außerdem den Netzbetreiber bei Netzbetrieb, Netzbetriebsplanung und Netzplanung unterstützen.

2. Ferner haben in zukünftigen, aktiven Verteilnetzen im Vergleich zu konventionellen Verteilnetzen die auftretenden Unsicherheiten bei Entscheidungen in Betriebsplanung und Betrieb einen größeren Einfluss. Diese Unsicherheiten ergeben sich im Betriebsplanungsprozess aus Prognoseunsicherheiten zum tatsächlichen Kundenverhalten, wenn Entscheidungen aufgrund von Vorlaufzeiten oder Marktschließungszeitpunkten mit größerem Vorlauf zum Betriebszeitpunkt getroffen werden müssen. Sie treten aber auch dann auf, wenn der Netzbetreiber zur Behandlung von Netzrestriktion am gleichen Markt wirkt, wie die Marktteilnehmer selbst. Außerdem treten bei einem regionalen Markt, der in die bestehenden überregionalen Märkte eingebunden ist, zusätzliche Unsicherheiten bzgl. des Verhaltens der an diesem Markt

tätigen Akteure auf, da das Kundenverhalten dann zunehmend nicht mehr nur durch Primärenergiedargebot und den die Last bestimmenden typischen Verbrauchsprozessen bestimmt wird, sondern durch die Marktpreise. Teilziel des Vorhabens war daher die **Entwicklung eines innovativen Simulationsverfahren zur Abbildung des marktorientierten Kundenverhaltens**. Weiter Aspekt dieser Vorhabens war es zudem, Bieterstrategen der Kunden zu identifizieren, die aufgrund ihrer Marktmacht auf Systemkosten gewinnmaximierend am lokalen Flexibilitätsmarkt agieren. Diese systemschädliche Verhalten kann auch dazu führen, dass Engpässe bewusst durch Kunden verursacht werden, um im Anschluss für die Behebung des selbst verursachten Engpasses vergütet zu werden.

3. Die deutschen Verteilnetz weisen aufgrund der unterschiedlichen Versorgungsaufgabe und Ausdehnung eine hohe Heterogenität in ihrer Netzstruktur auf. Lösung die im Rahmen des Demonstrationsvorhabens im enera Netzgebiet untersucht und realisiert werden sollen müssen daher nicht uneingeschränkt auch für andere Verteilnetze gültig sein. Um übergreifende Bewertungen der technischen und konzeptionellen Lösungen der FGH zu ermöglichen, war es das Ziel im Rahmen einer **deutschlandweiten Systemstudie den Einsatz einer aktiven Netzbetriebsplanung zu untersuchen und auszuwerten**.

   Die in enera entwickelten innovativen Lösungsansätze leisten einen Beitrag zu einem sicheren Netzbetrieb und der Integration erneuerbarer Energien. Zwar sind sie in erster Linie im Verteilnetz angesiedelt, dennoch entfalten sie einen Einfluss darüber hinaus auf das Übertragungsnetz. Denn durch einen aktiven Verteilnetzbetrieb und den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel verändert sich der vertikale Leistungsfluss – und die damit einhergehende Wirkleistungsbilanz im Übertragungsnetz – sowie auch die herrschende Spannung am Umspannwerk zur höheren Netzebene. In einer zweiten Systemstudie soll daher die **Auswirkung eines deutschlandweiten aktiven Netzbetriebs auf das Übertragungsnetz** untersucht werden.

4. Die durch die zunehmende Durchdringung von erneuerbaren Erzeugungsanalagen und die damit notwendigen Netzausbaumaßnahmen als auch eine erhöhte betriebliche Vermaschung können infolge der sinkenden resultierenden Netzimpedanzen zu höheren Kurzschlussbelastungen der Betriebsmittel im Fehlerfall führen. Aus diesem Grund müssen die Belastbarkeitsgrenzen geprüft werden. Als Abhilfemaßnahme bietet sich der Einsatz von Kurzschlussstrombegrenzern (KSB) an. Ein viel diskutierter Ansatz hierfür sind supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzern (sKSB) als Alternative zu

klassischen Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln. Die bringen einige technische Vorteile mit sich. Offen sind großflächige Untersuchungen hinsichtlich der technischen Eignung und Wirtschaftlichkeit von sKSBs Die FGH wird hierzu eine **Machbarkeitsstudie zu Anwendungsgebieten für sKSB** erstellen. Die Machbarkeitsstudie soll ermitteln, ob ein solcher Einsatz für den skizzierten Anwendungsfall und unter welchen weiteren Randbedingungen (Netzausdehnung, Netzbelastung) vorteilhaft sein kann, aber auch weitere mögliche Einsatzgebietet beleuchten. Sofern die Machbarkeitsstudie positiv ausfällt, soll der sKSB im Labortest und ggf. nach im Feldtest detaillierter analysiert werden.

2. Voraussetzungen und Hintergrund des Vorhabens

Im Rahmen der Energiewende und dem damit einhergehenden hohen Anstieg an dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien kommt es zu großen Herausforderungen in den Verteilnetzen, in denen der weitaus überwiegende ein Großteil der regenerativen Erzeugungsleistung installiert ist und werden wird. Um den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb garantieren zu können, ist oftmals Netzausbau notwendig, um die Netzkapazität zu erweitern. Dies bedingt in der Regel erheblichen Investitions- und Finanzierungsaufwand. Weiterhin müssen Systemdienstleistungen, die bisher durch konventionelle Großkraftwerke erbracht wurden, durch andere Akteure, wie z.B. erneuerbare Energieerzeuger, Speicher oder steuerbare Verbraucher bereitgestellt werden, was zu erhöhten Anforderungen an die Flexibilität im Energieversorgungssystem führt.

Für diese neuen Herausforderungen existiert jedoch auch eine Vielzahl neuer Lösungsansätze. Innovative Betriebsmittel, wie beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren oder fernsteuerbare Trennstellen, werden vermehrt im Verteilnetz eingesetzt, neuartige Betriebskonzepte, wie spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Erzeugungsanlagen oder Einspeisemanagement, können dem Netzbetreiber helfen, konventionellen, kostenintensiven Netzausbau zu substituieren. Durch den Zugriff auf regionale Flexibilität von angeschlossenen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern hat der Netzbetreiber außerdem die Möglichkeit, Netzengpässe gezielt und kosteneffizient zu bewirtschaften und somit auf Netzerweiterungsmaßnahmen zu verzichten. Hierfür sind jedoch neuartige, regionalisierte Marktplätze notwendig. Eine ausreichende Liquidität dieser Märkte erfordert eine Kopplung mit den vorhandenen nationalen bzw. europäischen Märkten sowie eine effiziente und aus Sicht des Netzbetreibers sichere Lösung bei gegenläufigen Interessen von Marktteilnehmern und Netzbetreibern.

Mit den skizzierten Ansätzen wandelt sich das Verteilnetz von einer passiven hin zu einer

aktiven Rolle, was auch dazu führt, dass neue Netzbetriebs- und Netzplanungsprozesse notwendig werden. Die skizzierten Änderungen gehen außerdem mit einer erhöhten Anforderung an Messdaten einher, da ein aktiver Eingriff ins Netz einen gewissen Level an Beobachtbarkeit voraussetzt. Diese Daten, die zukünftig aus einer gesteigerten Anzahl Messpunkten bereitgestellt werden, müssen vom Netzbetreiber geeignet gesammelt, aufbereitet, verwaltet und genutzt werden. Zudem sind für Steuerungsmöglichkeiten im Netz und bei Bedarf des Kunden Kommunikationsstrecken zum Netzbetreiber aufzubauen und mit hinreichender Verfügbarkeit zu betreiben.

Das Verbundprojekt enera beschäftigte sich mit den beschriebenen neuen Herausforderungen und neuen Lösungsansätzen. In einer Demonstrationsregion wurde aufgezeigt, wie das Energiesystem trotz der neuen Anforderungen und der Vielfalt von gleichzeitig eingesetzten Technologien zuverlässig, sicher und kosteneffizient gestaltet werden kann. Darüber hinaus demonstrierte enera, wie durch Märkte und Digitalisierung Netzausbaukosten deutlich reduziert werden und Chancen für innovative Geschäftsmodelle entstehen. Daraus ergeben sich neue Wege und Handlungsmöglichkeiten für die politische Steuerung des Fortschritts der Energiewende in Deutschland.

Der vorliegende Schlussbericht zu diesem Einzelvorhaben betrifft einen wesentlichen Baustein des Gesamtvorhabens enera, welches sich in die Innovationsbereiche Netz, Markt, Daten sowie Verstetigung und Übertragbarkeit gliedert. Die FGH war im Rahmen dieses Einzelvorhabens in den Innovationsbereichen ***neuartige Netzbetriebsmittel*** und **zukünftige Netzbetriebsplanung** sowie der ***Verstetigung und Übertragbarkeit*** tätig. Es wurde untersucht, wie die Vielzahl innovativer Lösungsansätze in Netzbetrieb und Netzplanung berücksichtigt werden und die gesteigerte Komplexität reduziert werden kann. Auf Basis von zu konzipierenden und zu implementierenden Simulationsverfahren wurden Werkzeuge für den Netzbetreiber erforscht, mit denen dieser bei der Transformation von einem passiven zu einem aktiven Verteilnetz unterstützt wird. Diese Werkzeuge werden auch eingesetzt, um einen sinnvollen Einsatz der Optionen aktiver Verteilnetze in der Demonstrationsregion abzuleiten sowie die in dieser Komplexität völlig neuen Netzbetriebsplanungsprozesse zu gestalten. Mithilfe zweier Systemstudien wurde außerdem aufgezeigt, welche Auswirkungen es auf das Gesamtsystem hat, wenn dieser Transformationsprozess flächendeckend erfolgt.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Folgenden wird eine detaillierte Planung und Ablauf des Vorhabens der FGH im Forschungsprojekt dargelegt. Diese richtet sich nach der im GVB definierten Arbeitspaketplanung sowie der darin vereinbarten zeitlichen Planung von Meilensteinen.

Aufgrund neuer Erkenntnisse im Projektverlauf und der zielorientierten agilen Anpassung von Arbeitspaketinhalten werden Änderungen oder Ergänzungen ggü. dem GVB mit „**Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung**“ gekennzeichnet. Die Änderungen wurden mit Projekt- und Arbeitspaketleitung zuvor abgestimmt.

3.1. Arbeitsplan und Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Für den Arbeitsplan des Gesamtprojekts enera wird auf die Gesamtvorhabenbeschreibung sowie auf den Gesamt-Schlussbericht verwiesen. Die FGH hat ihre Schwerpunkte in Arbeitspaket 3 „**Smart Grid Operator konzipieren und umsetzen**“, Arbeitspaket 4 „**Rollout Netzbetriebsmittel zur effizienten Netzauslastung**“, Arbeitspaket 13 „**enera übertragen und international verankern**“ sowie Arbeitspaket 14 „**Projektmanagement**“.

Im Folgenden soll die Struktur des Arbeitsplans vorgestellt werden. Dabei werden jeweils nur die Arbeitsschritte, Ziele, Ergebnisse sowie Meilensteine detailliert dargestellt, an denen die FGH beteiligt ist. Die Meilensteine, die in den einzelnen Arbeitspaketen zu finden sind, sind für die Arbeitsschritte der FGH definiert worden, beschreiben somit die Ereignisse von besonderer Bedeutung im Rahmen dieses Teilvorhabens.

Zudem werden in den einzelnen Arbeitspaketen die Zusammenarbeit mit anderen Stellen (z.B. andere Arbeitspakete oder Partner) beschrieben.

3.2. Projektstruktur und Verantwortlichkeiten

Die Einbettung von AP3, AP4, AP13 und AP14, in denen die FGH beteiligt ist, in das Verbundvorhaben ist in Abbildung 1 dargestellt.

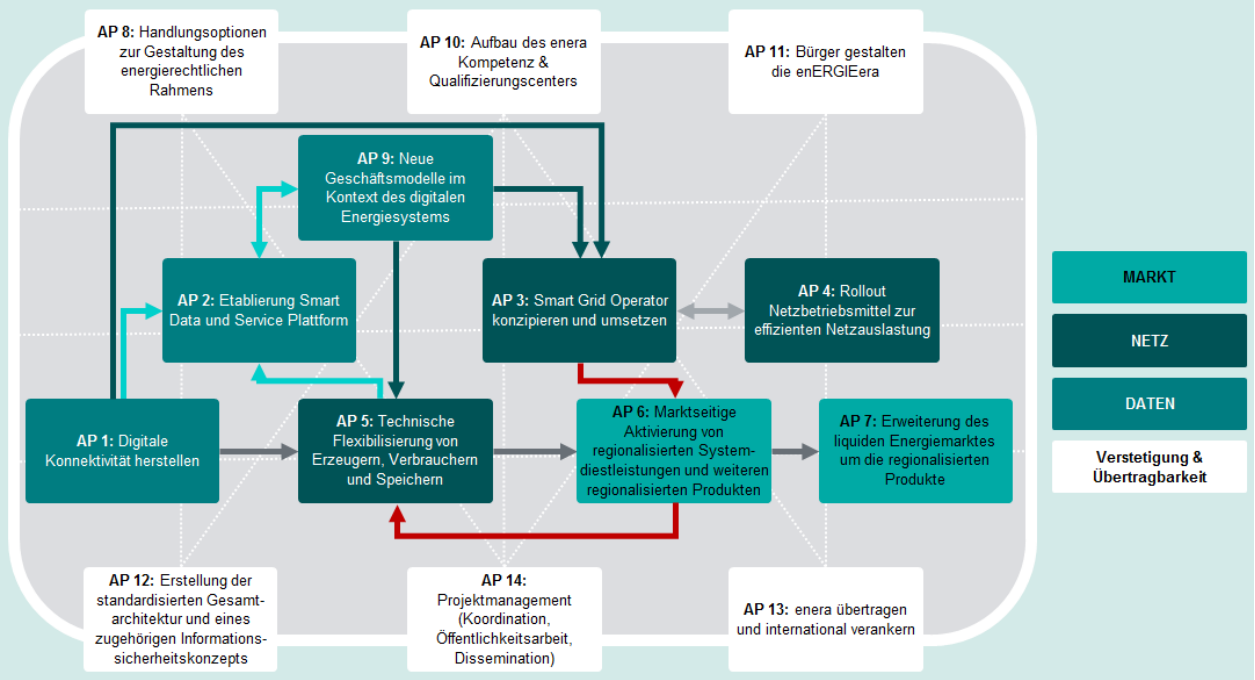


Abbildung 1 Zusammenfassender Überblick der Arbeitspakete und die Abhängigkeiten innerhalb des Gesamtprojekts

3.3. Meilensteine

Im Gesamtverbund sind 9 Meilensteine definiert. Die FGH war insbesondere in folgende Meilensteine von enera eingebunden:

- M.6 (t30): Erste Erkenntnisse der Demonstration liegen vor (SGO, NLS 2.0, rSDL auf Marktplattform, erweiterte VPP).
- M.7 (t36): Mehrere datenbasierte Geschäftsmodelle oder Optimierungen sind entwickelt und erprobt.
- M.8 (t45): Zusammenspiel von Netz und Markt über regionale Flexibilität und SGO ist iterativ optimiert und validiert.
- M.9 (t48): Evaluierung der Demonstration ist erfolgt. Handlungsempfehlungen sind abgeleitet und Weiterentwicklungsmöglichkeiten sind identifiziert (insbesondere in Bezug auf das Marktdesign, den regulatorischen Rahmen und die Übertragbarkeit der Ergebnisse).

Für die Teilarbeitspakete der FGH wurden weitere Meilensteine definiert (siehe Kapitel 4.4), um einen detaillierteren Einblick in die Arbeiten zu ermöglichen.

3.4. Arbeitspaketbeschreibungen

Im Folgenden werden die Arbeitspakete, in denen die FGH involviert war, sowie die notwendigen Arbeitsschritte detailliert vorgestellt.

3.4.1. Arbeitspaket 3: Smart Grid Operator konzipieren und umsetzen

AP 3: Smart Grid Operator konzipieren und umsetzen	
Projektpartner: EWE NETZ, Avacon, Bilfinger Mauell, BTC, ENERCON, OFFIS, IAEW/RWTH Aachen, FGH, Space Time Insight, Siemens, TenneT	
Startdatum: t1	Enddatum: t48

I. Ziel des Arbeitspakets

Das Verteilnetz wandelt sich von einer passiven zu einer aktiven Rolle. Auf Basis von innovativen Betriebsmitteln und neuen Betriebskonzepten kann die klassische „Worst-Case"-Auslegung der Netze vermieden werden, mit gezielten Eingriffen sowie Steuer- und Regelmechanismen wird das Netz zu einem flexiblen Verteiler von Energie.

Der Verteilnetzbetreiber wird somit zum Smart Grid Operator (SGO) transformiert, der auf innovative Komponenten und Flexibilitätspotentiale der Kunden zugreift, um die technischen Randbedingungen der Netze und damit Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Somit können die klassischen, standardisierten Prozesse in Netzplanung und Netzbetrieb zukünftig in jetziger Form nicht mehr verwendet werden, der Komplexitätsgrad nimmt stark zu. Aus diesem Grund sind neben den neuen technischen Lösungen auch neue Methoden und Werkzeuge für den Netzbetreiber notwendig.

Im Rahmen des Arbeitspakets 3 wurden im Verbundprojekt deswegen erweiterte Kenntnisse, Methoden und Softwarewerkzeuge für Netzplanung und Netzbetrieb erarbeitet. Für eine vollständige Übersicht sei an dieser Stelle auf die Gesamtvorhabenbeschreibung verwiesen. Die FGH sollte ein Verfahren zur Simulation eines aktiven Verteilnetzes konzipieren und entwickeln, das die Vielzahl der neuen Betriebsmittel und –konzepte übergreifend betrachtet und den Netzbetrieb optimiert. Hierunter fallen beispielsweise ein Einspeise- und Lastmanagement, die Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen oder Topologieoptimierungen auf Basis fernsteuerbarer Trennstellen.

Auf Basis des Simulationsverfahrens kann bewertet werden, welche Komponenten und Konzepte für einen wirtschaftlichen Betrieb von Verteilnetzen sinnvoll sind. Außerdem sollte die FGH auf Basis der Netzbetriebssimulationsverfahren Methoden ableiten, wie neuartige Betriebsstrategien und Flexibilitätsoptionen bereits im Rahmen der Auslegung der Netze in

der Netzplanung berücksichtigt werden können.

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

Die zunehmende Flexibilität der Verteilnetzkunden erlaubt neben der Teilnahme am lokalen Flexibilitätsmarkt auch eine Teilnahme am zonalen und überregionalen Strommarkt. Dies birgt jedoch das Risiko strategischer Gebote. Der lokale Flexibilitätsmarkt kann auf Kosten von zunehmenden Engpässen im Verteilnetz durch geschicktes Verhalten der Flexibilitäten ausgenutzt werden. Die Identifizierung dieser Marktmacht stellt für Verteilnetzbetreiber eine große Herausforderung dar, da die Komplexität und die Anzahl der Faktoren, die das individuelle Bietverhalten der Flexibilitäten beeinflussen, sehr umfangreich sind. Im Sinne einer zielgerechten aktiven Netzbetriebsplanung hat die FGH daher ein Simulationsverfahren zur individuellen Abbildung von Netzkundenverhalten an den verschiedenen Strommärkten entwickeln.

Auf Basis des Simulationsverfahren kann bewertet werden, welche Auswirkung ein marktorientiertes Verhalten auf das Flexibilitätspotential und den Flexibilitätsbedarf des Netzbetreibers hat und welche Gegenmaßnahmen erforderlich sind, um Marktmacht zu verhindern.

II. Technologische Herausforderungen

Da die Anzahl der Freiheitsgrade, die dem Netzbetreiber in Netzbetrieb zur Verfügung stehen, stark zunimmt, kommt es zwangsläufig zu einer Komplexitätssteigerung, zumal zwischen diesen Freiheitsgraden Wechselwirkungen bestehen. Betriebliche Entscheidungen über den Einsatz von Maßnahmen müssen auf Basis von Unsicherheiten, bspw. verursacht durch Prognose von zukünftiger Einspeisung, getroffen werden. Erschwerend kommt hinzu, dass sich der Netzbetreiber als Akteur an einem Flexibilitätsmarkt in verstärkter Interaktion mit den anderen Akteuren des Energiesystems befindet. Unter diesen Bedingungen, gekoppelt mit den steigenden Zahlen dezentraler Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien in den Verteilnetzen, muss ein sicherer und auch kosteneffizienter Betrieb stets gewährleistet sein.

Zusammenfassend sind mit den technologischen Herausforderungen

- Weiter steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien
- Erhöhte Anzahl an Maßnahmen im Netzbetrieb
- Abkehr von deterministischen zu probabilistischen Randbedingungen des Netzbetriebs

deutliche erhöhte Anforderungen an den Netzbetreiber gestellt. Neben kosteneffizienten Entscheidungen im Netzbetrieb müssen diese Aspekte außerdem bereits bei der Systemauslegung in der Netzplanung berücksichtigt werden, um die Potentiale der neuen Lösungen vollständig heben zu können.

III. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

AP3 ist eng mit weiteren Arbeitspaketen verknüpft. Insbesondere mit AP5 „**Technische Flexibilisierung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern**“, in dem betriebliche Freiheitsgrade eines aktiven Verteilnetzkonzeptes basierend auf den zur Verfügung stehenden Flexibilitäten, die z.B. im Rahmen eines Einspeise-/Lastmanagement genutzt werden können, bestimmt werden, sowie AP6 „**Marktseitige Aktivierung von regionalisierten Systemdienstleistungen und weiteren regionalisierten Produkten**“, in denen Anforderungen an Flexibilität und Flexibilitätsprodukte definiert werden, bestehen Wechselwirkungen. Der Umfang vorhandener Flexibilitäten sowie die Produktgestaltung an den Märkten sind vorwiegend Eingangsdatum für den Netzbetreiber und seinen Betriebsplanungsprozess, da sie kundenseitig bzw. durch die übergeordneten Märkte vordefiniert sind. Gerade bei der Marktproduktgestaltung auf regionalisierter Ebene (AP6) kann sich aus der Simulation und Bewertung von Betriebsplanungsprozessen aber auch eine Anforderung an die Produktgestaltung ergeben.

Weiterhin sind die in AP3 entwickelten Verfahren wichtiger Input für AP13 „enera übertragen und international verankern“, da hier geprüft wird, wie sich die in der enera-Modellregion erzielten Ergebnisse auf andere Regionen übertragen lassen. Somit bilden die Verfahren, die durch die FGH in AP3 entwickelt werden, ein wesentlichen Baustein für weitere Untersuchungen im Rahmen von enera.

Input

Wesentliche Inputdaten sind

- Netzmodelle der betrachteten Verteilnetze
- Messdaten von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln
- Prognosedaten für Windeinspeisung, PV-Einspeisung, BHKW-Einspeisung und Last in lokaler Auflösung für die betrachteten Verteilnetze

Output

Wesentliche Outputdaten sind

- Optimale Auswahl von Betriebsmitteln und –konzepten für betrachtete MS-Netze

- Zeitbezogene Kennzahlen des Netzbetriebs (bspw. abzuregelnde Einspeisung, notwendige Flexibilität, Anzahl Trafostufungen, Anzahl Trennstellenschaltung etc.)
- Empfehlungen für die Gestaltung des Betriebsplanungsprozesses

IV. Aufgabenbeschreibung

Die FGH ist in den Teilarbeitspaketen 3.12, „**Entwicklung eines Tools zur Simulation des aktiven Netzbetriebs**“ sowie 3.13 „**Entwicklung eines Tools zur gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbauplanung**“ involviert. Für eine detaillierte Beschreibung der Arbeitspakete der FGH wird auf die GVB verwiesen.

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

Aufgrund der Notwendigkeit der Abbildung des marktorientierten Kundenverhaltens für das Tool zur Simulation des aktiven Netzbetriebs wurden im Teilarbeitspaket 3.12 folgende Erweiterung von Seiten der FGH durchgeführt:

- **Entwicklung eines Simulationsverfahren zur Abbildung des marktorientierten Kundenverhaltens**

V. Ergebnisse

Im Rahmen des Verbundprojekts sind 10 Ergebnisse für das AP3 definiert. Die Arbeiten der FGH betreffen die folgenden Ergebnisse:

- E3.5 Anforderungen an Flexibilitätsprodukte zur Netzentlastung im Rahmen der gelben Ampelphase sind identifiziert.
- E3.7 Neue Verfahren sowie Tools zur (probabilistischen) Auslegung und Netzführung von Verteilnetzen sind implementiert.

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

- E3.7 Neues Verfahren sowie Tool zur simulativen Abbildung von strategischem Bieterverhalten von Netzkunden ist implementiert

Für eine vollständige Auflistung der Ergebnisse siehe GVB. Die beiden für die FGH relevanten Ergebnisse werden nun genauer erläutert.

E3.5: Mit dem Tool zur Simulation eines aktiven Netzbetriebs, das in Teilarbeitspaket 3.12 konzipiert und implementiert wurde, können auf simulativer Basis Anforderungen an Flexibilitätsprodukte analysiert und Handlungsempfehlungen für die Definition abgeleitet werden (dies ist geplant im Teilarbeitsschritt 3.12.8). Mögliche Kennzahlen zur Präqualifikation – wie bspw. Mindestgrößen für Flexibilität, notwendige Verfügbarkeitsraten oder Abrufgradienten – wurden in Simulationen variiert, um volkswirtschaftlich effiziente

Produkte zu bestimmen.

E3.7: Im Rahmen von AP3 ist die FGH bei der Implementierung von drei Tools involviert:

1. Tool zur Simulation des aktiven Netzbetriebs
2. Tool zur vereinfachten Simulation des aktiven Netzbetriebs
3. Tool zur gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbauplanung (Lead: IAEW/RWTH Aachen), in das Tool Nr. 2 eingeht

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

4. Tool zur Simulation des marktorientierten Kundenverhaltens

Die zu konzipierenden und zu implementierenden Tools gingen außerdem als Basis in andere Arbeitspaketen (AP13: enera übertragen und international verankern) ein.

VI. Meilensteine

M 13.12.1	Maßnahmen und Unsicherheiten im aktiven Verteilnetz identifiziert	t6
M 13.12.2	Optimierungsplattform zur Netzbetriebssimulation implementiert	t12
M 13.12.3	Freiheitsgrade in Simulationsplattform integriert	t25
M 13.12.4	Berücksichtigung eines aktiven Verteilnetzes in Netzplanung über Methoden/Verfahren sicher gestellt	T30

3.4.2. Arbeitspaket 4: Rollout Netzbetriebsmittel zur effizienten Netzauslastung

AP 4: Rollout Netzbetriebsmittel zur effizienten Netzauslastung	
Projektpartner: Avacon, EWE Netz, FGH	
Startdatum: t1	Enddatum: t43

I. Ziel des Arbeitspakets

Um konventionellen Netzausbau, der aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien notwendig ist, zu substituieren, können intelligente Betriebsmittel verwendet werden. Diese ermöglichen durch höhere Flexibilität oder besondere technische Eigenschaften eine verbesserte Netzauslastung. Im Rahmen von AP4 sollten im Verbundvorhaben deswegen folgende Technologien installiert:

- Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)
- Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer (sKSB)
- Hochtemperaturleiterseil (HTLS)

Ziel war es, mit diesen innovativen Technologien Erfahrungen zu gewinnen und geeignete Anwendungsgebiete zu identifizieren.

Die FGH hat hierzu in AP4 eine Machbarkeitsstudie zu Anwendungsgebieten für sKSB erstellen. Der sKSB soll zu einer Kapazitäts- und damit zu einer Effizienzsteigerung im Verteilnetz führen. Ein möglicher Anwendungsbereich im Feld ist die Kopplung von zwei benachbarten MS-Netzbereichen, um die Netzimpedanz zu reduzieren. Um Ausgleichströme zu begrenzen und Fehlerströme weiter zu beherrschen, sollte dazu der sKSB in die Kupplung der MS-Netze installiert.

Die Machbarkeitsstudie sollte ermitteln, ob ein solcher Einsatz für den skizzierten Anwendungsfall und unter welchen weiteren Randbedingungen (Netzausdehnung, Netzbelastung) vorteilhaft sein kann, aber auch weitere mögliche Einsatzgebietet beleuchten. Sofern die Machbarkeitsstudie positiv ausfällt, sollte der sKSB im Labortest und ggf. nach im Feldtest detaillierter analysiert werden.

II. Technologische Herausforderungen

Ein sKSB ist aufgrund der Neuartigkeit des Betriebsmittels alleine bereits eine technologische Herausforderung. Für die von der FGH vorgesehene Machbarkeitsstudie stellt sich die Herausforderung aber vor allem in der systemtechnischen Analyse von möglichen Anwendungsbereichen. Diese liegen nach unserer Einschätzung nicht unmittelbar in heutigen Netzstrukturen und deren Betrieb, so dass hier umfassender gedacht werden muss. Beim Einsatz in den Verteilnetzen ist zudem zu prüfen, inwiefern Wechselwirkungen mit üblichen Schutzkonzepten bestehen.

III. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die in AP4 installierten Betriebsmitteltypen haben zwar keinen direkten Bezug zueinander, stellen aber natürlich eine zusätzliche Handlungsoption des Netzbetreibers dar. Bei positiver Machbarkeitsstudie stellt der sKSB und die für deren Einsatzgebiete als sinnvoll ermittelten Netzstrukturen einen weiteren Freiheitsgrad innerhalb der Netzplanung (AP3) dar.

Input

Wesentliche Inputparameter sind

- Mögliche Standorte für supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer inkl. Netzmodelle

von EWE für erste Analyseschritte

- Technische Parameter des supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzers

Output

Wesentliche Outputparameter sind

- Anwendungsfälle, in denen die Ausbringung von supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzern wirtschaftlich ist
- Auswirkungen auf Schutzkonzepte

IV. Aufgabenbeschreibung

Die FGH ist im Teilarbeitspaket 4.2, „**Vorstudie zu dem supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzer**“ involviert. Für eine genau Beschreibung des Arbeitspaketes wird auf die GVB verwiesen.

V. Ergebnisse

Im Rahmen des Verbundprojekts sind 6 Ergebnisse für das AP4 definiert. Die Arbeiten der FGH betreffen das folgende Ergebnis:

- E4.2: Machbarkeitsstudie zum sKSB abgeschlossen und Entscheidung für/gegen einen Labortest getroffen.

Für eine vollständige Auflistung der Ergebnisse siehe GVB.

VI. Meilensteine

M 4.2.1	Geeignete Anwendungsfälle für sKSB identifiziert	t3
M 4.2.2	Machbarkeitsstudie abgeschlossen	t12

3.4.3. Arbeitspaket 13: enera übertragen und international verankern

AP 13: enera übertragen und international verankern	
Projektpartner: IAEW/RWTH Aachen, Avacon, EWE, FGH, Jacobs University, NEXT ENERGY, OFFIS, Universität Duisburg-Essen	
Startdatum: t1	Enddatum: t48

I. Ziel des Arbeitspakets

Um die Bewertung der technischen Lösungen aus den AP 1-7 zu ermöglichen, sollten diese mittels Systemstudien im Hinblick auf ihr volkswirtschaftliches Potenzial und ihre ökologischen Auswirkungen hin untersucht und in Kennzahlen ausgedrückt – und zwar nicht

nur für die Modellregion, sondern auch in Bezug auf den Einsatz in ganz Deutschland. Dabei sollten auch die Wechselwirkungen mit dem elektrischen Gesamtsystem in Deutschland und deren Folgen für die Versorgungssicherheit betrachtet werden. Auf dieser Basis sollten anschließend Alternativen bewertet werden. Es galt z.B. zu zeigen, welche Konsequenzen ein aktiver Verteilnetzbetrieb auf die Stabilität des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems und die Netz(ausbau)planung im Übertragungsnetz hat oder welche Bedeutung regionalisierte Produkte und nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale für den gesamtdeutschen Strommarkt entfalten können.

Verschiedene Einzelevaluationen aus den AP werden zu unterschiedlichen enera Szenarien zusammengeführt, welche die Bandbreite möglicher Entwicklungen sowie die Ergebnisse des enera Konzepts abdecken. Die demonstrierten Konzepte und Produkte sollten hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf Deutschland und darüber hinaus mit dem Ergebnis, eine entsprechende Roadmap zu erstellen, bewertet werden. Nicht zuletzt wurden so der Nutzen der demonstrierten Lösungen über das Projekt hinaus und auch im (inter)nationalen Raum im Hinblick auf eine zeitliche und räumliche Ausdehnung deutlich. Diese Information soll deutsche Unternehmen beim zeitigen Eintritt in internationale (Energiewende)Märkte unterstützen und so deren Wettbewerbsfähigkeit erhöhen.

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

Da im Verlauf des Projekts keine ausreichende Datengrundlage für deutschlandweite Netzdaten von Verteilnetzen und Zeitreihendaten der einzelnen relevanten Netzkunden gewonnen werden konnte, haben sich Arbeitspaketleitung und Projektpartner auf die synthetische Generierung repräsentativer Daten durch die FGH geeinigt. Insbesondere Netzdaten zur zukünftigen Entwicklung der Netze für die in AP13 definierten Zielszenarien 2030, 2040 und 2050 waren nicht verfügbar. Diese Daten waren jedoch **zwingend** erforderlich, um belastbaren Aussagen für ganz Deutschland treffen zu können. Ein übergeordnetes der Ziel der FGH in AP 13 war es daher ein Modell zur Ableitung heutiger und zukünftiger repräsentativer Verteilnetze zu entwickeln. Zur Abbildung der Netznutzung mussten zudem detaillierte regionalisierte Zeitreihenmodelle von Verteilnetzkunden (Haushalte, GHD, Elektromobilität, Wärmepumpen, Windenergieerzeugung und Photovoltaik) entwickelt und implementiert werden. Ziel war es eine einheitliche Datenbasis zu erstellen und diese allen Projektpartner in AP 13 zur Verfügung zu stellen. Diese Datenbasis setzt die Voraussetzungen für einheitliche Annahmen und die Vergleichbarkeit der Studien aller Projektpartner in AP 13.

II. Technologische Herausforderungen

Dieses AP ist in hohem Maße durch die inhaltliche Begleitung der AP 1-8 gekennzeichnet und

erfordert einen fortlaufenden engen Austausch der Projektpartner. Nur durch regelmäßige und konsequente Kommunikation können entsprechende Szenarien entwickelt und mit bestehenden Szenarien verglichen werden bzw. eine auf den Ergebnissen der AP beruhende Roadmap zur Übertragung von Lösungen entwickelt werden.

III. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Als projektbegleitendes AP bestehen zu allen anderen AP enge Verknüpfungen. Die FGH stand zudem im intensiven Austausch mit allen Partner in AP13 um sich bzgl. einer einheitlichen Eingangsdatenbasis abzustimmen.

Input

Wesentliche Inputparameter sind

- Die Tools, die im Rahmen von AP3 entwickelt wurden
- Daten aus Szenarioentwicklung (AP13.1, siehe Gesamtvorhabenbeschreibung)

Output

Wesentliche Outputparameter sind

- Bewertung, inwiefern die Ergebnisse der enera-Region auf andere Verteilnetze übertragbar sind
- Bewertung, wie sich eine großflächige Ausbringung aktiver Verteilnetze auf das Gesamtsystem auswirkt

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

- Bereitstellung repräsentativer Verteilnetzdaten für die Zielszenarien 2030, 2040, 2050 sowie regionalisierte Zeitreihen der Netznutzung

IV. Aufgabenbeschreibung

Die FGH ist in den Teilarbeitspaketen 13.2, „**Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs auf die Stabilität des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems**“ sowie 13.3 „**Übertragbarkeit aktiver Netzbetrieb und Netzplanung**“ involviert. In Teilarbeitspaket 13.2 wird mit der Erweiterung des Verfahrens zur Simulation des aktiven Netzbetriebs ein wichtiger Baustein für ein Verfahren zur Bewertung der Spannungsstabilität im Zeitbereich erstellt, welches durch das IAEW/RWTH Aachen entwickelt wird.

Zentraler Beitrag der FGH in AP 13.3. stellen die Systemstudien 13.3.2 **„Systemstudie zur Bewertung der Auswirkungen aktiver Verteilnetze auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz“**, 13.3.4 **„Systemstudie zur Übertragbarkeit eines aktiven**

Verteilnetzes auf andere Regionen“ dar.

Für eine detaillierte Beschreibung der Teilarbeitspakete, siehe GVB.

Wichtige Anpassung der ursprünglichen Planung:

Durch die Notwendigkeit der Generierung von synthetischen Eingangsdaten für alle beteiligten Partner in AP13 lag ein besonderer Fokus der FGH Tätigkeit auf die Erweiterung der Tätigkeiten in AP 13.3. Das AP wurde um „**Entwicklung eines Netzgenerators zur Modellierung heutiger und zukünftiger repräsentativer Verteilnetze in Deutschland**“ sowie „**Entwicklung regionalisierter Zeitreihenmodelle für Verteilnetzkunden**“ erweitert. Die erweiterten Tätigkeiten gingen mit erhöhtem zeitlichen und inhaltlichen Aufwand einher.

V. Ergebnisse

Im Rahmen des Verbundprojekts sind 5 Ergebnisse für das AP13 definiert. Die Arbeiten der FGH betreffen das folgende Ergebnis:

- E13.2: Auswirkungen eines aktiven Netzbetriebs auf Netz(ausbau)planung im Verteil- und Übertragungsnetz analysiert und beschrieben

Für eine vollständige Auflistung der Ergebnisse siehe GVB.

VI. Meilensteine

M 13.2.1	Systemstudie zur Bewertung der Auswirkungen aktiver Verteilnetze auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz erstellt	T40
M 13.3.1	Systemstudie zur Übertragbarkeit eines aktiven Verteilnetzes auf andere Regionen erstellt	T47

3.4.4. Arbeitspaket 14: Projektmanagement (Koordination, Öffentlichkeitsarbeit, Dissemination)

AP 4: Rollout Netzbetriebsmittel zur effizienten Netzauslastung	
Projektpartner: EWE AG	
Startdatum: t1	Enddatum: t48

I. Ziel des Arbeitspakets

Ziel des AP ist es, das Verbundprojekt enera erfolgreich und reibungslos unter ökonomischer Nutzung der eingesetzten Mittel innerhalb des vorgegebenen zeitlichen und inhaltlichen

Rahmens umzusetzen, eine hohe Bekanntheit desselben zu erreichen und sowohl der allgemeinen als auch der fachlichen Öffentlichkeit Kenntnisse über Projektverlauf und -ergebnisse zu vermitteln.

Im Fokus steht die Gewährleistung der Umsetzung sowie die Koordination des Gesamtvorhabens mit seinen AP und Arbeitsschritten, die Überwachung des Projektfortschritts sowie die Kommunikation/das Berichtswesen zwischen den Projektpartnern und dem Projektträger.

Für die FGH betrifft dieses Arbeitspaket nur die Übertragung der im Rahmen des Teilvorhabens erarbeiteten Ergebnisse an die Begleitforschung.

II. Technologische Herausforderungen

Für FGH: Keine.

III. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen dieses Arbeitspakets sollten Informationen zwischen den Projektpartnern und Begleitforschung ausgetauscht werden. Insofern bestanden somit implizit auch starke Interdependenzen zu allen anderen Arbeitspaketen und Partnern.

IV. Aufgabenbeschreibung

Die FGH war über die gesamte Projektdauer in Summe mit einem Ressourcenaufwand von 1 Personenmonat in AP14, im Teilarbeitspaket 14.4 „Koordination der Begleitforschung“ involviert.

V. Ergebnisse

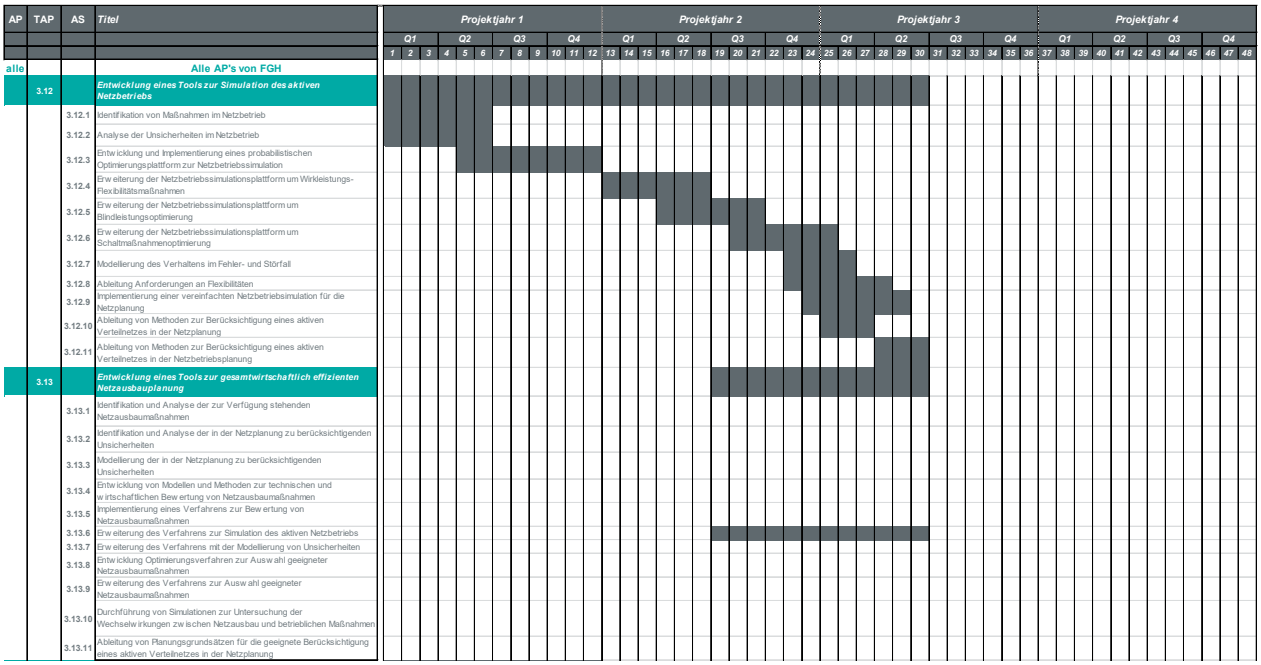
Die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete werden zwischen FGH und Begleitforschung kommuniziert und abgestimmt.

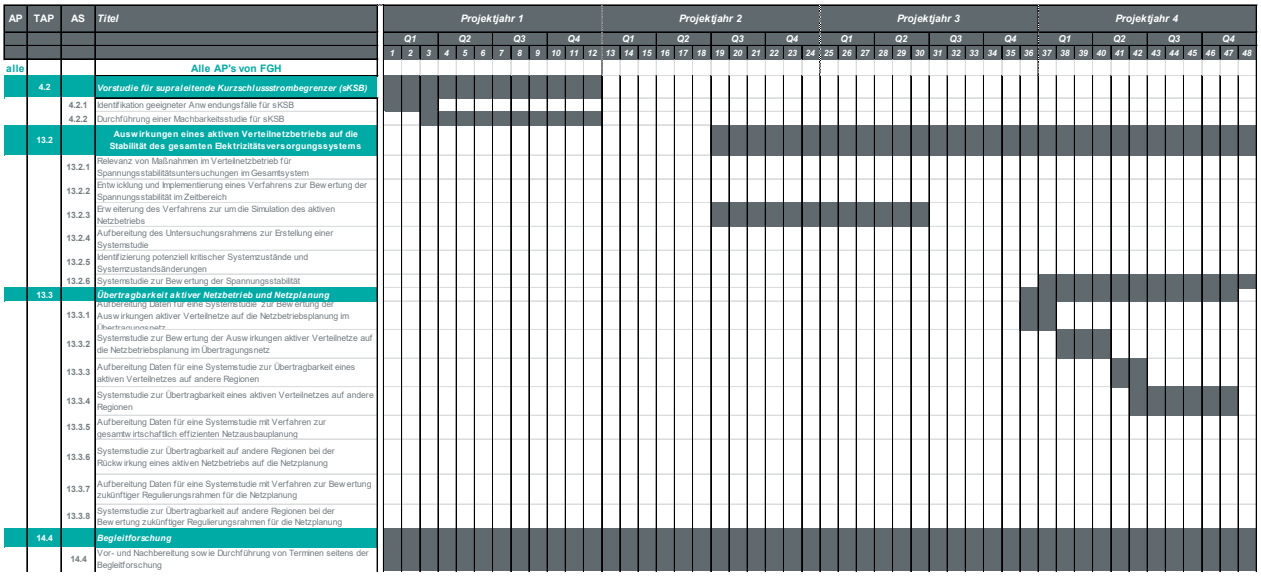
VI. Meilensteine

Keine

3.5. Zeitlicher Ablauf

Im Folgenden ist der zeitliche Ablauf der einzelnen Arbeitspakete und Arbeitsschritte zu sehen. Dargestellt ist jeweils in welchen Projektmonaten die FGH in einem Arbeitsschritt beteiligt ist. Der zeitliche Ablauf stellt dabei die ursprüngliche Zeitplanung der FGH dar. Durch die kostenneutrale Verlängerung des Vorhabens der FGH sowie der Ergänzung weiterer Arbeitsartefakte in den AP hat sich jedoch der zeitliche Ablauf nur geringfügig und nur im Projektjahr 4 geändert.




AP
TAP
AS
Titel
Projektjahr 1
Projektjahr 2
Projektjahr 3
Projektjahr 4
Q1
Q2
Q3
Q4
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48
alle
Alle AP's von FGH
4.2
Vorstudie für supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer (sKSB)
4.2.1 Identifikation geeigneter Anwendungsfälle für sKSB
4.2.2 Durchführung einer Machbarkeitsstudie für sKSB
13.2
Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs auf die Stabilität des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems
13.2.1 Relevanz von Maßnahmen im Verteilnetzbetrieb für Spannungsstabilitätsuntersuchungen im Gesamtsystem
13.2.2 Entwicklung und Implementierung eines Verfahrens zur Bewertung der Spannungsstabilität im Zeitbereich
13.2.3 Erweiterung des Verfahrens zur um die Simulation des aktiven Netzbetriebs
13.2.4 Aufbereitung des Untersuchungsrahmens zur Erstellung einer Systemstudie
13.2.5 Identifizierung potenziell kritischer Systemzustände und Systemzustandsänderungen
13.2.6 Systemstudie zur Bewertung der Spannungsstabilität
13.3
Übertragbarkeit aktiver Netzbetrieb und Netzplanung
13.3.1 Auswirkungen aktiver Verteilnetze auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz
13.3.2 Systemstudie zur Bewertung der Auswirkungen aktiver Verteilnetze auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz
13.3.3 Aufbereitung Daten für eine Systemstudie zur Übertragbarkeit eines aktiven Verteilnetzes auf andere Regionen
13.3.4 Systemstudie zur Übertragbarkeit eines aktiven Verteilnetzes auf andere Regionen
13.3.5 Aufbereitung Daten für eine Systemstudie mit Verfahren zur gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbauplanung
13.3.6 Systemstudie zur Übertragbarkeit auf andere Regionen bei der Rückwirkung eines aktiven Netzbetriebs auf die Netzplanung
13.3.7 Aufbereitung Daten für eine Systemstudie mit Verfahren zur Bewertung zukünftiger Regulierungsrahmen für die Netzplanung
13.3.8 Systemstudie zur Übertragbarkeit auf andere Regionen bei der Bewertung zukünftiger Regulierungsrahmen für die Netzplanung
14.4
Begleitforschung
14.4 Vor- und Nachbereitung sowie Durchführung von Terminen seitens der Begleitforschung

4. Wissenschaftlicher und Technischer Stand

Das heutige Verteilnetz basiert in erster Linie auf passiven Komponenten. Während regelnde, aktive Betriebsmittel in höheren Spannungsebenen (Hoch-/Höchstspannung) bereits seit Jahrzehnten verwendet werden, finden diese in der Mittel- und Niederspannung erst seit einigen Jahren teilweise Anwendung. Hierbei sind im Wesentlichen die Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, die in technischen Richtlinien verankert ist [1] [2], sowie der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, der bereits teilweise als Standardbetriebsmittel verwendet wird, zu nennen. Die Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit dieser Konzepte wurde in zahlreichen Studien untersucht [3] [4]. Die Flexibilitäten von Erzeugern und Verbrauchern werden im Verteilnetz bisher kaum genutzt, auch weil dem gesetzlich-regulatorische Hemmnisse gegenüber stehen und entsprechende Märkte nicht existieren. Unterschiedliche Studien[1] [2], die jedoch zumeist nur die Wirkung einzelner Konzepte untersuchen, weisen bereits auf das Potential hin.

Zusammenfassend stehen somit für den Netzbetreiber in Netzplanung und Netzbetrieb einige wenige Freiheitsgrade zur Sicherstellung einer effizienten, zuverlässigen Verteilung von Energie zur Verfügung. In der Netzplanung sind die Freiheitsgrade zumeist auf konventionellen Leitungsausbau sowie die Nutzung von Blindleistungskonzepten beschränkt, weswegen die Entscheidung für oder gegen eine Lösung auf Basis einfacher Regeln erfolgen kann. Die Hebung von Flexibilitätspotentialen ist, wie dargestellt, momentan nicht Stand der Technik, sondern das Netz nimmt eine passive Rolle als Verteiler von Elektrizität ein. Dies führt auch dazu, dass im Netzbetrieb zur Behebung von Netzengpässen, zur Entstörung oder zur Wiederversorgung nur wenige Lösungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

Somit kann der Netzbetreiber auf standardisierte Methoden und Werkzeuge in Netzplanung und Netzbetrieb zurückgreifen, was bei fehlenden Steuermöglichkeiten und auch weitgehend einem entsprechenden Bedarf dazu in der Vergangenheit auch die kostengünstigste Lösung darstellt. Die nunmehr zunehmende erkannten Flexibilitätspotentiale der am Netz angeschlossenen Akteure sowie von innovativen Betriebsmitteln und Konzepten werden dadurch allerdings nicht vollständig gehoben. Da infolge deutlicher Änderungen auf Erzeugungs- wie Verbraucherseite zunehmend Netzengpässe auftreten bzw. ohne Netzausbau zu erwarten sind, ist auch der Bedarf einer entsprechenden Steuerung vorhanden. Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass ein Gesamtoptimum durchaus auch ein

[1] www.e-dema.de, gefördert durch BMWi und BMUB, Projektleiter: RWE AG, 8 weitere Projektpartner, 2009-2013
[2] www.drip-project.eu, gefördert von der europäischen Kommission, Projektleiter: RWE AG, 5 weitere Projekt-partner, 2012-2015

bestimmtes Maß an Steuerung der Netzkunden gegenüber ausschließlichem Netzausbau aufweist, der zudem zielgerichtet innovative Betriebsmittel einschließen soll [3] [5].

Weiterhin wird in Netzplanung und Netzbetrieb nach Stand der Technik ein deterministischer Ansatz verfolgt, was bedeutet, dass die Kenntnisse über relevante Parameter, wie bspw. die Einspeisung von EE-Anlagen, der Verbrauch oder die zur Verfügung stehende Flexibilität fest vorgegeben wird. Dieser Ansatz ist notwendig, um den Modellierungsaufwand gering zu halten und außerdem, damit die Rechenzeiten der verwendeten Verfahren in einer praxistauglichen Größenordnung liegen.

Netzplanung und –betrieb in zukünftigen Energieversorgungsnetzen ist jedoch von einer gesteigerten Unsicherheit geprägt. Zum einen sind die langfristigen Unsicherheiten, also beispielsweise die Prognose der zugebauten EE-Leistung oder die Entwicklung des Lastverhaltens von Verbrauchern (bspw. die Durchdringung mit Elektromobilität oder Wärmepumpen) zu nennen. Weiterhin existieren auch kurzfristige Unsicherheiten, wie bspw. die Prognose der Einspeiseleistung für den folgenden Tag sowie die Verfügbarkeit von Flexibilitäten im Netzbetrieb. Diese Unsicherheiten werden in den momentanen, klassischen Netzplanungs- und Netzbetriebsprozessen nicht berücksichtigt.

4.1. Anderweitige Forschungs- und Entwicklungsansätze

Der Ansatz dieses Teilvorhabens ist es, durch innovative Betriebsmittel kombiniert mit intelligenten Betriebskonzepten die Verteilnetze auch zukünftig sicher und zuverlässig betreiben zu können. Alternative Forschungsansätze untersuchen, wie mit konventionellem Netzausbau das gleiche Ziel erreicht werden kann (bspw. [3] [6]). Schon diese Studien zeigen jedoch, dass ein zumindest teilweises Nutzen von neuartigen Komponenten zur Reduktion der Kosten führt. Insofern führt der in diesem Teilvorhaben gewählte Ansatz zur Hebung von Effizienzpotentialen, kostenintensiver Netzausbau wird als Ergänzung zu den untersuchten Konzepten gesehen.

Im Rahmen der geplanten Simulation des Netzbetriebs bleibt der Verteilnetzbetreiber als bestimmender Akteur der Koordinator von Maßnahmen, wie bspw. dem Abruf von Flexibilitäten. Andere Ansätze in Forschung- und Entwicklung setzen auf selbstorganisierte Absätze und verzichten weitgehend auf den Verteilnetzbetreiber als Koordinator [3] [4]. Auch wenn diese

[3] http://smartnord.de/projekt/, gefördert durch das niedersächsische Ministerium für Wissenschaft und Kultur, Uni Hannover und 6 weitere Partner, 2012-2014
[4] https://www.tno.nl/powermatcher/,

Ansätze Potential für die ferne Zukunft besitzen, lassen sich diese Konzepte im heutigen System noch nicht einbinden. Aus diesem Grund untersucht das Teilvorhaben einen zukünftigen Netzbetrieb, indem die Rolle des Netzbetreibers als bestimmender Akteur vorhanden ist.

4.2. Abgrenzung zu anderen Projekten

In anderen Projekten werden innovative Ansätze bereits untersucht. Diese Projekte grenzen sich durch mindestens einen der folgenden drei Punkte von dem hier beschriebenen Teilvorhaben ab:

1. Es werden isoliert einzelne innovative Betriebsmittel oder –konzepte untersucht.
2. Es handelt sich um die Ausbringung in einer kleinen, abgegrenzten Modellregion.
3. Es werden keine umfassenden Handlungsempfehlungen für Netzbetrieb, Netzbetriebsplanung und Netzplanung gegeben.

Der besondere Ansatz des vorliegenden Teilvorhabens ist es, dass eine konzeptübergreifende Betrachtung stattfindet, womit die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Lösungsansätzen abgebildet und bewertet werden können. Die Untersuchungen finden außerdem in einer großflächigen Region statt und es wird bewertet, wie sich die flächendeckende Ausbringung aktiver Verteilnetze auf das Gesamtsystem auswirkt. Weiterhin wird die Wirkungsweise eines aktiven Verteilnetzes nicht nur simuliert, sondern Handlungsempfehlungen für Netzbetrieb, Netzbetriebsplanung und Netzplanung abgeleitet. Zusammenfassend geht der beschriebe Ansatz also über die bisherigen sich mit Einzelaspekten eines aktiven Verteilnetz befassenden Projekte deutlich hinaus.

Im Folgenden soll skizziert werden, welche Projekte sich mit aktiven Verteilnetzen befassen, sowie dargelegt werden, wie sich diese Projekte vom Teilvorhaben unterscheiden.

Ein Einspeisemanagement von dezentralen Erzeugungsanlagen wurde sowohl in Netzstudien

[3] [5] als auch in Demonstrationsprojekten erprobt [5] [6] [7] [8]. Im Vergleich zu diesem Teilprojekt wurde hierbei jedoch entweder nur eine isolierte Betrachtung des Einspeisemanagements vorgenommen (wenn auch teilweise kombiniert mit Lastmanagement), also keine ausgedehnte konzeptübergreifende Erprobung mit weiteren innovativen Betriebsmitteln wie rONT, steuerbaren Trennstellen oder auch neuartigen Blindleistungskonzepten, oder es wurde nur eine kleine Modellregion untersucht. Die Analyse des Zusammenwirkens von Einspeisemanagement mit anderen Lösungsansätzen in großen Betrachtungsregionen ist noch nicht durchgeführt worden.

Dass Lastmanagement einen positiven Einfluss auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen hat, wurde in mehreren Demonstrationsprojekten gezeigt[9] wobei auch Potentiale bei Industrie[10] oder Elektromobilität[11] untersucht wurden. Im hier beschriebenen Teilvorhaben ist Lastmanagement ein Lösungskonzept, das in Konkurrenz zu oder in Kombination mit anderen Lösungsansätzen simuliert wird, wobei an den regionalisierten Märkten mögliche Leistungsregelungsflexibilitäten von Einspeisern und Verbrauchern gebündelt werden. Außerdem ist es ein Teilziel dieses Vorhabens, abzuleiten, wie Lastmanagement einschließlich der damit verbundenen Zahlungen des Netzbetreibers an die Kunden bereits in der Netzplanung berücksichtigt werden kann. Damit geht das Teilvorhaben einen Schritt weiter, als dies in den bisherigen Untersuchungen der Fall war.

Die Nutzung von regelbaren Ortsnetztransformatoren ist in einer Vielzahl an Pilotprojekten erforscht worden (bspw. [12] [13] [14]). Dass es sich beim rONT inzwischen um ein Standardbetriebsmittel handelt, zeigt die vermehrte Nutzung in allen Regionen Deutschlands [7]. Diese Untersuchungen haben teilweise auch gezeigt, dass der rONT als Ergänzung mit weiteren betrieblichen Lösungsansätzen, wie bspw. dem intelligenten Einspeisemanagement,

---

[5] www.etelligence.de, gefördert durch BMWi und BMUB, Projektleiter: EWE AG, 5 weitere Projektpartner, 2008-2012
[6] http://www.rwe.com/web/cms/de/2878202/rwedeutschland/energiewende/intelligente-netze/das-proaktive-verteilnetz/, gefördert durch BMWi, Projektleiter: RWE AG, 8 weitere Projektpartner, 2014-2017
[7] www.nemar.de, gefördert durch BMWi, Projektleiter: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 3 weitere Projektpartner, 2014-2017
[8] www.regmodharz.de, gefördert durch BMUB, Projektleiter: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 20 weitere Projektpartner, 2008-2013

[9] www.e-dema.de, gefördert durch BMWi und BMUB, Projektleiter: RWE AG, 8 weitere Projektpartner, 2009-2013
[10] www.drip-project.eu, gefördert von der europäischen Kommission, Projektleiter: RWE AG, 5 weitere Projektpartner, 2012-2015
[11] www.econnect-germany.de, gefördert durch BMWi, Projektleiter: smartlab Innovationsgesellschaft mbH, 1 weitere Projektpartner, 2012-2014
[12] www.projekt-irene.de, gefördert durch BMWi, Projektleiter: Allgäuer Überlandwerke GmbH, 3 weitere Projektpartner, 2012-2013
[13] www.smartarea.de, gefördert durch BMWi, Projektleiter: STAWAG AG, 14 weitere Projektpartner, 2012-2016
[14] www.verteilnetz2020.de, gefördert durch BMWi und BMBF, Projektleiter: TU München, 9 weitere Projektpartner, 2014-2018

eine effiziente Kombination darstellt. Zudem kann die Verwendung eines rONT ein Zwischenschritt bis zu einem weiteren Netzausbau sein, der aber wiederum nur durch zum Zeitpunkt der Netzplanung noch unsichere Anforderungen bedingt ist [8]. Aus diesem Grund ist eine konzeptübergreifende Optimierung notwendig, um die wirtschaftlichen Potentiale vollständig heben zu können.

Topologieoptimierungen, insbesondere im Mittelspannungsnetz, sind schon seit geraumer Zeit Bestandteil von Untersuchungen [9] [10]. Momentan rückt auch die Fernsteuerbarkeit von Trennstellen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit in den Fokus (bspw. [11]). Es sind jedoch keine Projekte bekannt, in denen die Kombination von Topologieoptimierungen mit anderen Betriebskonzepten umfassend untersucht wurde.

Dass Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen die Netzanschlusskapazität von Verteilnetzen erhöhen kann, ist sowohl auf simulativer als auch Feldtestebene erprobt worden (bspw. [15] [16] [17]). Die Untersuchung der Kombination mit anderen innovativen Betriebskonzepten steht jedoch noch aus. Insbesondere die Auswirkungen von den Verteilnetzen, in denen Blindleistungsbereitstellung zur Steigerung der Netzanschlusskapazität genutzt wird, auf das Übertragungsnetz müssen zur Bewertung der Gesamtsystemstabilität geeignet abgebildet werden. Möglichkeiten der Ausgestaltung dieser Schnittstelle wurden unter FGH-Beteiligung untersucht [12] [13], planerische oder netzbetriebliche Aspekte jedoch noch nicht bewertet.

Die Netzbetriebsplanung für Verteilnetze spielt in bisherigen Untersuchungen kaum eine Rolle, da sie sich mangels aktiver Steuerungsmöglichkeiten vor allem auf die Prüfung geplanter Schalthandlungen für Instandhaltungsarbeiten erstreckte. Die im Übertragungsnetz maßgeblichen Aspekte wie Vorlaufzeiten, etwa zur Aktivierung von Reservekraftwerken [14], dem Zusammenspiel mit dem Markt [15], Prognoseverfahren für die Netzbelastung [16] sowie netzseitige Steuerungsmöglichkeiten [17] sind dort schon immer Motivation für Verfahrensentwicklungen, insbesondere aufgrund der erhöhten Komplexität bei zusätzlich steigender Zahl von Netzrestriktionen. Ähnliche Herausforderungen stellen sich nun auch für die Verteilnetz.

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer sind Betriebsmittel, die in verschiedenen

---

[15] www.metapv.eu, gefördert durch europäische Union (FP7), Projektleiter: 3E N.V, 5 weitere Projektpartner, 2009-2014
[16] https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/studien/seiten/spg-haltung.aspx, Studie für den FNN, TU Braunschweig, TU München, FGH und RWTH, 2013-2015
[17] www.sysdl20.de, gefördert durch BMWi, Projektleiter: 50Hertz, 9 weitere Projektpartner, 2014-2017

Pilotprojekten (z.B. [18]), aktuell im operativen Betrieb in Verbindung mit einem supraleitenden MS-Kabel[18] ihre grundsätzliche Praxisreife erwiesen haben. Anwendungsmöglichkeiten in den Verteilnetzen außerhalb von speziellen Konfigurationen mit supraleitenden Kabeln oder in Kraftwerkseinspeisungen wurden bisher nur konzeptionell angedacht. Dies liegt auch daran, dass diese Betriebsmittel nur in anderen, deutlich stärker vermaschten Mittelspannungsnetzen ihren Nutzen entfalten dürften was wiederum eine Lösung von heute oftmals üblichen Strukturen bei der Netzgestaltung erfordert. In einer Machbarkeitsstudie wollen wir daher umfassend untersuchen, unter welchen Randbedingungen supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer eine sinnvolle Option als innovatives Betriebsmittel darstellen könnten, um daraus Empfehlungen für einen Einsatz in der Demonstrationsregion abzuleiten.

Alle diese Vorarbeiten haben gemeinsam, dass entweder keine konzeptübergreifende Simulation durchgeführt wird, was bedeutet, dass der isolierte Effekt des entsprechenden Konzepts auf eine netztechnische Fragestellung untersucht werden, oder die Kombination von Lösungsansätzen nur in einer kleinen Testregion stattgefunden hat, oder keine umfassenden, praxisgerechten Handlungsempfehlungen für Netzplanung, Netzbetriebsplanung und Netzbetrieb abgeleitet wurden.

Im Rahmen dieses Teilvorhabens war es aus diesem Grund erstmalig geplant, eine ansatzübergreifende Simulation des Netzbetriebs in ganzen Verteilnetzen durchzuführen, um die optimale Kombination an Konzepten zu analysieren und Handlungsempfehlungen für Netzplanung und Netzbetrieb abzuleiten.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Zusammenarbeit mit anderen Stellen wird direkt in den Kapiteln zu den einzelnen Arbeitspaketen erläutert (s. Kapitel 3: „Planung und Ablauf des Vorhabens“). Außerdem wird auf den Gesamtbericht zum Vorhaben enera verwiesen.

[18] Projekt AmpaCity, siehe http://www.rwe.com/web/cms/de/1301026/rwe-deutschland/energiewende/intelligente-netze/ampacity/

II Eingehende Darstellung des Forschungsvorhabens

Die eingehende Darstellung gibt eine detaillierte Übersicht der entwickelten Verfahren, Tools und Ergebnisse der durchgeführten Studien der FGH. Folgende zentrale Lösungsartefakte der FGH werden vorgestellt:

aus AP 4:

- Vorstudie zu dem supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzer

aus AP 3:

- Entwicklung eines Tools zur Simulation des aktiven Netzbetriebs
- Entwicklung eines Simulationsverfahren zur Abbildung des marktorientierten Kundenverhaltens

Aus AP 13

- Entwicklung eines Netzgenerators zur Modellierung heutiger und zukünftiger repräsentativer Verteilnetze in Deutschland
- Entwicklung regionalisierter Zeitreihenmodelle für Verteilnetzkunden
- Systemstudie zur Bewertung der Auswirkungen aktiver Verteilnetze auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz
- Systemstudie zur Übertragbarkeit eines aktiven Verteilnetzes auf andere Regionen

Die eingehende Darstellung ist zunächst gemäß der Arbeitspakete in 3 Kapitel unterteilt. Zu Beginn wird die Machbarkeitsstudie zu supraleitenden Kurschlussstrombegrenzern und deren Handlungsempfehlung für deren Laboreinsatz in der Demonstrationsregion dargelegt (s. Kapitel 5). Es folgt eine detaillierte Beschreibung zu den in AP3 zu entwickelnden Verfahren zur Simulation des aktiven Netzbetriebs und der Abbildung des marktorientierten Kundenverhaltens (s. Kapitel 6 und Kapitel 7). Aufbauend auf dem Verfahren zur Netzbetriebssimulation werden im Anschluss die Eingangsdatenaufbereitung und die beiden Systemstudien in AP 13 wiedergegeben. Die Kapitel schließen jeweils mit einer tabellarischen Gegenüberdarstellung der Ergebnisse mit den vorgegeben Zielen der GVB ab.

Nach der eingehenden Beschreibung der Lösungsartefakte werden in Kapitel 0 die Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit erläutert und in Kapitel 10 eine Nutzenbewertung der Ergebnisse dargelegt. Die eingehende Darstellung des Schlussberichts schließt mit einem Überblick der erfolgten und geplanten Veröffentlichung der Ergebnisse in Kapitel 11 ab.

1. Verwendung der Zuwendung, erzielte Ergebnisse, Gegenüberstellung mit vorgegebenen Zielen

1.1. Untersuchungen zu Anwendungsfällen von supraleitenden Kurzschluss-strombegrenzern in der enera-Modellregion

1.1.1. Problemstellung und Motivation

Infolge der Energiewende und dem damit einhergehenden hohen Anstieg an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), zumeist auf Basis erneuerbarer Energien, ergeben sich große technische Herausforderungen in den Verteilnetzen, in denen ein Großteil der DEA installiert ist und ein weiterer Zuwachs erwartet wird. Um den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb garantieren zu können, ist oftmals Netzausbau notwendig, um die Netzanschlusskapazität für DEA zu erweitern. Maßgeblich begrenzend wirkt dabei vor allem die quasistationäre Stromtragfähigkeit der Komponenten sowie die resultierenden quasistationären Spannungen an den Verknüpfungspunkten. Abhilfe erfordert dabei die Vergrößerung von Transport-kapazitäten bzw. – damit in der Regel verbunden – die Verringerung der resultierenden Netzimpedanz zwischen Verknüpfungspunkten und vorgelagertem Netz. Dies beinhaltet neben Netzausbau zur Vermeidung der damit verbundenen Investitionen auch Optionen zu stärker vermaschtem Betrieb der MS-Netze, wie sie auch durch Kopplung heute galvanisch getrennt betriebener MS-Netzbereiche herbeigeführt wird.

Sowohl Netzausbau als auch eine erhöhte betriebliche Vermaschung können jedoch gerade infolge der sinkenden resultierenden Netzimpedanzen zu höheren Kurzschlussbelastungen der Betriebsmittel im Fehlerfall führen. Aus diesem Grund müssen die Belastbarkeitsgrenzen geprüft werden. Als Abhilfemaßnahme bietet sich der Einsatz von Kurzschluss-strombegrenzern (KSB) an.

Für diese neuen Herausforderungen existiert mit supraleitenden Kurzschluss-strombegrenzern (sKSB) ein neuer Lösungsansatz, welcher in den vergangenen Jahren erste Anwendungsfelder gefunden hat [19] [20]. Gegenüber bisherigen Lösungen über Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln, gegebenenfalls mit einem Bypass über schnell öffnende Schalter, weisen sKSB eine Reihe von Vorteilen auf. So erzeugen sie im Normalbetrieb nur geringe Verluste, erfordern keine zusätzliche Blindleistung, sind aufgrund der „Selbstheilung“ in kurzem zeitlichem Abstand zu einem Kurzschlussereignis wieder ohne weitere Maßnahmen einsetzbar und reduzieren bei entsprechender Auslegung den Kurzschlussstrom deutlich stärker.

Es stellt sich somit die Frage, unter welchen Gegebenheiten generell und im Speziellen im

enera-Betrachtungsgebiet sKSB technisch sinnvoll eingesetzt werden können und ob dies zumindest perspektivisch auch wirtschaftliche Vorteile erwarten lässt.

1.1.2. Ziele der Machbarkeitsstudie

Bewertung der technischen Notwendigkeit und Machbarkeit von sKSB

Der sKSB soll die DEA-Anschlusskapazität erhöhen und damit zu einer Effizienzsteigerung im Verteilnetz führen. Darüber hinaus ist eine negative Auswirkung auf den Normalbetrieb und auf die Funktionstüchtigkeit des bestehenden Schutzkonzeptes zu vermeiden (siehe Kapitel 1.1.3).

sKSB können dann angewendet werden, wenn eine KS-Begrenzung erforderlich wird und wenn sKSB im Vergleich zu anderen technisch möglichen Lösungen wirtschaftlich sinnvoll sind (vgl. Kapitel 1.1.3).

Einordnung des Einzelvorhabens in das Verbundprojekt

Im Verbundprojekt enera soll in einer Demonstrationsregion (enera-Modellregion) erprobt werden, wie durch verschiedene Komponenten Flexibilität und Informationen bereitgestellt werden kann, um einen zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb auch in Zukunft sicherzustellen. Bei einem positiven Ausfall der Machbarkeitsstudie würde der sKSB im Labortest und ggf. im Feldtest innerhalb dieser Modellregion detaillierter analysiert werden. Somit ließen sich Fragestellungen zum Einsatz dieses innovativen Betriebsmittels in der Praxis beantworten. Voraussetzung ist aber, dass sich im MS-Netz der enera-Modellregion bereits heute unter Berücksichtigung zu erwartender Netzausbaumaßnahmen sowie möglichen Topologieänderungen technisch-wirtschaftlich sinnvolle Einsatzmöglichkeiten ergeben.

1.1.3. Stand der Wissenschaft und Technik

Abgrenzung zu anderen Projekten

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer sind Betriebsmittel, die in verschiedenen Pilotprojekten (z.B. [18] [19] [20]) und aktuell im operativen Betrieb in Verbindung mit supraleitenden MS-Kabel ihre grundsätzliche Praxisreife erwiesen haben [21]. Anwendungsmöglichkeiten in den Verteilnetzen außerhalb von speziellen Konfigurationen mit supraleitenden Kabeln oder in Kraftwerkseinspeisungen wurden bisher überwiegend nur konzeptionell angedacht. Dies liegt auch daran, dass diese Betriebsmittel nur in deutlich stärker vermaschten MS-Netzen als heutzutage üblich ihren Nutzen entfalten dürften, da Grenzen der Kurzschlussfestigkeit in den derzeitigen Netzen und ihren Betriebskonzepten nur in Einzelfällen bei historisch bedingt diesbezüglich schwächer ausgelegten Netzen erreicht werden.

In dieser Machbarkeitsstudie wird daher umfassender untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen sKSB eine sinnvolle Option für Verteilnetzbetreiber darstellen können. Daraus werden Empfehlungen für einen Einsatz in der Demonstrationsregion abgeleitet.

Notwendigkeit und Arten von KS-Begrenzern

KSB sind immer dann notwendig, wenn im Kurzschluss (KS) die Einhaltung der Kurzschlussfestigkeit[19] der Betriebsmittel (thermische und mechanische Festigkeit) nicht mehr gewährleistet werden kann [22]. Bei den Betriebsmitteln erfolgt die Auslegung für die thermische Festigkeit typischerweise für den jeweils zulässigen Kurzzeitstrom bis zu einer Sekunde, also in dem Zeitraum, in dem der Fehler über den Netzschutz geklärt werden sollte [23]. Dieser liegt

- bei Kabeln zwischen 94 und143 A/mm²,
- bei Leistungsschalten zwischen 35-100 kA und
- bei 20-kV-Schaltanlagen zwischen 16 und 25 kA [24].

Bei gesicherten geringeren Abschaltzeiten sind deutlich höhere Kurzzeitströme zulässig [25]. Zudem ist für die mechanische Festigkeit der auftretende Stoßkurzschlussstrom mit der Bemessungsstoßstromfestigkeit[20] zu vergleichen [26]. Der maximal mögliche Stoßkurzschlussstrom ist gemäß [27] unmittelbar mit dem Anfangskurzschlusswechselstrom verknüpft. Insofern sind oftmals die entsprechenden Bemessungsgrößen der Betriebsmittel – zulässiger

[19] maximaler Kurzschlussstrom, den die Komponenten oder baugruppen widerstehen können
[20] dynamische Auswirkung des Kurzschlussstromes

Kurzzeitstrom und Bemessungsstoßstrom – mit dem gleichen Faktor verknüpft. Da der Stoßkurzschlussstrom jedoch in der ersten Halbschwingung des Kurzschlussstromverlaufs auftritt, ist zu sicheren Einhaltung dieser Randbedingung durch einen KSB bereits in der ersten Halbwelle erforderlich.

Bei Überschreitung der zulässigen KS-Belastung ist entweder der Austausch des Betriebsmittels durch ein robusteres (z.B. Austausch einer Schaltanlage) oder der Einbau eines KS-Begrenzers erforderlich. Um den Kurzschlussstrom möglichst schnell nach Fehlereintritt zu begrenzen, existieren unterschiedliche technische Lösungen:

- I_S-Begrenzer trennen den Leiter mit Hilfe einer Sprengkapsel sicher und schnell. Allerdings ist anschließend ein Austausch dieses Betriebsmittels erforderlich.
- KS-Drosselspulen begrenzen den KS-Strom über ihren induktiven Widerstand und wirken damit auch bereits in den ersten Amplituden. Nachteilig erweisen sich hierbei vor allem die zusätzlichen Netzverluste und der zusätzliche Blindleistungsbedarf im Normalbetrieb. In der Praxis werden die Drosselspulen dabei oftmals um einen Bypass über I_S-Begrenzer ergänzt, wobei aber die erwähnten Nachteile dieser Technologie in Kauf genommen werden müssen.
- Eine innovative Möglichkeit besteht im Einsatz von im Normalbetrieb nahezu verlustfreien supraleitenden KS-Begrenzern (sKSB), welche auch den Vorteil einer Wiederverwendung nach Auslösung besitzen (siehe Kapitel 1.1.3).

Nicht nur aufgrund der beschriebenen Eigenschaften unterscheiden sich die Technologien auch hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten. Während bei I_S-Begrenzern vor allem die Ersetzung bei Auslösung eine Rolle spielt, fallen bei den anderen beiden Alternativen für die Verluste bei Drosselspulen und die Kühlung bei sKSB Betriebskosten an. Dies muss bei einem wirtschaftlichen Vergleich ebenso berücksichtigt werden, wie die Alternative einer Betriebsmittelersetzung, um eine höhere KS-Festigkeit zu gewährleisten, wodurch eine KS-Begrenzung nicht mehr erforderlich wäre.

Im Rahmen dieser Studie wird die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung in MS-Netzen untersucht und vordergründig der Einsatz von sKSB aufgrund der genannten Vorteile gegenüber anderen Technologien analysiert.

Einflussfaktoren auf die KS-Belastung der Betriebsmittel

Die Höhe des auf ein Betriebsmittel thermisch wirkenden KS-Stromes im MS-Netz hängt im Wesentlichen von den folgenden Faktoren ab.

KS-Leistung überlagerter Netze

Die KS-Leistung, welche aus dem überlagerten Netz im Fehlerfall dem MS-Netz bereitgestellt wird, bestimmt den KS-Strom wesentlich. Die KS-Leistung ist dabei ein Synonym für die Netzimpedanz von einem bestimmten Netzknoten zu den Quellen des Kurzschlussstromes, die i. W. durch Synchrongeneratoren in den HöS- und HS-Netzen erfolgt. Daher hängt die KS-Leistung vor allem von den an den vorgelagerten Netzen angeschlossenen lokalen Großkraftwerken und dem dort vorliegenden Vermaschungsgrad ab. In der enera-Modellregion sind aufgrund der wenigen Kraftwerke im regionalen HS-Netz Größenordnungen zwischen 1,8 und maximal 4,6 GVA zu erwarten.

Relative KS-Spannung der HS/MS-Transformatoren

Der HS/MS-Transformator (Tr) in den Umspannwerken bestimmt über seine relative KS-Spannung ($u_{k,r}$), wie hoch die Übertragung des KS-Stromes in das unterlagerte MS-Netz (US) ist. Die relative Kurzschlussspannung wird aus Kurzschlussversuchen am Transformator bestimmt und aus ihr geht zusammen mit Nennspannung und Bemessungsscheinleistung die Kurzschlussimpedanz des Transformators hervor.

Es gilt für den aus dem vorgelagerten Netz gespeisten dreipoligen Kurzschlussstrom an der Unterspannungsseite eines Transformators:

$$I''_{k,US} = \frac{c \cdot U_{n,Tr,US}}{\sqrt{3}\left(\frac{u_{k,Tr}}{100\%} \cdot \frac{U^2_{r,Tr,US}}{S_{r,Tr}} + c \cdot \frac{U^2_{n,US}}{S''_k}\right)}$$

mit

- c als Sicherheitsfaktor der KS-Berechnung
  hier für maximalen KS-Strom c=1,1) [27]
- $S_{r,Tr}$ die Bemessungsscheinleistung des Transformators
- S_k'' die anstehender KS-Leistung überlagerter Netze

Somit gilt: Je größer $u_{k,Tr}$ oder je kleiner $S_{r,Tr}$, desto kleiner der KS-Strom im MS-Netz. Die Bemessungsscheinleistung $S_{r,Tr}$ ist durch die Übertragungsaufgabe des Transformators definiert. Bei hoher DEA-Durchdringung kann hier der Bedarf entstehen, diese zu erhöhen. Die relative Kurzschlussspannung ist ein Auslegungskriterium des Transformators, die aber aufgrund der Wirkung auf die Längsimpedanz des Transformators auch den Blindleistungsbedarf im Normalbetrieb bestimmt. Beide Größen sind also vorwiegend oder zumindest auch

teilweise durch andere Kriterien bestimmt, so dass hierüber alleine keine vollständige Steuerung der unterspannungsseitigen KS-Ströme erfolgen kann. Bei Bedarf mehrerer paralleler Transformatoren erhöhen sich ebenfalls die KS-Ströme.

"Elektrische Entfernung" des Betriebsmittels zu den KS-Quellen

Wie schon erwähnt wird bei einem parallelen Betrieb von mehreren HS/MS-Transformatoren die wirkende Impedanz zwischen den Netzebenen geringer. Entsprechend erhöht sich auch die KS-Belastung im MS-Netz. Grund ist die geringere elektrische Entfernung zu den Kurzschlussstromquellen im vorgelagerten Netz. Daher bestimmt auch die Position des Fehlerortes im MS-Netz maßgeblich den Kurzschlussstrom. Bei einem radial betriebenen MS-Netz ist der resultierende KS-Strom bei einer Leitungsverbindung über mehrere Kilometer von der HS/MS-Umspannstation sogar überwiegend von der Leitungsimpedanz bestimmt. Stärkere Vermaschungen reduzieren aber diese elektrische Entfernung und erhöhen damit den Kurzschlussstrom. Der gleiche Effekt wird durch eine Kopplung zweier MS-Netze erzeugt (vgl. Kapitel 0), wobei hier zusätzlich der Effekt auftritt, dass eine Speisung des Kurzschlussstromes am Fehlerort aus mehreren HS/MS-Umspannstationen ermöglicht wird

Nennspannung des Mittelspannungsnetzes

Als weiterer relevanter Faktor für die KS-Belastung der Betriebsmittel ist die Betriebsspannung der MS-Ebene zu berücksichtigen. Aus dem Zusammenhang

$$I''_{k,MS} = \frac{S''_{k,MS}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,MS}}$$

wird deutlich, dass in 10-kV-Netzen bei ähnlichen KS-Leistungen des überlagerten Netzes ein doppelt so hoher KS-Strom zu erwarten ist als in 20-kV-Netzen, wie sie oftmals im ländlichen Raum und auch in der enera-Modellregion verwendet werden.

KS-Beitrag von dezentralen Einspeisungen (DEA)

Neben den Netzeinspeisungen ist auch der KS-Beitrag von DEA relevant. Dieser unterscheidet sich jedoch je nach Technologie und Netzanschlussvorgaben stark.

- Bei Einspeisungen, welche ausschließlich über Leistungselektronik an das Netz gekoppelt sind, wird schon bei der Konzeptionierung darauf geachtet, dass der einspeisende Strom im Fehlerfall dem Anlagennennstrom nicht deutlich übersteigt, um die Stromventile der Umrichter möglichst kosteneffizient auszulegen. Daraus resultiert ein KS-Strombeitrag von maximal $1{,}5 \cdot I_n$. Dies ist vor allem bei Wind- und PV-Anlagen der Fall.

- DEA, welche über einen Drehstromgenerator ans Netz angeschlossen sind, können aufgrund des physikalischen Verhaltens bei Spannungseinbruch deutlich höhere KS-Beiträge erwartet werden (6- bis 8-facher Nennstrom) [27]. Dies ist vor allem bei Biomasseanlagen oder BHKW-Anlagen möglich.

Bei über Leistungselektronik einspeisenden DEA ist entsprechend der Vorgabe der Netzanschlussregeln und die daraus ausgerichtete Programmierung der Umrichtersteuerung für den tatsächlichen KS-Beitrag die Restspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der Anlage ausschlaggebend [2].

Funktionsweise von sKSB und ihre technischen Grenzen

Durch den Einsatz von sKSB können im elektrischen Netz auftretende KS-Ströme sehr schnell, effektiv und eigensicher begrenzt werden [28]. Hierfür werden die besonderen Eigenschaften hochtemperatursupraleitender Materialen ausgenutzt. Supraleiterbänder werden mit flüssigen Stickstoff gekühlt, um das Medium in einen Zustand zu bringen, in dem es den elektrischen Gleichstromwiderstand praktisch vollständig verliert. Sobald ein bestimmter Stromwert überschritten wird, bricht die Leitfähigkeit des Materials schlagartig zusammen, da durch die resultierende Wärmeentwicklung der supraleitende Betriebspunkt verlassen wird. sKSB wirken somit dann schnell (bereits in der ersten Amplitude) strombegrenzend, wenn der durchfließende Strom deutlich höher als der Nennstrom des sKSB ist.

Im Fall des Verlustes der Supraleitfähigkeit wird der KS-Strom auf einen Wert begrenzt, der von der Auslegung des sKSB abhängt (limited fault current in Abbildung 2). Beim Hersteller Nexans – ein Partner im enera-Arbeitspaket, in dessen Rahmen diese Machbarkeitsstudie erfolgt – ist eine Begrenzung auf ca. $2 \cdot I_n$ üblich, generell jedoch durch die Auslegung des sKSB beeinflussbar.

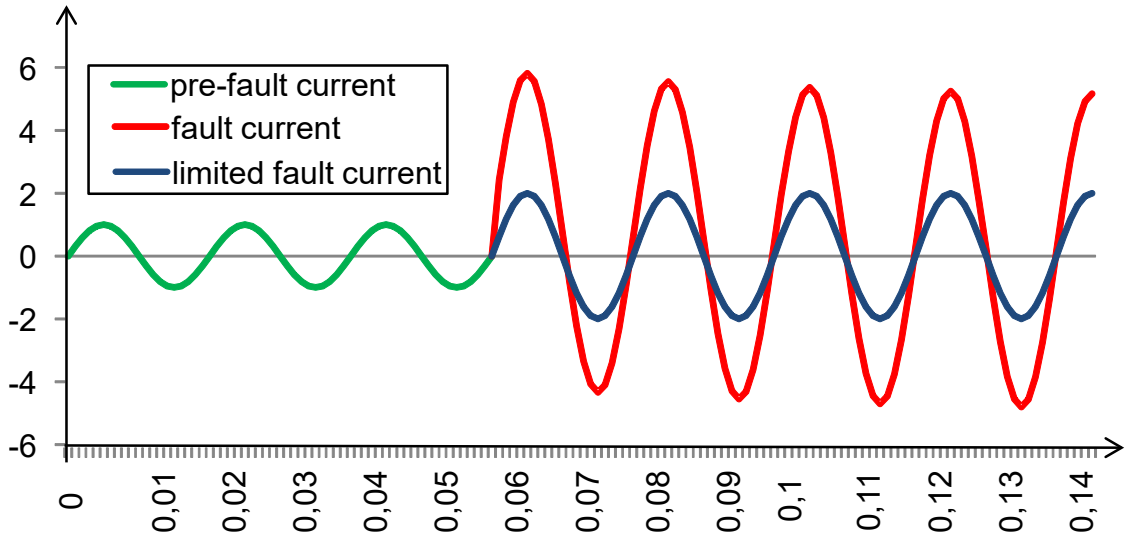


Abbildung 2 Kurzschlussstrom nach Fehlereintritt mit und ohne sKSB [29]

Die Begrenzung bleibt über eine sKSB-auslegungsspezifische Zeit bestehen, danach wird das Betriebsmittel durch den Eigenschutz abgeschaltet. Im Rahmen dieser Studie wird eine KS-Begrenzung über 100 ms angenommen, welche sich jedoch vom Betriebsmittelhersteller flexibel ausgestalten lässt. Die Zeit sollte so ausgelegt werden, dass der Netzschutz in der Schnellzeitstufe üblicherweise den Fehler geklärt haben sollte. Wenn dies nicht der Fall ist, müsste, je nach betrachteter Situation, eine komplette Abschaltung des sKSB oder ein Bypass angedacht werden.

Im Falle eines Auslösens des sKSB ist dieser erst nach einer Rückkühlzeit von bis zu 5 Minuten wieder einsatzbereit, ohne dass es weiterer Maßnahmen bedarf.

Aus dem beschriebenen Verhalten leitet sich auch das Einsatzgebiet dieser Betriebsmittels im Netzbetrieb ab, nämlich die Reduktion stromstarker KS-Ströme (sowohl in der Höhe des Wechselstromanteils als auch des Stoßkurzschlussstromes bin der ersten Halbwelle). Ein Einsatz als Begrenzer von üblichen Betriebsströmen ist allerdings nicht sinnvoll, da einerseits die erforderliche Rückkühlzeit längere Unterbrechungen durch den sKSB zur Folge haben kann und die strombegrenzende Wirkung nur dann hinsichtlich eines thermischen Schutzes der anderen Betriebsmittel hinreichend schnell eintritt, wenn der Strom schlagartig und deutlich über den Bemessungsstrom ansteigt.

Denkbare Anwendungsfälle zum erforderlichen Einsatz von KSB

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurden in Kooperation zwischen EWE, FGH und Nexans geeignete Anwendungsfälle zum erforderlichen Einsatz von sKSB in MS-Netzen identifiziert. Diese können in den folgenden drei Fälle zusammengefasst werden (vgl.

Abbildung 3).

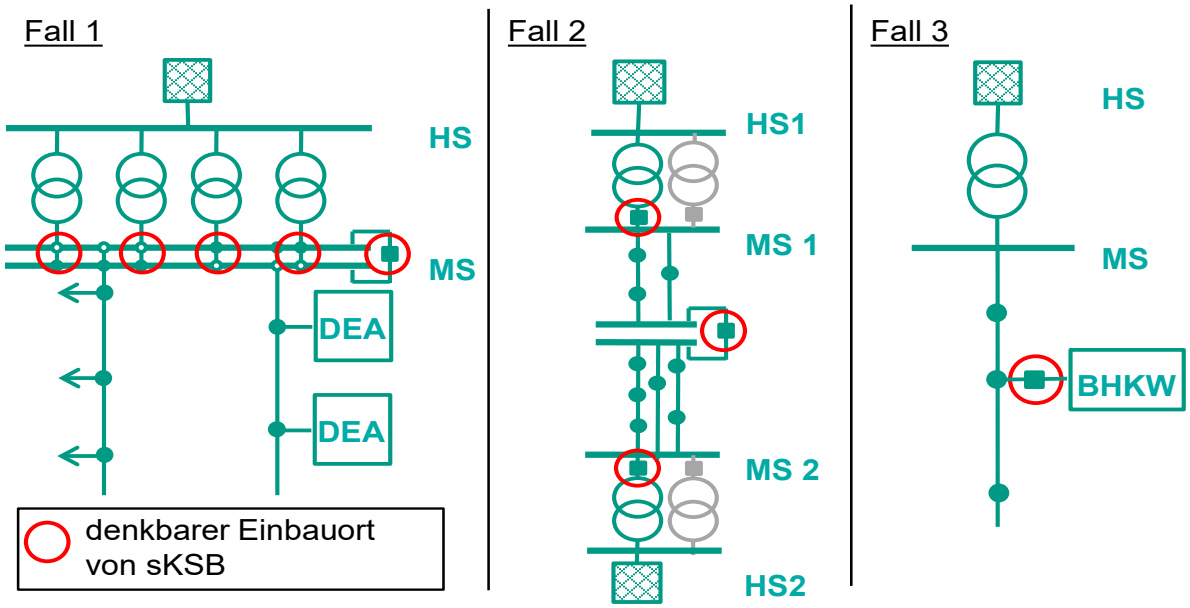


Abbildung 3 Denkbare Anwendungsfälle 1-3 für sKSB im MS-Netz

Parallelbetrieb von HS/MS-Transformatoren und Kopplung von Sammelschienen (Fall 1)

In historisch gewachsenen MS-Netzen ist die Installation mehrerer paralleler Transformatoren zur Wahrung der (n-1)-Zuverlässigkeit üblich. In der Regel werden diese jedoch nicht parallel betrieben, sondern das MS-Netz in mehrere Bereiche aufgeteilt und diese den Transformatoren zugeordnet, so dass eine galvanische Trennung besteht. Sobald sich die Anbindung von Versorgern und Verbrauchern im MS-Netz ändert, beispielsweise durch den Zubau von DEA, und die Transformatorbemessungsleistung in einigen Netzbereichen nicht mehr ausreicht, existieren unterschiedliche Möglichkeiten, mit der neuen Situation umzugehen:

- Repowering des Transformators mit größerer Bemessungsleistung
- Zubau eines weiteren Transformators, oder
- Kopplung von MS-Netzbereichen und Parallelbetrieb der vorhandenen Transformatoren, beispielsweise durch Schließen einer Sammelschienenkupplung in der MS-Ebene.

Wie bereits dargestellt wurde, führen diese Maßnahmen jedoch zu einer deutlichen Reduktion der Kurzschlussimpedanz zwischen den Netzebenen und dadurch zu einer Erhöhung der KS-Belastung im MS-Netz. Aus diesem Grund ist die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung denkbar. Als Einbauort kann nun entweder das Schaltfeld der Sammelschienenkupplung oder die der

unterspannungsseitigen UW-Transformatoren gewählt werden (siehe Abbildung 3).

Kopplung zweier MS-Netze (Fall 2)

Ein weiterer möglicher Anwendungsbereich ist die Kopplung von zwei benachbarten MS-Netzbereichen. Dem möglichen Vorteil der Integration einer höheren DEA-Leistung ohne Netzausbau steht jedoch auch hier die stärkere KS-Belastung im Fehlerfall gegenüber. Diese könnte durch zusätzliche parallele Leitungen oder parallelbetriebene Transformatoren noch verstärkt werden. Ein sKSB könnte nun genutzt werden, um im Fehlerfall an der Kuppelstelle die Netze wieder zu entkoppeln. Derartige Kuppelstellen finden sich in den MS-Netzen von EWE Netz im enera-Untersuchungsgebiet.

KS-Begrenzer am NAP von DEA (Fall 3)

Als dritter Anwendungsfall ist der Einbau von sKSB am Netzanschlusspunkt von DEA mit hohem KS-Beitrag zu nennen. Wie bereits zuvor beschrieben, ist dies nur bei direkt gekoppelten Drehstromgeneratoren sinnvoll, wie sie bei Biomasse- und Blockheizkraftwerken zum Einsatz kommen. Eine Ausnahme stellen hierbei Windanlagen mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren dar, bei denen grundsätzlich auch kurzeitig hohe KS-Strombeiträge möglich sind.

Betrachtungsrelevante Herausforderungen beim Einsatz von sKSB

Der Einsatz von sKSB soll zu einer Begrenzung des KS-Stromes im Fehlerfall führen und dabei den Normalbetrieb nicht negativ beeinflussen. Auch müssen Fehlfunktionen des Netzschutzes vermieden werden. Diese Aspekte werden im Folgenden konkreter betrachtet.

Mögliche Fehlfunktionen der sKSB durch dynamische Ausgleichsvorgänge

In dem Augenblick, in dem zwei MS-Netzbereiche miteinander gekoppelt werden, welche an unterschiedliche Einspeisepunkte der Hochspannungsebene angeschlossen sind, kommt es zu Ausgleichsströmen. Die Ausprägung dieser Ströme ist abhängig von der Spannungs-winkeldifferenz an der Kuppelstelle und dem transienten Verhalten der Netzkomponenten, Einspeisungen und Lasten. Denkbare Kopplungsvorgänge wären die Zusammenschaltung von zwei parallelen HS/MS-Transformatoren, welche oberspannungsseitig von zwei unterschiedlichen HS-Knoten gespeist werden, oder die Kopplung von zwei MS-Netzen mit unterschiedlichen Übergabestellen.

Die bei Schalthandlungen im Normalbetrieb resultierenden Ausgleichsströme dürfen nicht zur Auslösung eines eingebauten sKSB führen. Entsprechende Fehlfunktionen müssen überprüft werden.

Einfluss auf die Funktionstüchtigkeit der Netzschutzkonzepte

In Hinblick auf die Auswirkung von sKSB auf den Netzschutz sind zwei Effekte zu berücksichtigen.

- sKSB reduzieren den KS-Strom deutlich. Hierdurch kann eine Umparametrierung des Netzschutzes erforderlich werden, um weiterhin die jeweiligen Fehler selektiv den Schutzbereichen zuordnen zu können.

- Ein Parallelbetrieb von Transformatoren (Fall 1, s.o.) oder eine Kopplung unterschiedlicher MS-Netze (Fall 2, s.o.) erfordern prinzipiell eine Änderung des Netzschutzkonzeptes, mindestens eine Umparametrierung des bestehenden Schutzes.

Da grundsätzlich der Netzschutz spannungsebenenübergreifend aufeinander abgestimmt sein muss, um hier eine ausreichde Selektivität zu gewährleisten, ist die Auswirkung vom sKSB auf das vorhandene Schutzkonzept im gleichen und im vorgelagerten Netz zu überprüfen (vgl. Kapitel 1.1.4)

Rückwirkungen auf überlagerte Netze durch geänderten Netzbetrieb

Neben den dargestellten Auswirkungen, die unmittelbar mit dem Einbau von sKSB in Verbindung stehen, hat die Netzkopplung in der MS-Ebene an sich Auswirkungen auf den Netzbetrieb der überlagerten Netzebene. Durch den zusätzlichen Strompfad kann es zu Lastflussverschiebungen im Normalbetrieb und damit zu Änderungen in der Netzbelastung kommen. Die Auswirkungen sind von der aktuellen Netznutzung des HS und des MS-Netzes abhängig und werden entsprechend in dieser Studie untersucht (vgl. Kapitel 1.1.4).

1.1.4. Untersuchungsbereich und -vorgehen

Anwendung der Anwendungsfälle auf die ENERA-Modellregion

Die zuvor dargestellten Anwendungsfälle werden im Rahmen der Studie auf die enera-Modellregion bezogen, welche als Netzschemagrafik in Abbildung 4 zu erkennen und in Abbildung 5 geografisch dargestellt ist.

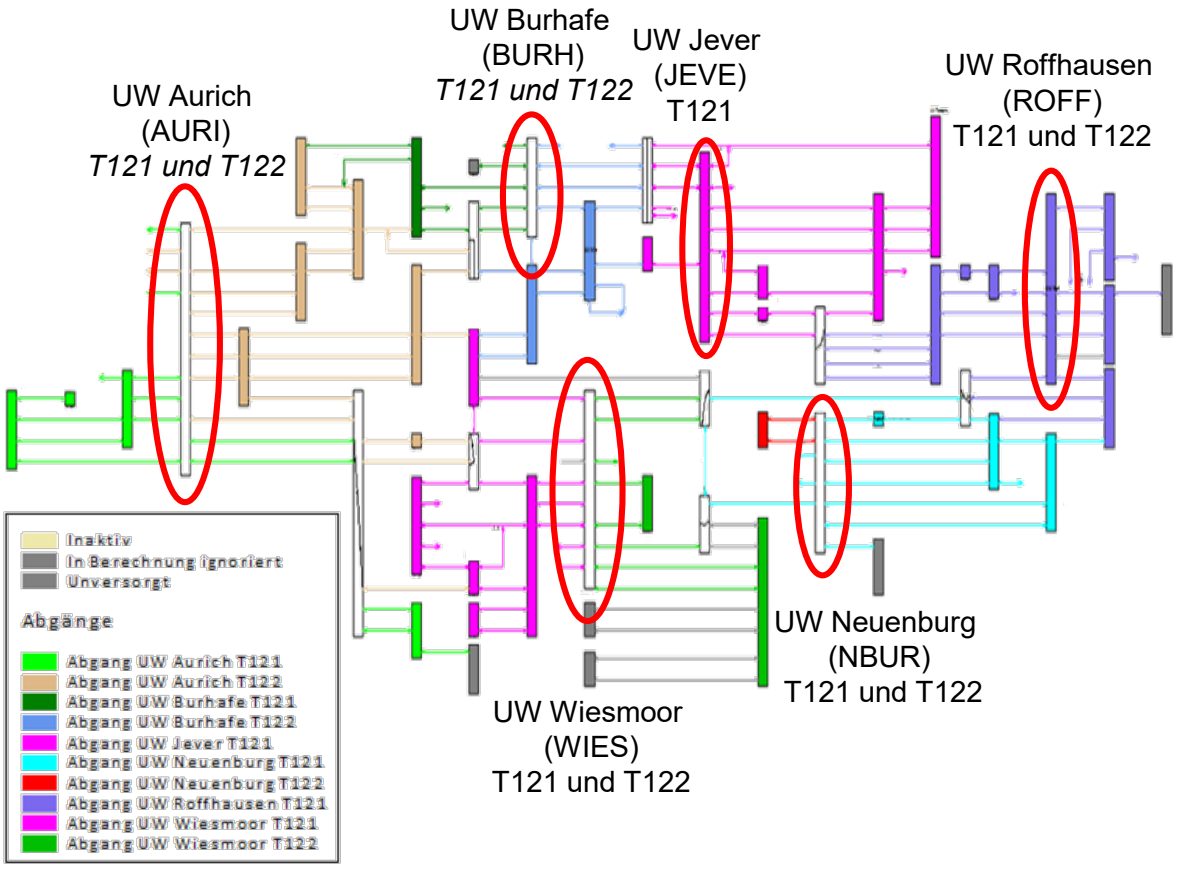


Abbildung 4 Netzschema der enera-Modellregion (MS-Netz)

Auf Grundlage von Voruntersuchungen seitens EWE zu der Frage, in welchem Netzbereich der enera-Modellregion eine hohe KS-Belastung am wahrscheinlichsten ist und zukünftig wird, werden die Umspannwerke (UW) Aurich (AUR), Burhafe (BURH), Jever (JEVE), Roffhausen ROFF, Wiesmoor (WIES) und Neuenburg (NBUR) und die sich darunter befindenden MS-Netze betrachtet. Dabei werden im aktuellen Normalschaltzustand die in den UW eingebauten Transformatoren nicht parallel, sondern einzelne Netzabschnitte getrennt voneinander betrieben. Dies wird in Abbildung 4 anhand der unterschiedlichen Farben für jeden Netzbereich verdeutlicht.

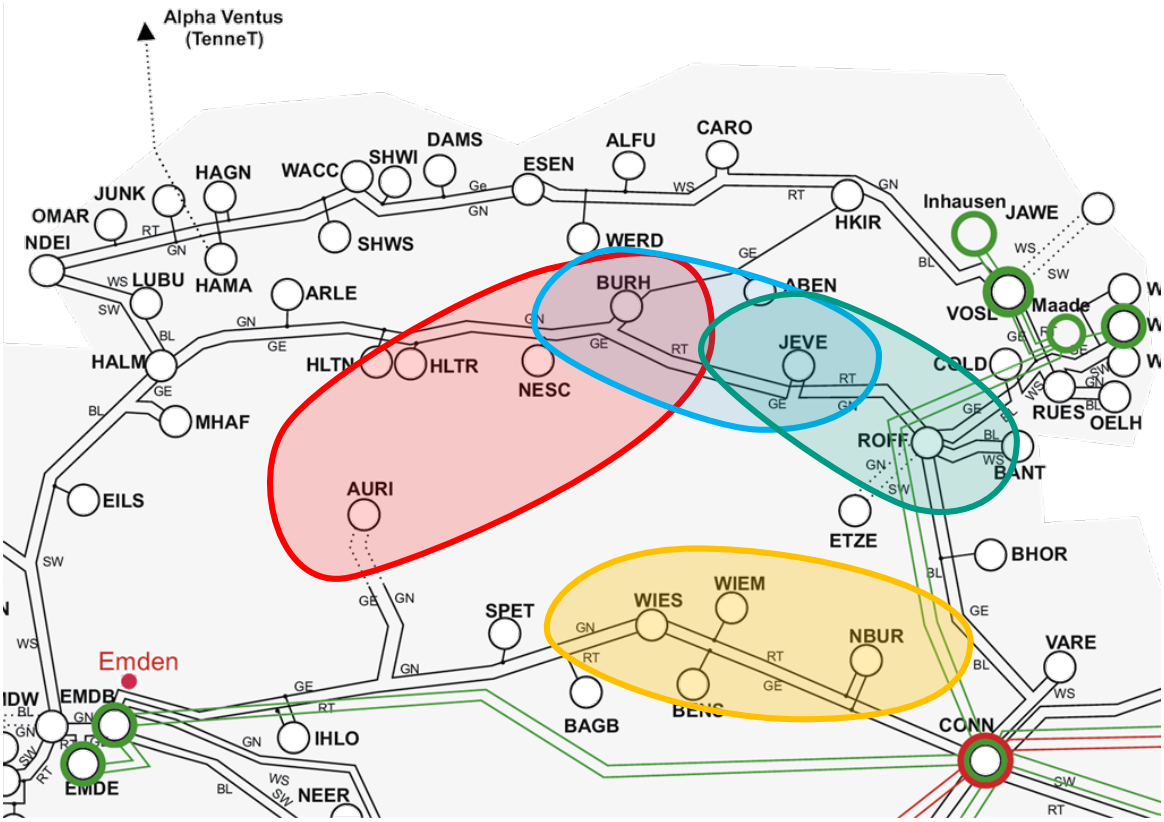


Abbildung 5 Geografische Einordnung der enera-Modellregion und dem überlagerten HS-Netz

Die zuvor bereits dargestellten Anwendungsfälle für sKSB werden im Folgenden auf die Modellregion bezogen und hieraus letztendlich betrachtungsrelevante Varianten abgeleitet).

Fall 1: Parallelbetrieb und Repowering von UW-Transformatoren

In allen UW, in denen zwei HS/MS-Transformatoren vorhanden sind, wird ein Parallelbetrieb geprüft. Darüber hinaus wird in der Netzplanung ein Repowering von HS/MS-Transformatoren auf 63 MVA geprüft oder wurde vereinzelt schon durchgeführt. Diese Ersetzung ist somit zu berücksichtigen. Die Parallelschaltung von noch mehreren Transformatoren ist in den Netzen der Modellregion auch perspektivisch nicht erforderlich und wird daher nicht betrachtet.

Fall 2: Kopplung von MS-Netzen

In der Modellregion existieren unterschiedliche Möglichkeiten, einzelne Netzbereiche miteinander zu koppeln, wodurch das resultierende MS-Netz von zwei UW versorgt wird. Hierbei ist vor allem die Kopplung von zwei nahegelegenen Netzen interessant, um generell die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung abzuschätzen. Dies ist bei der Kopplung von Jever – Roffhausen und Wiesmoor – Neuenburg der Fall.

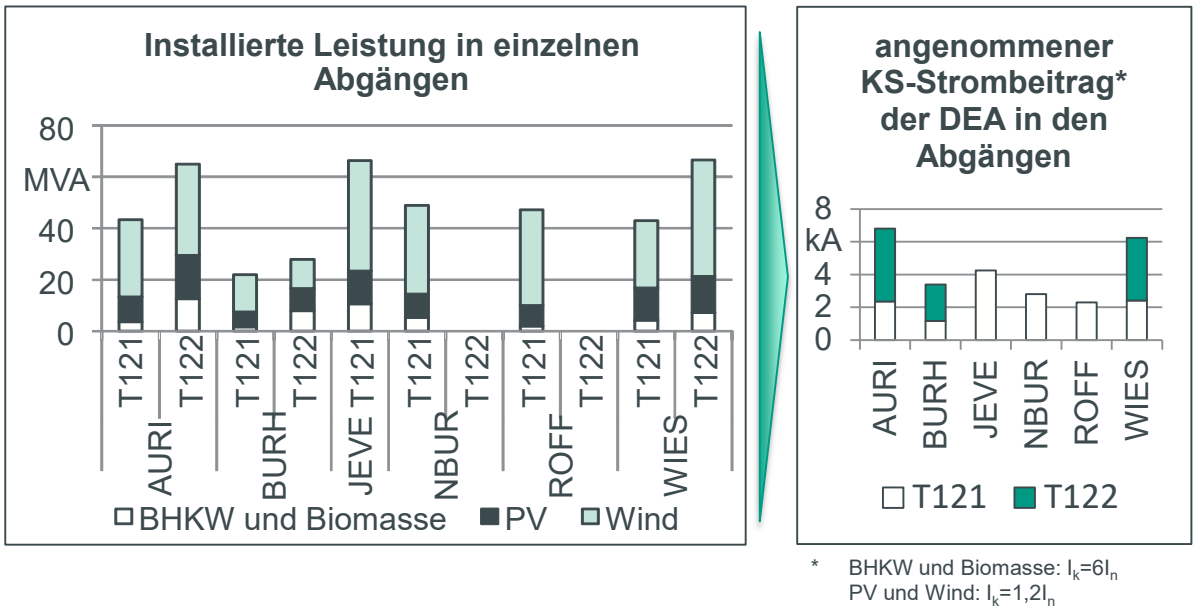
Dagegen bestehen die in Kapitel 1.1.3 dargestellten Probleme durch dynamische Einschwingvorgänge vor allem dann, wenn zwei Netze miteinander gekoppelt werden, welche auf der überlagerten Spannungsebene eine große elektrische Entfernung aufweisen. Dies zeigt sich bei der Kopplung von Aurich und Burhafe.

Der Aufbau der Netze durch vermaschte Netzbereiche, die sich an einer zentralen Gegenstation treffen, die von jeweils beiden MS-Teilnetzen erreicht wird und die dort galvanisch getrennt sind, lässt die angedachte Kopplung zu. Bei einigen Konstellationen ist eine Kopplung an mehreren Stellen möglich, was in den Untersuchungen berücksichtigt wird.

Fall 3: KS-Begrenzer am NAP von DEA

In einem ersten Schritt wird die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung in den dargestellten Netzkonstellationen betrachtet. Bei der Berechnung des KS-Stromes nach DIN VDE 0102 (2002) bleibt der KS-Beitrag von DEA noch unberücksichtigt (vgl. Kapitel 1.1.3).

In Abbildung 6 wird, den Annahmen aus Kapitel 1.1.3 zugrunde liegend, eine Abschätzung über den aktuell maximal auftretenden KS-Beitrag der vorhandenen DEA abgeleitet und dieser auf die vorhandenen Standorte aufgegliedert. Dabei sind die KS-Beiträge neben den erwähnten technologischen Eigenschaften der DEA auch von den gestellten Anforderung des Netzbetreibers an das Fehlerfallverhalten abhängig. Bei der gezeigten Abschätzung wird der höchste zu erwartende Beitrag angenommen.



* BHKW und Biomasse: $I_k=6I_n$
PV und Wind: $I_k=1{,}2I_n$

Abbildung 6 Angenommener KS-Beitrag der aktuellen DEA in der enera-Modellregion

Erst im Falle eines, durch DEA verursachten, zu hohen KS-Stromes wird nachgelagert der

Einsatz von sKSB an den NAP großer Erzeuger geprüft.

Untersuchungsmethoden

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Fragestellungen müssen im Hilfe von dafür passenden Untersuchungsmethoden analysiert werden. Diese werden im Folgenden beschrieben.

Maximale KS-Belastung der Betriebsmittel

Bei den in der enera-Modellregion installierten Betriebsmittel konnte die KS-Festigkeit der Schaltanlagen mit 20 kA für den Anfangskurzschlusswechselstrom als oftmals begrenzend und damit betrachtungsrelevant identifiziert werden. Die aktuell genutzten Kabeltypen und Leistungsschalter besitzen höhere Belastbarkeitsgrenzen und können somit für diese Fragestellung ausgeblendet werden.

Die grundlegende Frage ist, ob diese KS-Belastung durch die Änderungen im Netzbetrieb aus Fall 1 bis 3 überschritten werden kann und somit grundsätzlich eine KS-Begrenzung erforderlich ist. Zur Beantwortung dieser Frage wird wie im Folgenden beschrieben vorgegangen.

In einem ersten Schritt wird über eine quasistationäre KS-Berechnung gemäß DIN VDE 0102 [27] die maximale KS-Belastung an jedem Knoten im MS-Netz unter der Annahme eines dreipoligen Fehlers (K3) an den jeweilig betrachteten Standort berechnet [27]. Dabei wird zunächst der KS-Beitrag der DEA vernachlässigt.

Aus den resultierenden Ergebnissen wird der Knoten mit der höchsten KS-Belastung identifiziert. Es wird geprüft, ob der Anfangskurzschlusswechselstrom (im Folgenden jeweils vereinfachend mit KS-Strom bezeichnet) die 20-kA-Grenze überschreitet. Wenn dies der Fall sein sollte, kann der Einsatz eines KSB erforderlich werden. Sollte der KS-Strom unterhalb von 20 kA liegen, ist zu prüfen, wie stark die Belastung sich erhöht, wenn der DEA-Beitrag gemäß Abbildung 6 hinzugenommen wird. Die additive Überlagerung maximal möglicher DEA-Beiträge unabhängig von deren tatsächlichem Auftreten und der Abhängigkeit von dem Spannungseinbruch an jedem Netzknoten stellen eine worst-case-Abschätzung dar.

Bei den folgenden Berechnungen wird zuerst ausschließlich das MS-Netz abgebildet und aus dem überlagerten Netz lediglich die KS-Quellen berücksichtigt. In diesem praxisüblichen Vorgehen impliziert das Modell dieser Netzeinspeisungen allerdings die maximal mögliche KS-Leistung im MS-Netz, welche nur dann anliegen kann, wenn der Fehler unmittelbar am Umspannwerk vorliegt. Sobald der Fehler im MS-Netz weiter entfernt von der KS-Quelle auftritt, ist in der Realität durch die höhere Netzimpedanz auch der KS-Strom geringer. Dieses

gewählte Vorgehen führt somit – gerade in gekoppelten MS-Netzen (Fall 2 in Kapitel 1.1.3) - zu einer Überschätzung der KS-Belastung. Somit ist festzuhalten, dass in den Fällen, in denen es bei diesen Annahmen zu keiner Verletzung der KS-Festigkeit kommt, sie auch bei einer detaillierteren Betrachtung unkritisch sind und keine sKSB benötigt werden.

Darüber hinaus müssen die Varianten genauer hinsichtlich des tatsächlichen KS-Strom aus dem überlagerten Netz und der unterlagerten DEA betrachtet werden, in denen bei der beschriebenen Vorgehensweise eine Notwendigkeit von KSB identifiziert wird.

Auswirkungen von Kopplungsvorgängen

Entsprechend Kapitel 1.1.3 ist im Fall der notwendigen Installation eines sKSB das Verhalten bei Zusammenschaltung zweier Netze auch im Normalbetrieb zu überprüfen. Hierfür wird eine dynamische Netzberechnung zur Simulation des Einschwingvorgangs erforderlich.

Da sich sKSB aufgrund des temperaturabhängigen Widerstandes ähnlich wie Sicherungen verhalten und hierbei das Strom-Zeit-Integral ausschlaggebend ist, ist eine Simulation von Strom-Momentanwerten (EMT-Simulation) erforderlich um das Auslöseverhalten abzubilden. Falls der maximal auftretende Strom nicht stark vom Strom im Betriebspunkt des sKSB abweicht, ist von keiner Fehlfunktion auszugehen. Sollte der Strom, zumindest sehr kurzzeitig, deutlich höher sein, muss das resultierende Verhalten des sKSB konkreter analysiert werden.

Dynamische Simulationen bringen in der Regel mehrere Herausforderungen mit sich:

- Die Modelle der Betriebsmittel müssen für den jeweiligen Betrachtungsbereich ausgelegt sein. Je kleiner die Simulationszeitschritte gewählt werden, desto schwieriger ist die Gewährleistung von funktionierenden Modellen.

- Die einzelnen Zeitschritte werden mit Hilfe von Differenzialgleichungen und Startwertbedingungen gelöst. Dabei kann als Startwert der vorangegangene Simulationsschritt genutzt werden. Je größer das betrachtete System ist und je kleiner die Zeitschritte gewählt werden, desto länger dauert entsprechend auch die Lösungsfindung.

- Bei großen Netzen mit vielen Knoten ergibt sich ein weiterer wesentlicher Nachteil darin, dass die generelle Lösbarkeit nicht mehr gewährleistet werden kann. Dies liegt vor allem an nummerischen Problemen, welche z.B. bei der Invertierung großer Knoten-admittanzmatrizen während der Laufzeit auftreten können.

Aus diesen Punkten ergibt sich die Anforderung, das betrachtete System so klein wie möglich zu wählen. Somit ist eine Reduktion auf die relevanten Netzbereiche sinnvoll. Dies führt jedoch

zum Nachteil, dass eine Berücksichtigung aller relevanten Einflussfaktoren auf das Ergebnis nicht mehr sichergestellt werden kann. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

Verhalten während der Fehlerklärung

Um den Einfluss eines sKSB auf den Netzschutz untersuchen zu können, wird eine zweistufige dynamische Simulation durchgeführt, wie sie in Abbildung 7 dargestellt ist.

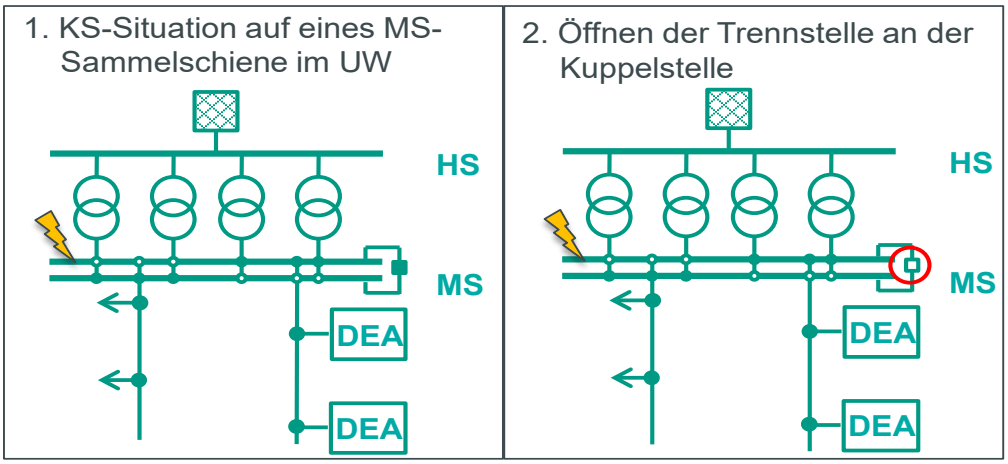


Abbildung 7 Simulation eines KS und dynamische Simulation der Fehlerklärung

In einer Konstellation, in der zwei HS/MS-Transformatoren für die Zusammenschaltung der MS-Sammelschienen parallel geschaltet werden und in der Kupplung ein sKSB eingebaut wird (vgl. Fall 1 aus Kapitel 1.1.3), führt ein Fehler auf der oberen Sammelschiene zum Auslösen des sKSB und somit zur Netztrennung. Anschließend wirken Einschwingvorgänge über den Schutz an den Transformatoren. Mit Hilfe von dynamischen Simulationen dieses Vorgangs kann nun identifiziert werden, ob weiterhin der Netzschutz den Fehler selektiv klärt oder die Einschwingvorgänge zu einer Fehlfunktion führen. Auch hier wird auf die EMT-Simulation zurückgegriffen.

In dem betrachteten Netzbereich kann die zur Verfügung gestellte KS-Leistung im HS-Netz als generatorfern angenommen werden. Somit ist die Wahl eines statisches Modells der HS-Netzeinspeisung ausreichend.

Rückwirkungen auf die überlagerte Netzebene

Die Auswirkung der Zusammenschaltung von MS-Netzen auf die überlagerte HS-Ebene wird mit Hilfe von quasistationären Lastflussrechnungen vor und nach Netzkopplung bestimmt. Anschließend kann die Änderung der Netzbelastung im HS-Netz analysiert werden.

Die Rückwirkung ist stark abhängig von der betrachteten Netznutzung. Aus diesem Grund müssen hierfür unterschiedlicher Netznutzungsfälle (NNF) betrachtet werden, welche die Vielzahl an Möglichkeiten repräsentieren. Im Rahmen dieser Studie wurden hierzu zwei Fälle selektiert (gemäß Abbildung 6):

- hohe Last / niedrige DEA-Einspeisung
- geringe Last / hohe DEA-Einspeisung

Anwendungsfallspezifische Untersuchungen

Die modellregionsspezifischen Anwendungsfälle können aus den Vorüberlegungen in folgende 11 Basisvarianten eingeteilt werden:

Tabelle 5.1: Basisvarianten und durchgeführte Untersuchungen

	Nr.	Variante	KS-Be-lastung	Kopp-lung	Fehler-klärung	Rück-wir-kung
Fall 1	1	Parallelbetrieb T121 und T122 in AURI	✓	Nachgelagerte Untersuchung in Abhängigkeit, ob ein Einbau von KSB grundsätzlich erforderlich ist		
	2	Parallelbetrieb T121 und T122 in BURH	✓			
	3	Parallelbetrieb T121 und T122 in NBUR	✓			
	4	Parallelbetrieb T121 und T122 in WIES	✓			
	5	Parallelbetrieb T121 und T122 in ROFF	✓			
Fall 2	6.a	AURI <-> BURH in SA Middels Westerloog	✓			✓
	6.b	AURI <-> BURH in SA Blomberg	✓			✓
	7.a	BURH <-> JEVE in SA Wittmund Aseler Str.	✓			
	7.b	BURH <-> JEVE in SA Sandelermöns W.	✓			
	8	JEVE <-> ROFF in SA Klosterneuland	✓			
	9	WIES <-> NBUR in SA Bentstreek	✓			

Die Varianten decken, wie zuvor beschrieben, die Untersuchungsfälle 1 und 2 ab. Bei Fall 2 sind bei der Netzkopplung zwischen Aurich und Burhafe in Variante 6 und zwischen Burhafe und Jever (Variante 7) zwei Kuppelstellen denkbar, weshalb hier eine weitere Unterteilung verwendet wird.

In allen Varianten wird die generelle Notwendigkeit einer KS-Begrenzung geprüft. Die Anwendung der Untersuchungen zu Kopplungsvorgängen und zur Fehlerklärung sind im Prinzip nur in den Varianten notwendig, in denen der Einsatz von sKSB notwendig erscheint.

Zusätzlich wird im Rahmen dieser Untersuchung in allen Varianten als Untervariante geprüft, welche Auswirkung eine Ersetzung des HS/MS-Transformators hat.

Für Variante 6 wird darüber hinaus geprüft, welche Rückwirkungen auf das überlagerte Netz bei Netzkopplung auftreten.

1.1.5. Ergebnisse

Maximale KS-Belastung der Betriebsmittel

Die Varianten aus Tabelle 5.1 werden hinsichtlich der maximal zu erwartenden KS-Belastung nach dem Vorgehen aus Kapitel 1.1.4 untersucht.

Variante 1: Parallelbetrieb von T121 und T122 im UW Aurich

In Abbildung 8 wird dargestellt, wie sich die KS-Strombelastung an den MS-Sammelschien im UW Aurich ergibt, wenn

- die ursprüngliche Netzkonstellation angenommen wird (Urnetz)
- die bestehenden HS/MS-Transformatoren parallelgeschaltet betrieben werden (Parallelschaltung)
- die bestehenden Transformatoren durch 63 MVA-Transformatoren ersetzt und in zwei Netzbereichen betrieben werden (T63 in der Untervariante)
- die ersetzten Transformatoren parallel betrieben werden (Parallelschaltung T63 in der Untervariante).

Dabei kennzeichnet die rote Linie die Grenze der zulässigen KS-Belastung bis eine KS-Begrenzung, beispielsweise durch sKSB, erforderlich wird.

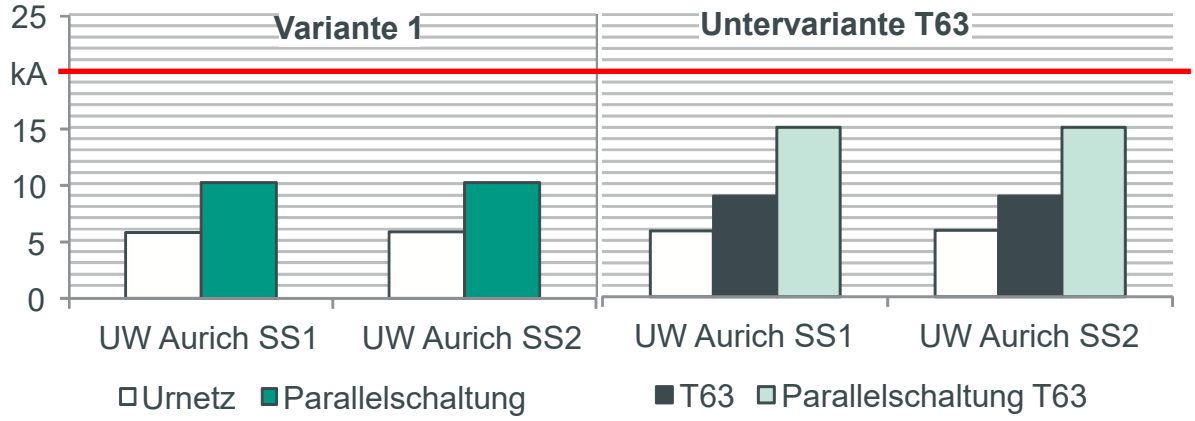


Abbildung 8 Maximale KS-Belastung am UW Aurich in Variante 1 und der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering

Es wird deutlich, dass in keinem Fall eine Verletzung der KS-Festigkeit zu erwarten ist. Zudem sind sowohl bei der Parallelschaltung der bestehenden Transformatoren als auch bei dem

Einzelbetrieb der größeren Bauart mehr als 10 kA an KS-Strom bis zur Belastungsgrenze frei. Gemäß Abbildung 6 sind am UW Aurich heute maximal 7 kA aus DEA zu erwarten. Erst bei eine Parallelschaltung zweier 63-MVA-Transformatoren reduziert sich der freue KS-Strom auf 5 kA und somit in einen kritischen Bereich.

Somit ist in der Variante 1 nur von einem Bedarf einer KS-Begrenzung auszugehen, wenn sowohl die Transformatoren ersetzt, als auch parallel betrieben werden.

Variante 2: Parallelbetrieb von T121 und T122 im UW Burhafe

Die in Abbildung 9 dargestellten Ergebnisse für Variante 2 ähneln stark denen der von Variante 1.

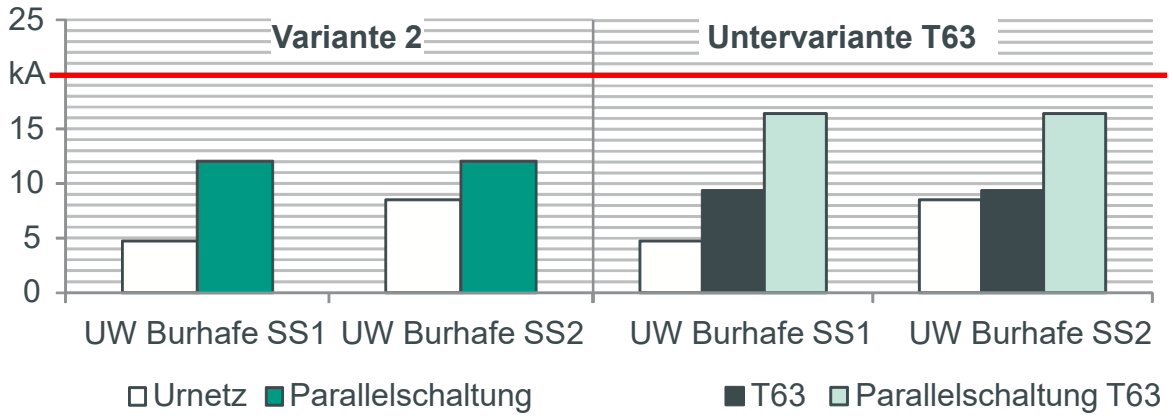


Abbildung 9 Maximale KS-Belastung am UW Burhafe in Variante 2 und der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering

Ein unmittelbarer KSB-Bedarf kann aus den Ergebnissen nicht abgeleitet werden. Bei Parallelbetrieb oder Transformator-Repowering sind mehr als 7 kA KS-Strompuffer zur Belastungsgrenze zu erkennen, was deutlich über dem maximalen KS-Beitrag der DEA von 3,5 kA liegt (vgl.Abbildung 6). Auch hier wird die KS-Belastung erst bei Transformatorersetzung und einem Parallelbetrieb kritisch.

Da somit im bestehenden Netz erst nach erheblichen, heute nicht erforderlichen Transformatorverstärkungen Verletzungen der KS-Stromgrenzen zu erwarten sind, wird diese Variante ebenso wie Variante 1 als nicht betrachtungsrelevant bewertet, einen sinnvollen Demonstrations-Einbauort für einen sKSB darzustellen.

Variante 3: Parallelbetrieb von T121 und T122 im UW Neuenburg

Die Ergebnisse in Abbildung 10 zeigen, dass auch in Variante 3 die KS-Festigkeit der Schaltanlagen nicht überschritten wird.

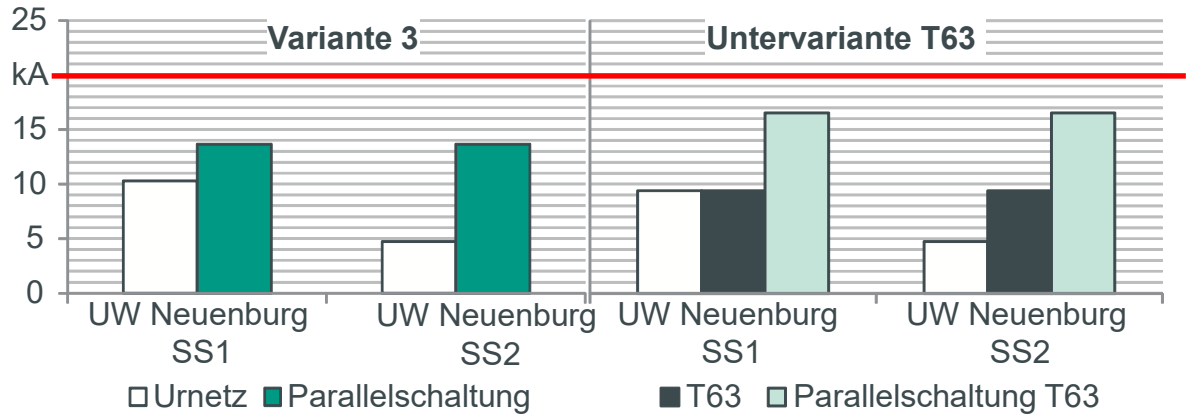


Abbildung 10 Maximale KS-Belastung am UW Neuenburg in Variante 3 und der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering

In der Ausgangssituation (Urnetz) ist im UW Neuenburg schon ein 63-MVA-Transformator eingebaut, weshalb sich die Ergebnisse an SS1 zwischen „Urnetz“ und „T63“ nicht unterscheiden.

Der aktuell maximal mögliche KS-Beitrag der DEA von 3 kA kann in allen Fällen ohne Verletzungen der KS-Festigkeit berücksichtigt werden. Somit ist in der Variante kein KSB erforderlich.

Variante 4: Parallelbetrieb von T121 und T122 im UW Wiesmoor

Entsprechend den vorangegangenen Ausführungen sind in Abbildung 11 die Ergebnisse von Variante 4 dargestellt.

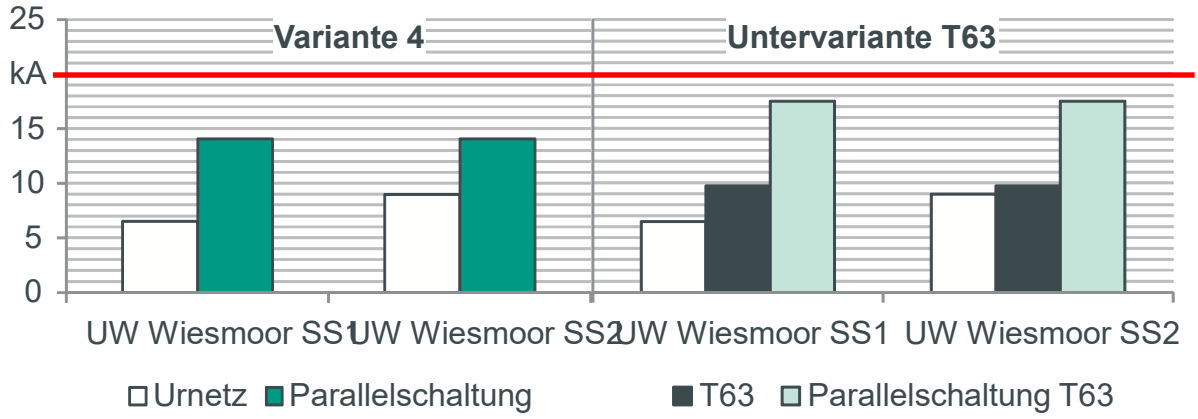


Abbildung 11 Maximale KS-Belastung am UW Wiesmoor in Variante 4 und der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering

Im Falle einer Netzkopplung sind für den KS-Beitrag der DEA noch 6 kA verfügbar. Dieser Wert

entspricht dem angenommenen maximal möglichen der heute im Netzbereich installierten DEA. Bei einem Transformator-Repowering erhöht sich die Belastung noch einmal deutlich.

Somit stellt diese Variante einen Fall dar, in dem ein Einbau von sKSB sinnvoll sein kann, wenn sich beispielsweise der KS-Beitrag der DEA zukünftig erhöht. Aktuell ist jedoch auch hier kein Bedarf zu erkennen.

Variante 5: Parallelbetrieb von T121 und T122 im UW Roffhausen

Die in Abbildung 12 dargestellten Ergebnisse für Variante 5 zeigen, dass bei Parallelbetrieb oder Transformatoren-Repowering weiterhin etwa 8 kA Puffer zur Festigkeitsgrenze der Betriebsmittel verbleiben.

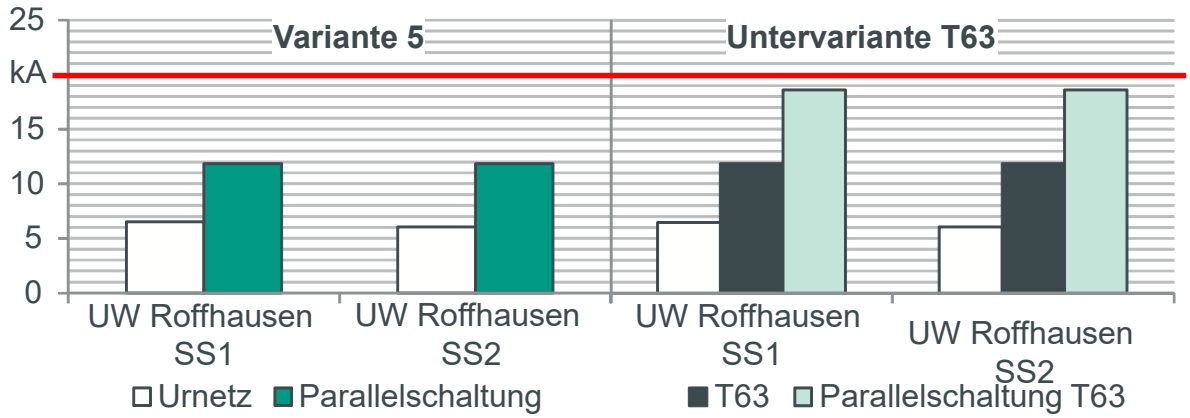


Abbildung 12 Maximale KS-Belastung am UW Roffhausen in Variante 5 und der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering

Bei einer heute vorhandenen maximalen KS-Leistung von 2 kA erscheint selbst bei einem Parallelbetrieb zweier 63 MVA-Transformatoren kein Einsatz einer KS-Begrenzung notwendig.

Variante 6: Netzkopplung Aurich – Burhafe

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse für Variante 6, einer Kopplung der MS-Netze von Aurich und Burhafe in Middels Westerloog (a) oder Bloomberg (b) mit heutigen Transformatoren und einem Repowering auf 63 MVA.

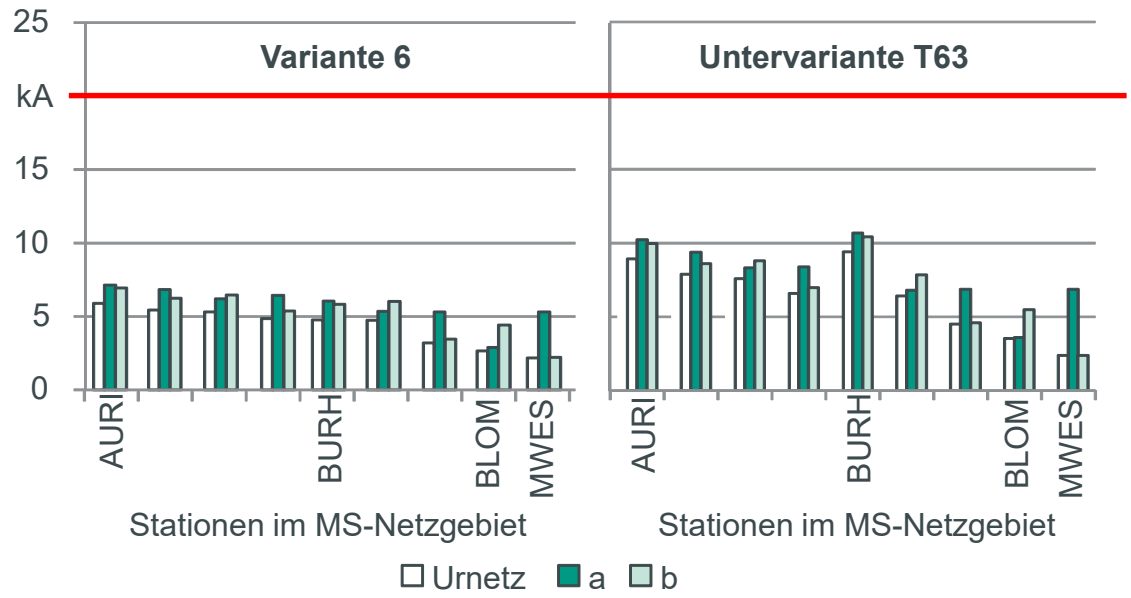


Abbildung 13 Maximale KS-Belastung bei Netzkopplung zwischen Aurich und Burhafe (Variante 6) und in der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering
a: Netzkopplung in Middels Westerloog (MWES)
b: Netzkopplung in Bloomberg (BLOM)

Zu erkennen ist, dass auch hier in allen Fällen eine ausreichende KS-Reserve von mehr als 9 kA besteht, um auch bei Berücksichtigung des maximalen KS-Beitrags der DEA von 5 kA die KS-Fertigkeit der Betriebsmitten nicht zu verletzen. Die höchste Belastung zeigt sich dabei immer in einem der beiden UW, nie in den nicht konkreter betrachteten weiteren Schaltanlagen im Netz.

Somit ist ein Einsatz von sKSB in der Variante 6 nicht erforderlich.

Variante 7: Netzkopplung Burhafe – Jever

In Variante 7 wird neben den einzelnen Netzkopplungen in Wittmund (a) oder Sandelermöns (b) auch eine Auswirkung des Parallelbetriebs der Transformatoren in Burhafe bei Netzkopplung in Wittmund (a + Parallelbetrieb) untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 14 dargestellt.

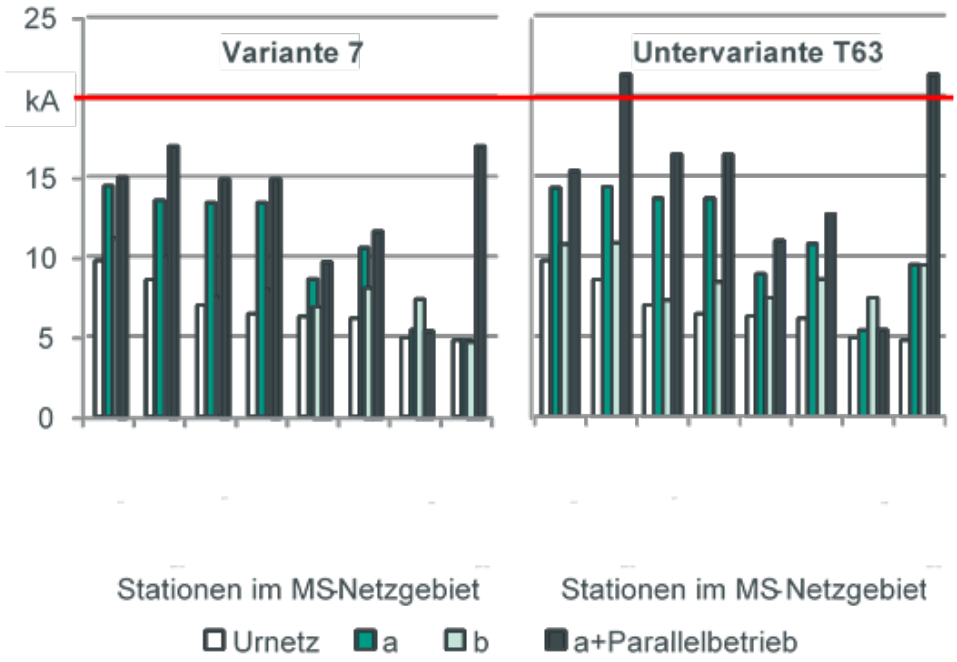


Abbildung 14 Maximale KS-Belastung bei Netzkopplung zwischen Burhafe und Jever (Variante 7) und in der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering
a: Netzkopplung in Wittmund Aseler Str. (WITT)
b: Netzkopplung in Sandelermöns Wasserwerk (SAND)

Bei der alleinigen Netzkopplung in einem der beiden Punkte (a) oder (b) ergibt sich eine maximale KS-Belastung von 14 kA. Somit wird bei Berücksichtigung der DEA durch einen maximalen KS-Beitrag von 6 kA die Festigkeitsgrenze der Betriebsmitte nur knapp erreicht. Lediglich beim zusätzlichen Parallelbetrieb der Transformatoren in Burhafe kann eine Überschreitung der KS-Festigkeit beobachtet werden. Somit ist eine Notwendigkeit das Einsatzes von sKSB auch hier nur unter der Annahme von extremen Gegebenheiten und Änderungen im Netzbetrieb gegeben.

Variante 8: Netzkopplung Jever – Roffhausen

Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse für Variante 8.

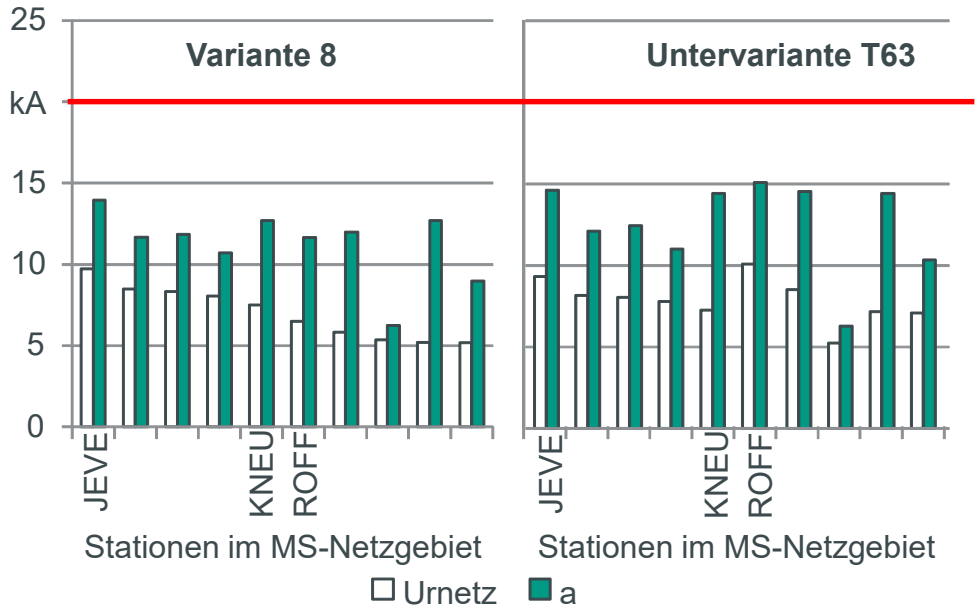


Abbildung 15 Maximale KS-Belastung bei Netzkopplung zwischen Jever und Roffhausen (Variante 8) und in der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering
a: Netzkopplung in Klosterneuland (KNEU)

Die KS-Festigkeitsgrenze wird auch bei Berücksichtigung dem maximalen DEA-KS-Strom von 5 kA nicht erreicht. Somit ist keine KS-Begrenzung erforderlich.

Variante 9: Netzkopplung Wiesmoor – Neuenburg

Die Ergebnisse für Variante 9 aus Abbildung 16 entsprechen denen der vergleichbaren vorangegangenen Varianten.

Auch bei Berücksichtigung der maximalen KS-Leistung der DEA von 7 kA wird die KS-Festigkeit nicht überschritten. Ein Einsatz von sKSB ist dementsprechend nicht erforderlich.

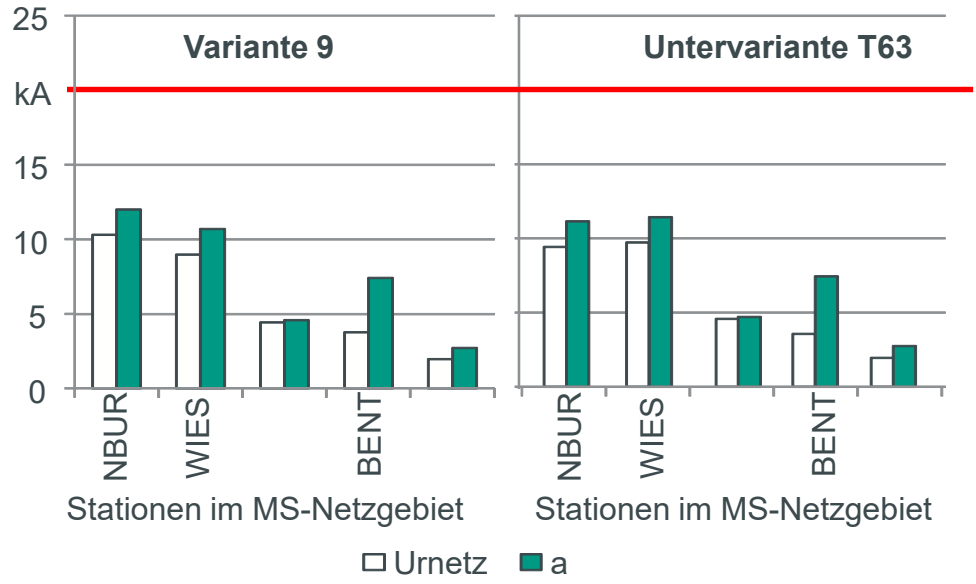


Abbildung 16 Maximale KS-Belastung bei Netzkopplung zwischen Wiesmoor und Neuenburg (Variante 9) und in der Untervariante mit UW-Transformator-Repowering
a: Netzkopplung in Bentstreek (BENT)

Auswirkungen von Kopplungsvorgängen

Auch wenn die Ergebnisse die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung nicht zeigen können und somit der Einsatz von sKSB nicht direkt begründet wird, wird in Abbildung 17 das Ergebnis einer dynamischen Simulation des Kopplungsvorgangs an der Kuppelstelle „Middels Westerloog“ – also am möglichen Einbauort des sKSB (siehe Kapitel 1.1.3) – in Variante 6 gezeigt. Hierbei werden die Auswirkungen einer unterschiedlichen Belastung und der Einfluss der Spannungswinkeldifferenz an der Kuppelstelle auf den Einschwingvorgang nach Netzkopplung untersucht.

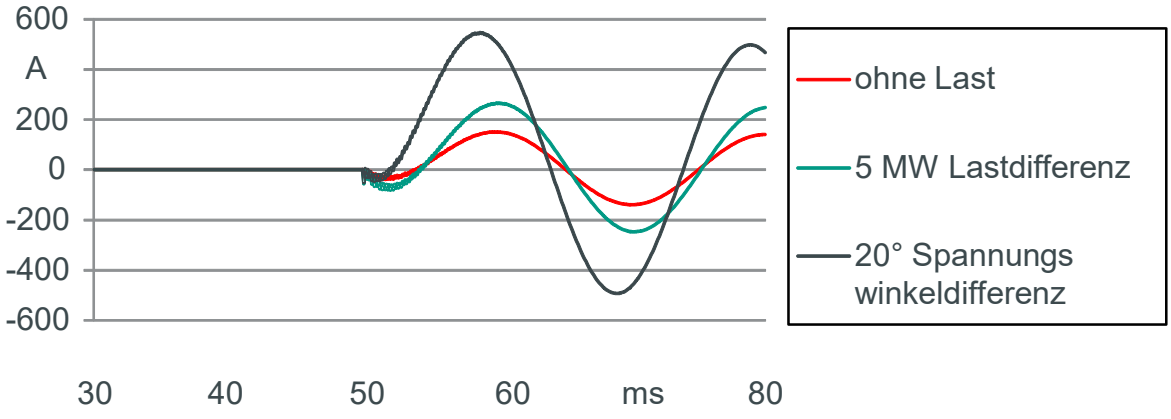


Abbildung 17 Stromverlauf nach Netzkopplung in Middels Westerloog bei unterschiedlichen Netzzuständen im Normbetrieb.

Es ist zu erkennen, dass nach der Zusammenschaltung ein Strom über die Kuppelstelle fließt. Die Stromhöhe ist stark von der Netzbelastung und der Winkeldifferenz abhängig. Dabei sind die erkennbaren Ausgleichsvorgänge nach Schalthandlung schon innerhalb einiger Millisekunden (ms) abgeklungen und in der Amplitude sehr gering. Ihr Ausprägung hängt nicht unmittelbar von den betrachteten Freiheitsgraden ab. Bei einem Einsatz eines sKSB ist deshalb von keiner Fehlfunktion im Normalbetrieb durch die Netzkopplung auszugehen.

Darüber hinaus haben die Untersuchungen jedoch auch gezeigt, dass die Ergebnisse stark von den verwendeten Modellen der Betriebsmittel, der Simulationsart und der betrachteten Netzgröße anhängen (vgl. Kapitel 1.1.4). Das gezeigte Ergebnis ist somit lediglich exemplarisch zu verstehen. Die Auswirkung des Kopplungsvorgangs müssen im Falle eines tatsächlichen Gebrauchs für eine solche Variante genauer geprüft werden.

Verhalten während der Fehlerklärung

Entsprechend den Vorüberlegungen aus Kapitel 1.1.4 wird im Rahmen der Studie das Verhalten während Fehlerklärung nur exemplarisch überprüft. Die Ergebnisse zeigen hierbei ähnlich kurze Einschwingvorgänge wie bei den vorangegangenen Untersuchungen zum Kopplungsvorgang. Eine Überprüfung der Schutzeinstellungen ist somit über bewährte quasistationäre Simulationen ausreichend. Hierbei sind die wirksamen Zeiten von sKSB (i.d.R. 100 ms) zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 1.1.3).

Rückwirkungen auf die überlagerte Netzebene

Die Ergebnisse einer gemäß Kapitel 1.1.4 durchgeführten Untersuchung der quasistationären Auswirkungen im Normalbetrieb einer MS-Netzkopplung, auch auf das überlagerte Netz, wird in Abbildung 18 gezeigt. Dabei wird eine Netznutzung im Fall einer geringen Last bei gleichzeitig starker Einspeisung und bei hoher Last bei niedriger Einspeisung in Variante 6 betrachtet.

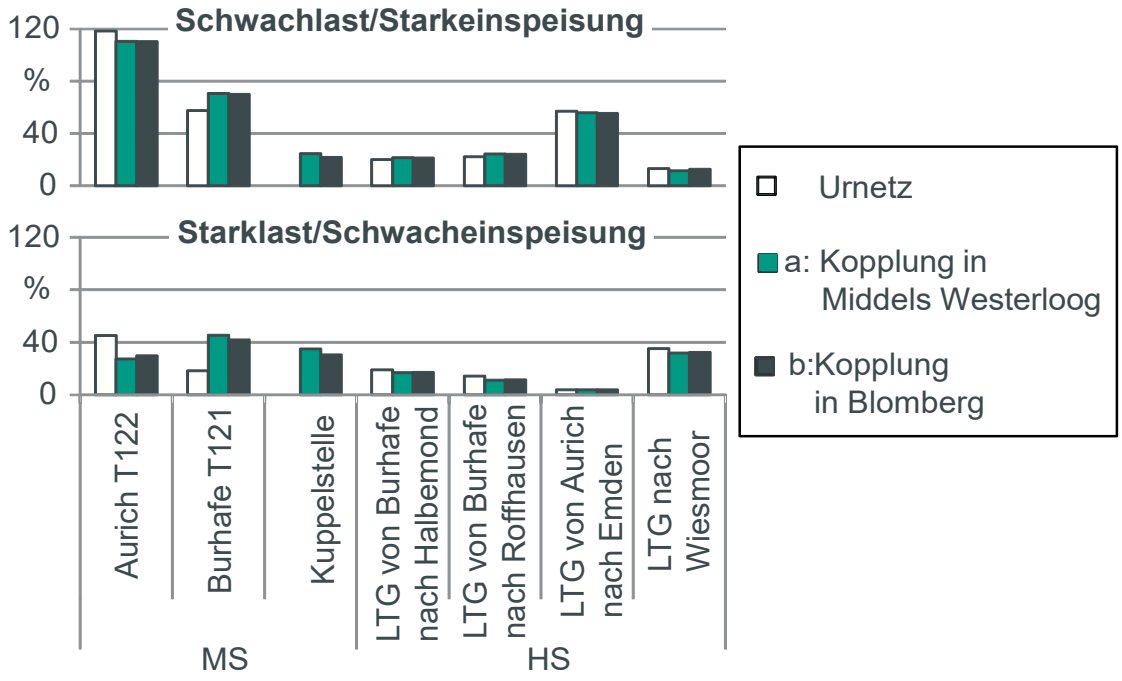


Abbildung 18 Netzbelastung der Betriebsmittel in MS- und HS-Netz vor (Urnetz) und nach Netzkopplung in Variante 6

Es wird deutlich, dass sich die Belastung durch das zusammengeschaltete MS-Netz und den sich dadurch ergebenen zusätzlichen Strompfad verändert. Dabei führt diese Änderung jedoch nicht zu einer Überlastung der Betriebsmittel, sondern vielmehr in einigen Punkten zu einer Entlastung.

Bei der Betrachtung der Spannungswinkeldifferenz (Abbildung 19) konnten maximal 8° an der Kuppelstelle identifiziert werden.

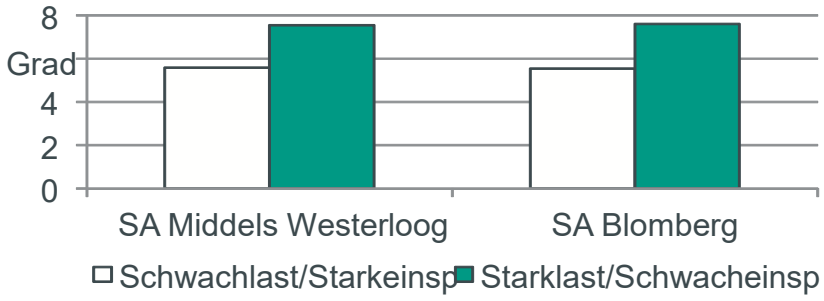


Abbildung 19 Spannungswinkeldifferenz an der Kuppelstelle vor Zusammenschaltung in Variante 6

Zumindest in Übertragungsnetzen sind Schalthandlungen bei Spannungswinkeldifferenzen bis zu 25° möglich. Somit sollte eine Netzkupplung prinzipiell möglich sein [30].

1.1.6. Zusammenfassung und Ausblick

In der Machbarkeitsstudie wurde untersucht, ob und unter welchen Gegebenheiten der Einsatz von sKSB in zukünftigen Verteilungsnetzen erforderlich ist. Hierfür wurde die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung in Verteilungsnetzen allgemein beleuchtet und denkbare Anwendungsfälle im aktuellen Netz der enera-Modellregion gesucht. Daraus ergaben sich 11 Varianten (Tabelle 5.1).

Die Ergebnisse zeigen, dass lediglich in Konstellationen, in denen mehrere gleichzeitige Veränderungen zum heutigen Betrieb getätigt wurden, ein Einsatz von sKSB in der enera-Modellregion sinnvoll wird (Netzzusammenschaltungen und Transformator-Repowering). Eine derart starke Änderung ist in absehbarer Zukunft jedoch nicht vorgesehen und würde weitere, hier nicht betrachtete betriebliche Fragestellungen aufwerfen.

Des Weiteren wurden die Auswirkungen einer Nutzung von sKSB, beispielsweise auf den Normalbetrieb und auf den Netzschutz thematisiert. Es wurde gezeigt, dass erforderliche dynamische Simulationen hinsichtlich Parametrierung und Netzmodellierung an die jeweilige Fragestellung anzupassen sind und somit der Aufwand für solche Untersuchungen hoch ist. Die vorliegenden exemplarischen Ergebnisse aus den durchgeführten Untersuchungen lassen jedoch nicht auf einen negativen Einfluss auf den Normalbetrieb schließen. Der Netzschutz muss hinsichtlich seiner Auslösezeiten auf den Betrieb der sKSB abgestimmt werden.

Darüber hinaus stellt sich die grundsätzliche Frage, welche Auswirkungen eine Zusammenschaltung von MS-Netzen auf das überlagerte HS-Netz hat. In den betrachteten Netznutzungsfällen (Starkeinspeisung bei geringer Last und geringe Einspeisung bei hoher Last) zeigte sich bei MS-Netzkopplung zwar eine veränderte Belastung der Betriebsmittel des MS- und überlagerten Netzes, diese konnten jedoch nicht als kritisch identifiziert werden. Dabei belief sich die Winkeldifferenz an der Kuppelstelle im MS-Netz in Größenordnungen, bei denen die Schalthandlung ohne Probleme möglich sein sollte.

Es ist zusammenfassend festzuhalten, dass in der betrachteten Modellregion keine Anwendungsfälle gefunden werden konnten, in denen heute und in naher Zukunft ein Einsatz von sKSB technisch erforderlich ist. Dieses Ergebnis ist jedoch maßgeblich von folgenden Faktoren getrieben:

- Betrachtung eines MS-Netzes mit hoher Nennspannung 20 kV,
- Parallelbetrieb von maximal zwei HS/MS-Transformatoren und
- relativ geringe KS-Leistung aus überlagerten Netzen und DEA vorhanden.

Somit lässt es sich das Ergebnis nicht allgemeingültig auf alle Arten von Verteilungsnetzen übertragen. Gerade in 10-kV-Netzen, Verteilungsnetzen mit höherer überlagerter KS-Leistung und Industrienetzen mit großen rotierenden Massen ist die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung separat zu prüfen und der Einsatz von sKSB neu zu bewerten.

1.2. Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs aktiver MS- und NS-Netze

1.2.1. Hintergrund und Motivation

Betreiber aktiv überwachter und steuerbarer Verteilnetze können zukünftig auf eine Vielzahl von betrieblichen Anpassungsmaßnahmen zurückgreifen, um temporären Netzengpässen – also möglichen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln – entgegenzuwirken. Neben netzbezogenen Maßnahmen, wie die Stufung von Transformatoren oder Anpassungen der Netztopologie, wird zunehmend auch die Nutzung kundenseitiger Flexibilität diskutiert. Unter Flexibilität wird hierbei die Anpassung von Wirkleistungsbezug oder -entnahme der Netzkunden verstanden. Im Rahmen von enera wird dabei die Nutzung dieser Potentiale durch Flexibilitätsmärkte diskutiert und erprobt. Da die Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten mit zeitlichem Vorlauf zum tatsächlichen Abruf erfolgt, muss der Netzbetreiber im Rahmen der Betriebsplanung bereits für zukünftige und somit unsichere Zeitpunkte Entscheidungen treffen. Er steht deshalb vor der Herausforderung, den Netzbetrieb unter Berücksichtigung aller relevanten verfügbaren Freiheitsgrade möglichst effizient zu koordinieren, zukünftige Systemzustände und Engpässe zu prognostizieren und hierbei auch Prognoseunsicherheiten zu berücksichtigen. Auf Basis dieser Engpassprognose kann dann eine Entscheidung über mögliche durchzuführende Anpassungsmaßnahmen erfolgen.

Die Ausgestaltung der zukünftigen Betriebsplanung unter Einbezug der zuvor beschriebenen Aspekte wird durch einen Beitrag der FGH im Rahmen von enera simulativ untersucht. Dazu wurde ein entsprechendes Softwaretool entwickelt und angewendet. Ziel der Untersuchung ist die Ableitung sinnvoller Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltung der zukünftigen Betriebsplanung. Dies umfasst

- die Entwicklung geeigneter Verfahrensansätze, auf deren Basis zukünftige Werkzeuge der Netzbetreiber umgesetzt werden können,
- die Untersuchung und Bewertung geeigneter Anpassungsmaßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs sowie
- die Ableitung von Methoden zur Quantifizierung von netzbetrieblichen Unsicherheiten, deren Untersuchung insbesondere aufgrund von Vorlaufzeiten und der geringen Aggregation der Anlagen in der Verteilnetzebene notwendig ist.

Das entwickelte Softwaretool sowie dessen exemplarische Anwendung werden in den

folgenden Kapiteln beschrieben. Durch den simulativen Ansatz können über die enera-Netzregion hinausgehende allgemeine Untersuchungen durchgeführt werden. Diese Untersuchungen wurden anhand von Systemstudien durch die FGH im Rahmen von enera durchgeführt und werden in einem weiteren Lösungsartefakt „Systemstudie zur zukünftigen Betriebsplanung aktiver Verteilnetze (inklusive Verteilnetzgenerierung)“ vorgestellt.

1.2.2. Verfahren zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs

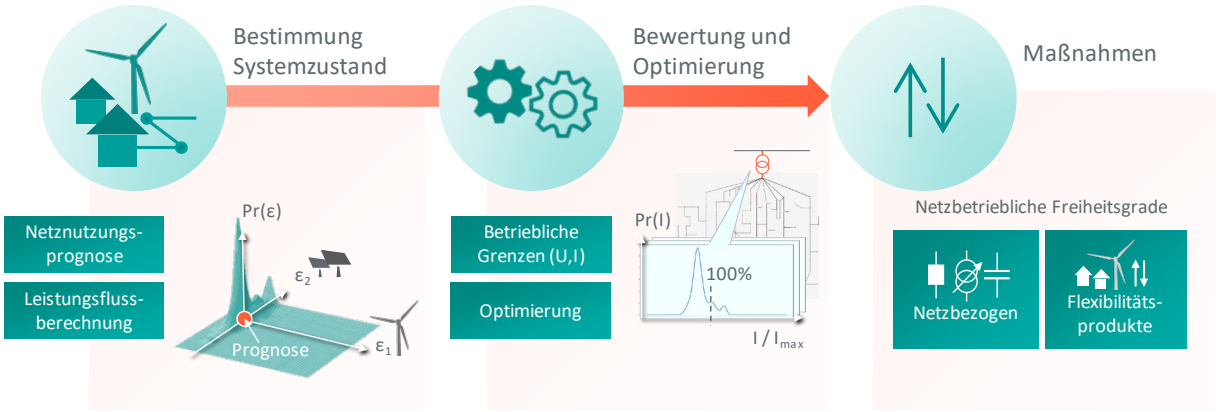


Abbildung 20 Übersicht des entwickelten Verfahrens zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs

Abbildung 20 zeigt eine Übersicht des entwickelten Verfahrens.

Der Verfahrensablauf lässt sich in drei Teilschritte (Netznutzungsprognose, Bestimmung Systemzustand und Optimierung & Maßnahmendimensionierung) untergliedern, die im Rahmen der Betriebsplanung bei Eintreffen aktualisierter Informationen wie neuen Prognosen oder der Verfügbarkeit neuer betrieblicher Engpassbehebungsmaßnahmen iterativ wiederholt werden. Nachfolgend werden diese drei Blöcke näher erläutert.

Prognose der Netznutzung

Eingangsgröße des Prozesses stellt eine deterministische Netznutzungsprognose dar, die der Netzbetreiber typischerweise von einem Prognoseanbieter bezieht. Zur Beantwortung der Fragestellungen im Projekt wird diese Prognose synthetisch erzeugt. Sie umfasst die Leistungseinspeisung bzw. den -bezug aller am Netz angeschlossenen Kundenanlagen. Insbesondere die Prognose der wetterabhängigen Einspeisung von PV und Wind ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Gegenüber bereits heute gängiger Einspeiseprognosen für die Betriebsplanung im Übertragungsnetz ist durch die geringe räumliche Aggregation der Anlagen auf der Ebene der Mittelspannungsknoten eine deutlich schlechtere Prognosegüte unvermeidlich. Zudem nimmt die Prognosegüte erheblich mit zunehmendem Prognosehorizont ab. Deshalb ist es notwendig, Vorlaufzeiten der Maßnahmen kurz zu halten und den

Betriebsplanungsprozess möglichst kurzfristig vor der Betriebsführung durchzuführen. Da sich aber selbst für Kurzfristprognosen mit einem Horizont weniger Stunden erhebliche Abweichungen ergeben können [31], ist zusätzlich zu den deterministischen Prognosen eine Risikobewertung auf Basis einer Abschätzung von Prognosefehlern sinnvoll.

Hierzu wird ein entwickeltes Verfahrensmodul eingesetzt, welches auf Basis historischer Prognose- und zugehöriger Ist-Daten der Netznutzung historische Prognosefehler bestimmt. Diese historischen Prognosefehler werden zunächst anhand ihrer Ähnlichkeit zum aktuell prognostizierten Zeitpunkt gewichtet. Die Gewichtung erfolgt dafür auf Basis verschiedener Merkmale. Dazu zählt etwa die prognostizierte Einspeisung, die Tages- und Jahreszeit oder der Prognosehorizont. Anschaulich bedeutet dies, dass zu einer aktuellen Prognose für einen Zeitstempel in einem Sommermonat zur Mittagszeit mit hoher PV-Einspeisung und geringem Wind historische Prognosefehler gefiltert werden, die tendenziell in diesen Merkmalen übereinstimmen. Die sinnvolle Wahl der Merkmale ist dabei eine wichtige Aufgabe. Wenn etwa besondere wettertechnische Ereignisse den Prognosefehler entscheidend beeinflussen, ist es sinnvoll, diese ebenfalls als Merkmale mit zu berücksichtigen. Eine etwaige Berücksichtigung ist hierbei aber gegenüber dem Umfang der historischen Datenbasis und der Häufigkeit solcher Merkmalsausprägungen in der Vergangenheit abzuwägen. Zur Bestimmung der Ähnlichkeit historischer und aktueller Zeitstempel werden die Merkmale als Dimensionen betrachtet. Der Unterschied zum aktuellen Zeitstempel kann dann als Euklidische Distanz bestimmt werden kann. Unter Zuhilfenahme des Nadaraya-Watson-Schätzers werden die historischen Datenpunkte anschließend in Abhängigkeit der Euklidischen Distanz gewichtet. Dies ist beispielhaft im linken Teil der Abbildung 21 dargestellt.

Auf Grundlage der gewichteten historischen Prognosefehler wird anschließend eine multivariate Prognosefehlerverteilungsfunktion für den aktuell betrachteten Zeitstempel bestimmt. Jede betrachtete unsichere prognostizierte Größe wird dazu als Dimension betrachtet. Dazu zählen etwa prognostizierte Lasten und Einspeisungen. Die Berechnung der Verteilungsfunktion erfolgt durch eine multivariate Kerndichteschätzung [32]. Die historischen gewichteten Prognosefehler bilden dabei die zugrundeliegende Stichprobe. Für intervallbeschränkte prognostizierte Größen, wie etwa die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen, eignen sich betaverteilte Kerne. Für nichtbeschränkt zu modellierende prognostizierte Größen, bspw. Lasten, eignen sich hingegen Gaußkerne. Unterschiedliche Kerne je nach Dimension sind möglich und werden über Multiplikationskerne multidimensional bestimmt.

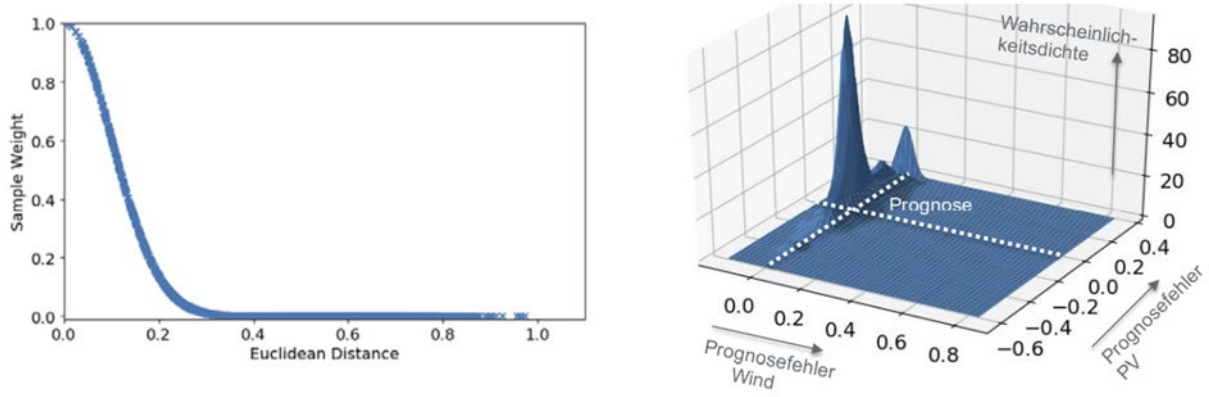
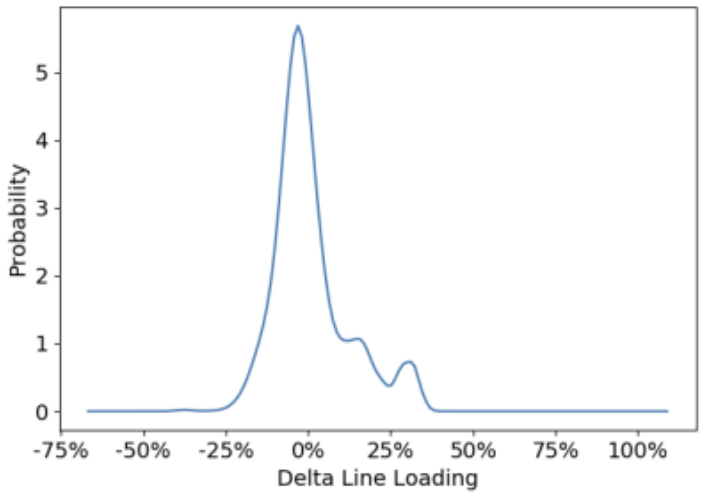


Abbildung 21 Links: Gewichtung historischer Prognosefehler nach Ähnlichkeit zur aktuellen Prognose
Rechts: Prognosefehlerverteilung auf Basis von multivariater Kerndichteschätzung

Abbildung 21 zeigt auf der rechten Seite ein zweidimensionales Beispiel einer resultierenden bivariaten Prognosefehlerverteilung für einen Zeitstempel um den Prognosepunkt. Die Darstellung bezieht sich dabei auf einen Netzknoten mit angeschlossener Einspeisung auf Basis von Wind und PV, die jeweils auf den Knoten bezogen aggregiert prognostiziert werden.

Prognose des Systemzustandes

Auf Basis der prognostizierten Netznutzung erfolgen komplexe Leistungsflussberechnungen, wodurch die zu erwartenden Spannungen und Ströme an allen Zweigen und Knoten im Netz bestimmt werden können. Zur Beurteilung der Unsicherheit bezüglich prognostizierter Auslastungen der Betriebsmittel und der Wahrscheinlichkeit möglicher Engpässe ist darüber hinaus die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Betriebsmittelauslastungen zu bestimmen. Bei kleinen Prognosefehlern und somit geringen Abweichungen vom Arbeitspunkt der deterministischen Prognose ist die Auslastung der Betriebsmittel bei auftretenden Prognosefehlern gut linear anzunähern. Die linearisierten Zusammenhänge zwischen Änderung der Auslastung der Betriebsmittel und Änderung der prognostizierten Größen lassen sich auf Basis der Jacobimatrix bestimmen [32]. Diese Wirkzusammenhänge resultieren somit unmittelbar aus dem Ergebnis der Leistungsflussberechnung und werden auch als Sensitivitäten bezeichnet. Auf Basis dieser Prognose können Linearkombinationen der Prognosefehler der betrachteten Dimensionen definiert werden, die zu einer identischen Auslastung eines Betriebsmittels führen. Für diese Auslastung lässt sich anschließend unter Berücksichtigung der bereits aufgestellten Verteilungsfunktion der Prognosefehler eine Zustandswahrscheinlichkeit angeben. Basierend auf einer wiederholten Bestimmung der Wahrscheinlichkeit für unterschiedliche Auslastungen ist so eine Verteilungsfunktion für Auslastungen der Betriebsmittel bestimmbar.



Sicherheitsniveau	Δ Auslastung
90%	18 %
95%	28 %
99%	33 %

Abbildung 22 Beispielhafte Darstellung der Auslastungsänderung einer Leitung

Abbildung 22 zeigt dies beispielhaft für ein Betriebsmittel und einen Zeitpunkt. Der Darstellung ist zu entnehmen, dass Zustände bis zu einer Abweichung von ca. 30 % der Auslastung mit relevanten Eintrittswahrscheinlichkeiten auftreten können. Diese Aussage lässt sich auch an probabilistischen Kenngrößen festmachen: Für ein Sicherheitsniveau von 99 % beträgt die kritische Zunahme der Auslastung 33 %. Nur noch 1 % der möglichen Zustände führen dann zu höheren Änderungen der Auslastung.

Mögliche Stromengpässe liegen vor, wenn die Summe aus deterministischer Betriebsmittelauslastung und der mit dem beschriebenen Vorgehen bestimmten Änderung der Auslastung unter Berücksichtigung eines gewählten Sicherheitsniveaus oberhalb der zulässigen Auslastung des Betriebsmittels liegen. Mit dem beschriebenen Vorgehen lassen sich Kenngrößen ableiten, die die maximale Auslastung sowie die minimal und maximal möglichen Betriebsspannungen für definierte Sicherheitsniveaus festlegen. Der Netzbetreiber kann so etwa die maximale Auslastung einer Leitung ableiten, die unter Berücksichtigung eines in Abhängigkeit seiner Risikopräferenzen zu wählenden prozentualen Anteils aller möglichen zukünftigen Zustände – also unter Berücksichtigung möglicher Prognosefehler – auftritt. Diese Kenngrößen sind dann Eingangsgrößen einer Optimierung, die geeignete Anpassungsmaßnahmen für den Fall prognostizierter Netzengpässe vornimmt.

Die aufgrund der linearisierten Wirkzusammenhänge zwischen Prognosefehler und Auslastung der Betriebsmittel auftretenden Fehler beeinflussen die Güte des Verfahrens. Ein sinnvoller Schritt ist deshalb, weitere Lastflussberechnungen unter Einbezug von Prognosefehlern in der Umgebung der deterministischen Prognose durchzuführen und in die Berechnung der Betriebsmittelauslastung miteinzubeziehen. Das beschriebene Vorgehen eignet sich analog für

die Bestimmung von Spannungsabweichungen und möglichen Spannungsbandverletzungen.

Optimierung und Anpassung

Die Bestimmung eines optimalen Netzbetriebs ist eine komplexe Aufgabe, bei der eine Vielzahl von Freiheitsgraden berücksichtigt werden muss. Dies umfasst im Zeitbereich der Betriebsplanung zunächst alle Maßnahmen, für die Entscheidungen mit zeitlichem Vorlauf und somit im Voraus für den zu planenden zukünftigen Betriebszeitpunkt getroffen werden müssen. Darunter fällt die Entscheidung über die Kontrahierung der zuvor beschriebenen marktseitigen Flexibilitäten.

Um die Auswahl der Maßnahmen sowie die Bestimmung des notwendigen Umfangs korrekt bestimmen zu können, müssen bei einer Simulation des Netzbetriebs aber auch alle weiteren Maßnahmen, die für den betrachteten Zeitpunkt zur Verfügung stehen, mitberücksichtigt werden. Dazu zählen insbesondere Maßnahmen mit direkter Sicherheitsniveau Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber, wie etwa Stufenstellungen von Transformatoren, Schalthandlungen und die Beeinflussung der Blindleistung der Anlagen. Da eine präventive Beherrschbarkeit aller möglicher auftretender Engpässe mit einem Sicherheitsniveau von 100 % und unter Berücksichtigung von Ausfällen von Betriebsmitteln oder Anlagen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll ist, muss auch in zukünftigen Szenarien weiterhin kurzfristig anpassbare Leistung zur Verfügung stehen, die ähnlich zur heutigen Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements abgerufen werden kann. Auch solche nachrangig einzusetzenden Maßnahmen sind somit mit zu berücksichtigen. Um unter Berücksichtigung der Unsicherheit des Systemzustands und damit der auftretenden Engpässe aus der Vielzahl der genannten Anpassungsmaßnahmen eine optimale Auswahl zu treffen, eignet es sich, die Problemstellung als Optimierungsproblem zu formulieren und mit passenden Algorithmen zu lösen. Eine Übersicht über die Zuordnung der verschiedenen Aspekte der Betriebsplanung zu Elementen des entwickelten Optimierungsproblems zeigt Abbildung 23

Aspekt der Betriebsplanung	Berücksichtigung in Optimierung
Beschreibung zukünftiger Systemzustand	▪ **Geeignete Modellformulierung**: Beschreibung des Systemzustands über Sensitivitäten ➔ Entkopplung von Leistungsflussberechnung und Optimierung
Zustandsbewertung	▪ **Nebenbedingungen** für alle Engpässe, kritischen Auslastungen je Engpass, Sensitivitäten und Ausfallsituationen ▪ **Zielfunktionsbeitrag** je genannter Nebenbedingung als Strafterm für verbleibende Engpässe gewichtet nach Zustandswahrscheinlichkeit ▪ **Nebenbedingungen** für Anforderungen Schnittstelle HS/MS
Anpassungs-maßnahmen	▪ **Freiheitsgrade / Entscheidungsvariablen** ▪ **Zielfunktionsbeitrag** zur Priorisierung der Maßnahmen ▪ **Nebenbedingungen** zur Beschränkung und Modellierung der Zeitkopplungen

Abbildung 23 Übersicht des Optimierungsproblems

Die Beschreibung des Systemzustands erfolgt durch Formulierung und Lösung der Leistungsflussgleichungen. Anstatt diese nichtlinearen und nichtkonvexen Gleichungen direkt in die Optimierung aufzunehmen, werden die berechneten Sensitivitäten genutzt, um die Zusammenhänge zwischen Anpassungsmaßnahmen und Strömen und Spannungen im Netz linear anzunähern. Das Optimierungsproblem basiert somit auf linearen Nebenbedingungen und wird beherrschbar komplex.

Die Anwendung der Anpassungsmaßnahmen definiert einen neuen Arbeitspunkt, für den die Linearisierung fehlerbehaftet ist. Die Berechnung mehrerer Iterationen mit mehrfachem Aufbau und Lösung des Optimierungsproblems unter Einbezug der bereits in bisherigen Iterationen umgesetzten Maßnahmen kann diesem Problem Abhilfe verschaffen. Die Bewertung des unsicheren zukünftigen Systemzustands erfolgt durch die Definition von Nebenbedingungen. Diese werden für alle Netzbetriebsmittel, die von möglichen Engpässen betroffen sind, formuliert. Für jedes dieser Netzbetriebsmittel werden mehrere Nebenbedingungen für unterschiedliche Sicherheitsniveaus und zugehörigen kritischen Strömen bzw. Spannungen aufgestellt. Die Nichteinhaltung einer entsprechenden Nebenbedingung wird in Abhängigkeit des Sicherheitsniveaus und damit der Zustandswahrscheinlichkeit über angepasste Strafterme in der Zielfunktion bestraft. So wird etwa die Verletzung der Beherrschbarkeit 90 % aller Situationen stärker bestraft, als die Verletzung der Beherrschbarkeit 99 % aller Situationen.

Berücksichtigte Freiheitsgrade der Optimierung sind die Stufung von Transformatoren, die Anpassung der Blindleistung (z. B. durch Steuerung von Kundenanlagen) sowie die Nutzung von kundenseitigen Flexibilitäten. Zur Modellierung dieser Optionen zur Behebung der Engpässe werden die Anpassungsmaßnahmen und deren Wirkung auf die Engpässe mittels Sensitivitäten in die Nebenbedingungen aufgenommen. Werden die Engpässe zur Verringerung der Linearisierungsfehler bei Betrachtung von Prognosefehlern auf Basis

mehrerer Lastflussrechnungen bestimmt, ist es sinnvoll, auch die Anpassungsmaßnahmen mit angepassten Sensitivitäten auf den Engpass zu modellieren. Dann müssen ebenfalls pro Engpass und Sicherheitsniveau mehrere Nebenbedingungen für verschiedene Sensitivitäten definiert werden.

Aufgrund der großen Wirkung von topologischen Schaltmaßnahmen auf den Leistungsfluss im Netzmodell und des damit einhergehenden Fehlers bei einer linearisierten Bewertung dieser Maßnahmen auf den Leistungsfluss werden Topologieschaltmaßnahmen nicht integrativ im Optimierungsproblem behandelt. Mögliche Topologieschaltmaßnahmen werden durch Variantenrechnungen berücksichtigt [17]. Die Anzahl geeigneter Schaltmaßnahmen ist zudem im Verteilnetz begrenzt, sodass eine Variantenrechnung verschiedener Schaltzustände ein geeignetes Vorgehen darstellt. Dazu wird je Variante ein Schaltzustand festgelegt und anschließend die Systemzustandsbestimmung und Wahl der weiteren Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dies wird für alle gültigen Schaltzuständen wiederholt. Schließlich wird die gesamtoptimale Variante als Gesamtlösung ausgewählt

Zur Bewertung der Systemsicherheit ist die Berechnung der Wirkung von Betriebsmittelausfällen auf den Systemzustand notwendig. Aufgrund der Vielzahl potentiell auszufallender Betriebsmittel und der meist begrenzten Wirkung eines Ausfalls ist für Ausfallrechnungen im Übertragungsnetz ein approximativer Ansatz ein geeignetes Vorgehen. Dabei wird auf Basis des Ergebnisses Leistungsflussberechnung im Normalbetrieb die Wirkung des Ausfalls linear approximiert [17]. Testrechnungen an verschiedenen Netzmodellen haben gezeigt, dass ein derartiges Vorgehen im Verteilnetz aufgrund der geringen Vermaschung und damit verbundenen erheblichen Änderungen des Systemzustands bei Ausfall zu hohen Linearisierungsfehlern führt. Darum entspricht das verwendete Modell der Ausfallrechnung dem der Leistungsflussberechnung, wobei die vom Ausfall betroffenen Betriebsmittel aus dem Netzmodell entfernt werden. Zudem sind Anpassungen am Netzmodell vorzunehmen für Maßnahmen, die unmittelbar im Zusammenhang mit einem Ausfall durchzuführen sind – etwa das Schließen der Trennstelle im Ring zur Wiederversorgung. Die Anpassungen resultieren in einer veränderten Knotenadmittanzmatrix [32].

Weitere Nebenbedingungen können sich in Bezug auf eine festgelegte Austauschleistung zur Schnittstelle des überlagerten Netzbereichs ergeben, etwa aufgrund von Flexibilitätsanforderungen des Hochspannungsnetzbetreibers zur Behebung von Engpässen in seinem Netzgebiet.

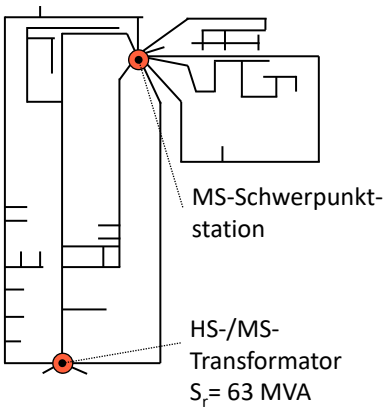
Die verfügbaren Anpassungsmaßnahmen sind die Freiheitsgrade der Optimierung und über Sensitivitäten in den Nebenbedingungen der Zustandsbewertung enthalten. Darüber hinaus

sind die Grenzen der Maßnahmen als separate Nebenbedingungen modelliert. Die Kosten der Maßnahmen sind über Zielfunktionsbeiträge abgebildet. Je nach Modell und betrachteten Maßnahmen können zudem zeitkoppelnde Nebenbedingungen formuliert werden (z. B. Batteriespeicher).

Die Optimierung basiert auf einem iterativ-linearen Optimal Power Flow (OPF), der ebenfalls die zuvor beschriebene Linearisierung am Arbeitspunkt der Prognose verwendet. Nach Lösung des OPFs und Umsetzung der Anpassungsmaßnahmen erfolgt eine Neuberechnung der Leistungsflussgleichungen und eine erneute Anwendung des OPFs. Das Verfahren endet über ein definiertes Konvergenzkriterium und somit, wenn die Änderungen der Anpassungsmaßnahmen in der letzten Iteration unterhalb einer definierten Schwelle liegen.

1.2.3. Exemplarische Untersuchung

Netztopologie
(schematisch)



Versorgungsaufgabe

Netznutzung	Leistung (MW)
Verbraucher	41,6
Photovoltaikanlagen (PVA)	61,0
Windenergieanlagen (WEA)	65,6
Sonstige Erzeugung	4,9

Prognosegüte (nRMSE)

	Verbraucher	PVA	WEA
Prognose 1	2,6 %	4,6 %	4,0 %
Prognose 2	4,1 %	7,5 %	7,4 %

Abbildung 24 Eingangsdaten und Parametrierung der exemplarischen Untersuchung

Nachfolgend wird das beschriebene Verfahren exemplarisch auf ein Mittelspannungsnetz angewandt. Für die verwendete Netztopologie sowie die angeschlossenen Netzkunden wird ein Netzdatensatz der *EWE NETZ GmbH* verwendet. Das Netz ist schematisch in dargestellt. Die Leistung der Anlagen ist der Tabelle in Abbildung 24 zu entnehmen. Die EE-Erzeugungsleistung wurde um etwa 20 % ggü. der heutigen erhöht. Der Abgleich von Versorgungsaufgabe und Transformatorleistung legt nahe, dass in Situationen mit hoher EE-Erzeugungsleistung Engpässe durch Rückfluss der Überschussleistung in die überlagerten Netzebenen auftreten können. Die Erkennung und Vermeidung hierdurch bedingter Strom- und Spannungsengpässe werden nachfolgend untersucht. Zeitreihen der Netznutzung, Prognosezeitreihen für Windenergieanlagen (WEA), Photovoltaikanlagen (PVA) sowie Lasten im Netz werden für ein Jahr in viertelstündiger Auflösung synthetisch erzeugt. Die Zeitreihen

basieren dabei sowohl auf Messdaten der *EWE NETZ GmbH* als auch auf Modellen zur synthetischen Zeitreihen, die ebenfalls als Teil des Beitrags der FGH im Rahmen von enera entwickelt wurden (vgl. Lösungsartefakt „Systemstudie zur zukünftigen Betriebsplanung aktiver Verteilnetze“). Um den Einfluss der Vorlaufzeit in der Betriebsplanung zu untersuchen, wurden zwei unterschiedliche Prognosehorizonte (t = 0,5 h, t = 2 h) und damit resultierende Prognosegüten verwendet (vgl.Abbildung 24, rechts unten). Die hier angenommenen Prognosegüten sind dabei eine Abschätzung unter Auswertung von Veröffentlichungen mit Betrachtung verschiedener Aggregationsebenen, Vorlaufzeiten und Prognosekategorien sowie unter Anwendung eigener Prognosemodelle. Die angegebene Prognosegüte (nRMSE: normalized root-mean-square error) beschreibt die normierte Wurzel der Summe quadratischer Fehlerterme aller 35.040 Viertelstundenwerte des für die Untersuchung betrachteten Jahres.

Als Freiheitsgrade wurden Flexibilitätsprodukte im pauschalen Umfang von 30 % der EE-Einspeisung sowie, zur Berücksichtigung von flexiblen Lasten, in Höhe von 5 % der momentanen Netzlast angenommen. Zudem wurden 2 MW an weiteren kundenseitigen Flexibilitäten angenommen, die etwa durch PV-Heimspeicher, Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen bereitgestellt werden können. Der Einsatz von Flexibilitäten durch Lastverschiebung und Speicher sind dabei gegenüber einer Anpassung vorrangberechtigter Erzeugungsleistung von EE-Anlagen zu bevorzugen. Als nachgelagerte Notfallmaßnahme wird die vollständige Abregelung der EE-Anlagen berücksichtigt. Zudem sind die Blindleistung der EE-Anlagen im Bereich $0{,}95_{ind} < \cos(\phi) < 0{,}95_{kap}$ sowie die Stufenstellung des HS-/MS-Transformators weitere Freiheitsgrade und ggü. dem Einsatz von Flexibilitätsprodukten bei gegebener Engpasswirksamkeit zu präferieren. Die Optimierung erfolgt unter Berücksichtigung eines Sicherheitsniveaus von 70 % und 90 %.

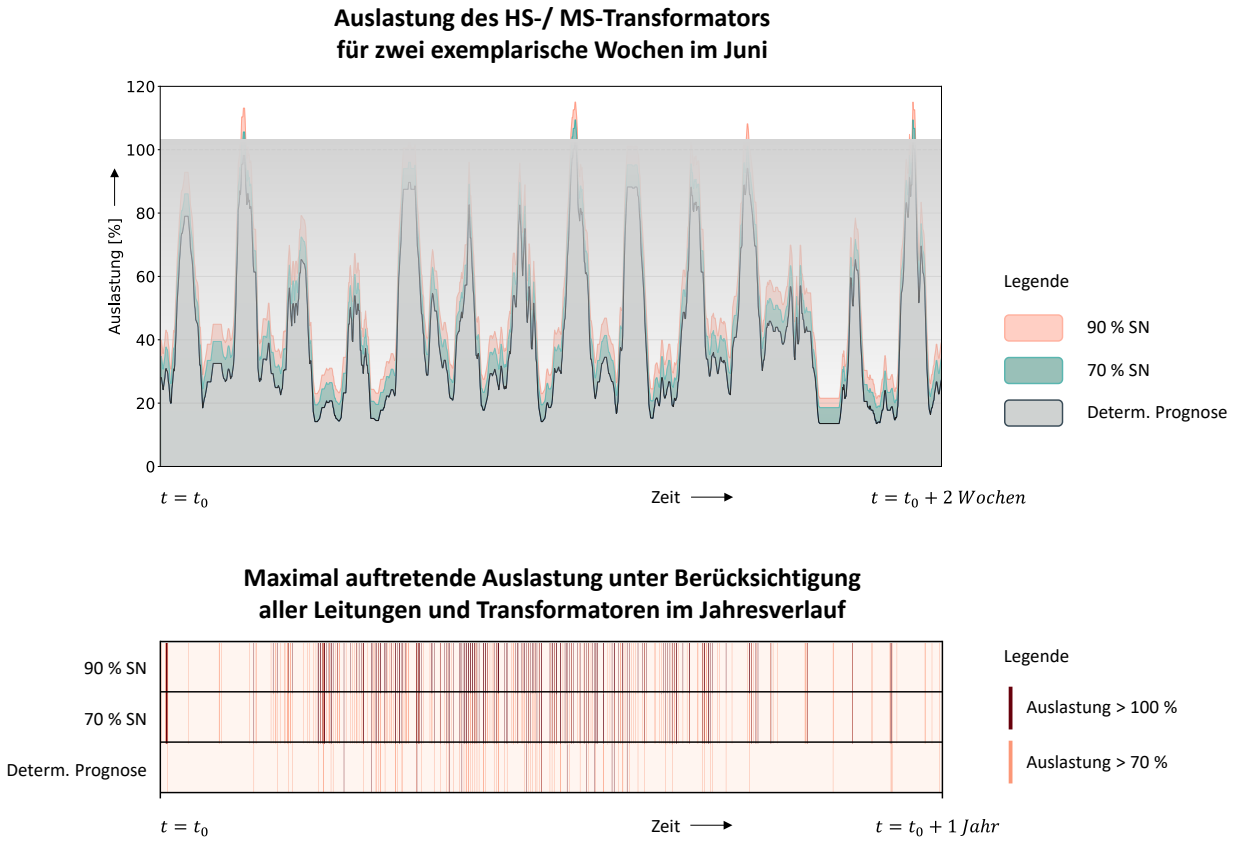


Abbildung 25 Umgesetzte Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen im gesamten Jahr in Abhängigkeit des Prognosehorizonts und berücksichtigten Sicherheitsniveaus

Die Auswertung der Ergebnisse der Simulationen zeigt, dass zwar Mittelspannungsleitungen des Netzgebiets überlastet werden, die überwiegende Zahl der Engpässe aber am HS-/ MS-Transformator auftritt. Abbildung 25 zeigt dazu in der oberen Darstellung die Auslastung des HS-/ MS-Transformators für den Zustand vor Optimierung unter Berücksichtigung eines Prognosehorizonts von einer halben Stunde für zwei exemplarische Woche im Monat Juni. Der Darstellung sind drei Tage mit möglichen Überlastungen zu entnehmen, wobei die deterministische Prognose hier lediglich im Bereich von 100 % liegt. Unter Berücksichtigung 90 % aller möglicher Zustände sind hingegen Überlastungen > 10 % zu berücksichtigen. Im unteren Teil der Abbildung 25 sind die maximal auftretenden Auslastungen aller Netzbetriebsmittel für den gesamten Jahresverlauf dargestellt. Hier zeigt sich, dass vor allem im Sommer, bedingt durch hohe PV-Einspeisung, Überlastungen zu erwarten sind. Zudem ist festzustellen, dass auch hier eine Berücksichtigung eines höheren Sicherheitsniveaus zu höheren maximal zu berücksichtigenden Auslastungen führt. Der Vergleich mit der deterministischen Prognose zeigt, dass es durchaus mit signifikanten Eintrittswahrscheinlichkeiten zu Überlastungen kommen kann, die bei alleiniger Betrachtung der deterministischen Prognose nicht erkannt werden.

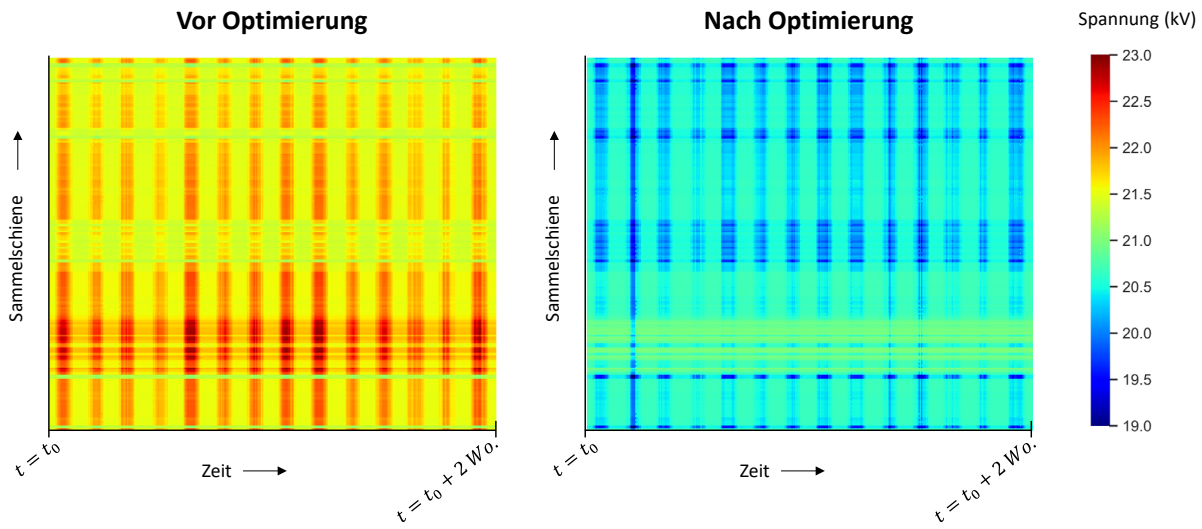


Abbildung 26 Spannungsniveau vor und nach Optimierung an allen Netzknoten (Zeitraum: zwei exempl. Wochen in Juni, Prognosehorizont: 30 min, 90 % SN

In Abbildung 26 ist das probabilistische Spannungsniveau aller MS-Netzknoten für die zuvor gezeigten zwei exemplarischen Wochen sowohl vor als auch nach der Optimierung dargestellt. Der Status Quo vor Optimierung ist definiert durch eine mittleren Stufenstellung am Transformator, sowie eines einheitlichen cos(ϕ) = 1 für alle Anlagen. Im Wesentlichen durch Anpassung der Stufenstellung und Anpassung der Blindleistung der Erzeugungsanlagen können alle zu erwartenden Spannungsbandverletzungen präventiv behoben werden. Der vorgegebene Zielbereich liegt hierbei zwischen 19 kV und 21 kV. Da diese Maßnahmen ggü. den mit Vorlaufzeit umzusetzenden marktseitig zu kontrahierenden Flexibilitätsprodukten kurzfristig umsetzbar sind, ist kein direktes Handeln im Zeitbereich der Betriebsplanung notwendig. Das Ergebnis der Optimierung dient diesbezüglich als Eingangsinformation für den Betriebsführungsprozess und kann durch nachfolgende Prozesse noch angepasst werden.

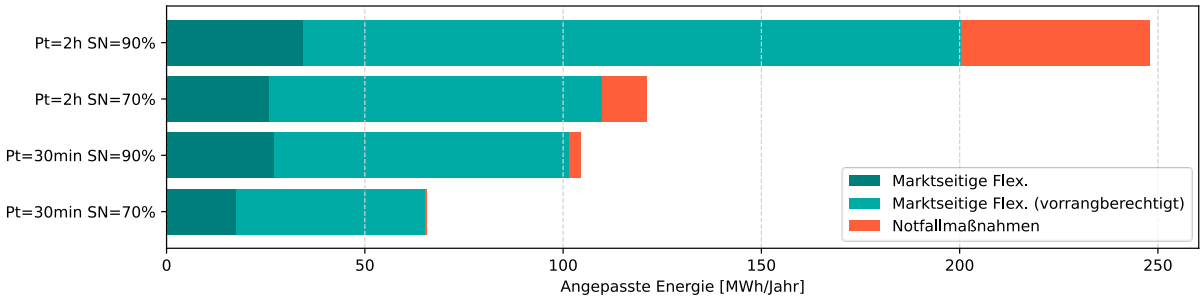


Abbildung 27 Umgesetzte Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen im gesamten Jahr in Abhängigkeit des Prognosehorizonts und berücksichtigten Sicherheitsniveaus

Abbildung 27 zeigt das Gesamtergebnis zu kontrahierender Flexibilitätsprodukte bei Berücksichtigung eines 70 % bzw. 90 % Sicherheitsniveaus unter Beachtung der Vorlaufzeiten

von 30 Minuten bzw. zwei Stunden. Die ggü. anderen Flexibilitäten zu benachteiligen Anpassung vorrangberechtigter marktseitiger Flexibilitäten wird dabei separat dargestellt. Es zeigt sich, dass mit zunehmendem Sicherheitsniveau der Umfang der umzusetzenden Maßnahmen erheblich ansteigt. Weiterhin fällt auf, dass der Prognosehorizont im hier untersuchten Beispiel einen erheblichen Einfluss auf die umzusetzenden Maßnahmen bei gleichbleibender Sicherheit hat. Für eine Vorlaufzeit von zwei Stunden führt eine Erhöhung des Sicherheitsniveaus von 70 % auf 90 % zu einer Verdopplung der notwendigen Maßnahmen. Zudem können für diesen Fall beim hier unterstellten Szenario für rund ein Fünftel der notwendigen Maßnahmen keine passenden Flexibilitätsprodukte kontrahiert werden. Bei einer Vorlaufzeit von 30 Minuten können hingegen nahezu alle zu erwartenden Engpässe, die eine Anpassung der Wirkleistung erfordern, durch Kontrahierung marktseitiger Flexibilitätsprodukte präventiv verhindert werden. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass unter der netzbetrieblichen Zielsetzung einer möglichst geringen Menge durchzuführender Maßnahmen deshalb eine kürzere Zeitspanne zwischen Kontrahierung und Abruf der Flexibilitäten vorteilhaft ist.

1.2.4. Zusammenfassung und Ableitung von Anforderungen an die Flexibilitätsprodukte

Durch den Wandel zu aktiven Verteilnetzen ergibt sich der Bedarf einer umfassenden Betriebsplanung. Dazu zählt die Bewertung des zukünftigen Systemzustands hinsichtlich erwarteter Verletzung betrieblicher Grenzen sowie der Planung etwaiger betrieblicher Anpassungsmaßnahmen, um einen zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Insbesondere mit der Einführung der Anforderungen im neuen Redispatch 2.0 Prozess gewinnt dieser Aspekt zusätzlich an Bedeutung (§ 13 Abs. 1 EnWG i. d. F. v. 1.). Es gilt, dass der Einsatz solcher Anpassungsmaßnahmen zu „voraussichtlich insgesamt geringsten Kosten“ erfolgen muss. Dazu sind eine Bewertung und optimierte Auswahl von Anpassungsmaßnahmen aus der Gesamtheit aller verfügbaren Freiheitsgrade erforderlich. Dies muss aufgrund der notwendigen Vorlaufzeiten auf Basis unsicherer zukünftiger Systemzustände erfolgen. Es sind somit Systemzustandsprognosen erforderlich, welche wiederum auf Prognosen der Netznutzung basieren.

Die Verwendung von Netznutzungsprognosen ist heute in der Betriebsplanung von Übertragungsnetzen Stand der Technik. Für Verteilnetze müssen diese Prognosen jedoch mit einem deutlich geringerem Aggregationslevel erfolgen. Dies hat einen starken Effekt auf die Prognosegüte. In Netzen mit wenigen Anlagen – also in Mittel- und Niederspannungsnetzen – ist mit erheblich höheren Prognosefehlern als im Hochspanungs- und Übertragungsnetz zu rechnen. Größere Prognosehorizonte erhöhen den Prognosefehler weiter. Eine fundamentale

Eingangsgröße in der zukünftigen Betriebsplanung – die Netznutzungsprognose – ist somit erheblich unsicher. Für eine vollständige Zustandsbewertung als Grundlage für zu treffende Entscheidungen müssen diese Unsicherheiten mitberücksichtigt werden.

Das von der FGH entwickelte Softwaretool zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs aktiver MS- und NS-Netze adressiert die notwendigen Anforderungen hinsichtlich der Berücksichtigung der zunehmenden Unsicherheit in der Netzbetriebsplanung. Mit dem entwickelten Verfahren werden alle verfügbaren Anpassungsmaßnahmen sowie deren Vorlaufzeiten berücksichtigt. Kurzfristig im Zeitbereich der Systemführung umsetzbare Maßnahmen, wie etwa netzbezogene Maßnahmen oder die Anpassung der Blindleistung werden aufgrund von Wechselwirkungen mit längerfristigen Anpassungsmaßnahmen in einem integrierten Prozess im Verfahren geplant.

Die Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen zeigen den Bedarf einer Betriebsplanung unter Untersicherheit auf. Unter Berücksichtigung steigender Durchdringung von EE-Erzeugung können im exemplarischen Mittelspannungsnetz der *EWE Netz GmbH* kritische Netzengpässe identifiziert werden. Mit dem Tool konnte der Einfluss der Unsicherheit von Netznutzungsprognosen und dem resultierenden Systemzustand auf den Netzengpassprozess quantifiziert werden. Es zeigt sich, dass insbesondere die Vorlaufzeiten in der Betriebsplanung und die Annahmen in einer Risikoabschätzung über ein Sicherheitsniveau entscheidend für den Flexibilitätsbedarf und die Beherrschbarkeit der Engpässe sind.

Mit dem entwickelten Simulationsverfahren wurden weiterhin die Anforderungen an Flexibilitäten untersucht und Empfehlungen abgeleitet. Für die Betriebsplanungsprozesse und der Anforderungen an die Flexibilitätsprodukte konnten folgende Kernaussagen abgeleitet werden:

- Aufgrund der zunehmenden Unsicherheit der Netznutzungsprognose, der Systemzustandsprognose und der damit resultierenden Höhe des Flexibilitätsbedarfs sind möglichst kurze Vorlaufzeiten im Betriebsplanungsprozess sinnvoll. Die Untersuchungen zeigen, dass mit steigenden Vorlaufzeit Prognosefehler und somit auch der Bedarf an Flexibilität sich erhöhen. Des Weiteren können kürzere Vorlaufzeiten auch Unsicherheiten der Flexibilitätsbereitstellung minimieren. Dagegen spricht ein möglicherweise geringeres Flexibilitätspotential am lokalen Flexibilitätsmarkt. Entscheidend für eine kurzfristige Betriebsplanung sind daher die Liquidität und die technischen Anforderungen am lokalen Flexibilitätsmarkt.

- Um die Bereitstellung der angeboten Flexibilitäten am lokalen Flexibilitätsmarkt

einhalten zu können sollten Flexibilitätsprodukte möglichst kurzfristig, zeitlich kleinteilig und verbindlich ausgestaltet werden. Um dies zu gewährleisten sollte nicht das maximale technische Potential einer Anlage angeboten werden (z.B. 100% EE-Potential), sondern mit Abschlag einer Sicherheitsmarge.

- Mindestgrößen der Flexibilitätsprodukte im Hinblick auf die angebotene Leistung ist aus Sicht der automatisierten Betriebssimulation keine relevante Anforderung. Durch unterschiedliche Produktgrößen kann die Auswahl der erforderlichen Maßnahmen sogar effizienter ausgestaltet werden, da Höhe des Flexibilitätsbedarf von der Versorgungsaufgabe abhängt. Aus Sicht des Nachweises der gelieferten Flexibilität und des Präqualifikationsprozesses ergibt es Sinn Mindestgrößen zu definieren, um den Nutzen gegenüber den Aufwand zu rechtfertigen.

- Flexibilitätsprodukte sollten als absolute Leistungsgebote formuliert werden (z. B Angebot der Abregelung von 2 MW und nicht auf 80% der Anlagenleistung/ erwartbare Anlageneinspeisung). Aus Sicht des Netzbetriebs erleichtert dieses Vorgehen die korrekte Bilanzierung der Flexibilitätsmaßnahmen

1.3. Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation der marktorientierten Netznutzung

1.3.1. Hintergrund und Motivation

Für die Betrachtung der zukünftigen Netzbetriebsplanung müssen verschiedene Aspekte durch den Netzbetreiber berücksichtigt werden. Besonders die Kundenstruktur und die Netznutzung werden sich stark ändern. Dieser Entwicklung kann mit einer entsprechenden Modellierung und Vorhersage Rechnung getragen werden. Die FGH hat daher im Rahmen von enera ein Modell zur Simulation des zukünftigen Netzkundenverhaltens entwickelt. Mit Hilfe dieses Modells können dabei folgende Punkte abgebildet werden, was den Netzbetreiber im zukünftigen Netzbetrieb unterstützt:

- die Flexibilisierung bestehender Anlagen und neuer Verbraucher (Sektorenkopplung) im Netz,
- die Teilnahme von Netznutzern an überregionalen Strommärkten und dem regionalen Flexibilitätsmarkt

und

- die Erkennung von individuellem netzengpassverschärfenden Kundenverhalten (Inc-Dec Gaming [33]).

Getrieben werden diese Entwicklung durch die Einführung des in enera entwickelten enera Flexmarktes. Ergänzend zum überregionalen Strommarkt entstehen durch diesen regionalen Flexibilitätsmarkt neue Preisanreize. Diese beeinflussen das Verhalten flexibler Erzeuger und Verbraucher im Netz. Gleichzeitig sind jedoch Nachfrage, Angebot und somit Preisbildung am enera Flexmarkt stark von lokaler Netzstruktur und Flexibilitätsliquidität abhängig. Das bedeutet, dass das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten flexibler Netzkunden in gegenseitiger Wechselwirkung zum resultierenden Preis am Flexibilitätsmarkt steht. Durch den direkten Einfluss der Marktteilnehmer auf die Preisbildung des Flexibilitätsmarktes können über strategisches Bieten (z. B. Inc-Dec Gaming) die Erlöse einzelner Akteure gesteigert werden. Strategisches Bietverhalten erhöht die Gesamtsystemkosten und kann zu einer Gefährdung der Netzsicherheit führen. Daher gilt es dieses Verhalten zu prognostizieren, um präventiv Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Da sie jedoch durch lokale Netzstrukturen und Wechselwirkungen mit anderen Marktakteuren beeinflusst werden, unterscheiden sie sich von Netz zu Netz. Aufgrund großer Unterschiede zwischen deutschen Verteilnetzen können allerdings keine generellen Aussagen getroffen werden. Für jeden Netzbetreiber ist daher eine

eigene Vorhersage der Netznutzung notwendig.

1.3.2. Verfahrensbeschreibung zur Simulation des marktorientierten Kundenverhaltens

Formulierung der Multi-Agenten Umgebung

Um das Verhalten der einzelnen Netzkunden und die Interaktionen miteinander sowie mit dem Verteilnetzbetreiber abbilden zu können, wurde ein Multi-Agenten System implementiert. Multi-Agenten Systeme bieten die Möglichkeit komplexe Probleme zu lösen, indem sie in kleinere Teilaufgaben unterteilt werden. Die Teilaufgaben werden autonomen Agenten zugeordnet. Jeder Agent entscheidet in Abhängigkeit von vielfältigen endogenen und exogenen Einflüssen aus seiner Systemumwelt, welche Maßnahmen er zur Erreichung seiner Ziele ergreift. Die Agenten müssen miteinander konkurrieren oder kooperieren, um das aus ihrer Sicht beste Gesamtergebnis zu erzielen. Das System stellt im Verfahren das Verteilnetzgebiet dar.

Die Kundenanlagen im Verteilnetz werden als Agenten modelliert, die am konventionellen Strommarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt agieren können. Der Verteilnetzbetreiber als Agent hat das Ziel, sein Netz sicher und zu minimalen Gesamtkosten zu betreiben. Für die Netzbetriebssimulation, wird das Multi-Agenten System als ein Markov Entscheidungsprozess aufgebaut. Dabei wird der zu simulierende Zeitraum in mehrere Zustände aufgeteilt. Für jeden Zustand wird die zeitübergreifende optimale Entscheidung ermittelt. Analog zu dem in enera vorgestellten Konzept eines lokalen Flexibilitätsmarkts wird dieser im Verfahren nur bei einem drohenden Engpass aktiviert. Somit entsteht für den Markov-Entscheidungsprozess eine weitere Dimension, die mittels eines zweistufigen Ablaufs dargestellt wird (siehe Abbildung 28). Dafür prüft der Verteilnetzbetreiber erst nach Abschluss des „Spot-Zustandes“, welches als Prognose der Netznutzung im Betriebsplanungsprozess interpretiert werden kann, ob der Flexibilitätsmarkt geöffnet wird. Im sogenannten „Flex-Zustand“ können flexible Agenten ein beliebiges Maß an Flexibilität zu einem selbstbestimmten Preis anbieten, woraufhin der Netzbetreiber-Agent die bestmögliche Auswahl aus den verfügbaren Angeboten zur Beseitigung der Engpässe trifft.

Aufgrund der hohen Freiheitsgrade der Agenten und der Abhängigkeit von vielen exogenen Faktoren des Systems, wie z.B. der lokalen Netzsituation und dem Verhalten der anderen Agenten, sind die Zustände des Markov-Entscheidungsprozesses nicht stationär, was den potenziellen Lösungsraum erheblich vergrößert. Die Anwendung analytischer Optimierungsmethoden für diese Art von Problemen erfordert die Ableitung eines komplexen Modells, bei dem die Parametrisierung an jede Veränderung der Umgebung angepasst werden

muss. Oft ist es schwierig oder fast unmöglich, eine mathematische Beschreibung für diese Problemstellung abzuleiten. Daher wurde im Rahmen von enera für die Lösung des Multi-Agenten-Systems ein Ansatz aus dem Bereich des Reinforcement Learning entwickelt und erprobt [34]. Bei diesem Verfahren durchlaufen die Agenten iterativ die einzelnen Zustände, interagieren mit ihrer Umwelt und erhalten Belohnungen in Abhängigkeit ihrer Aktionen. Aus den gewonnenen Erkenntnissen erlernen sie Strategien, die durch die spezifischen lokalen Strukturen charakterisiert sind.

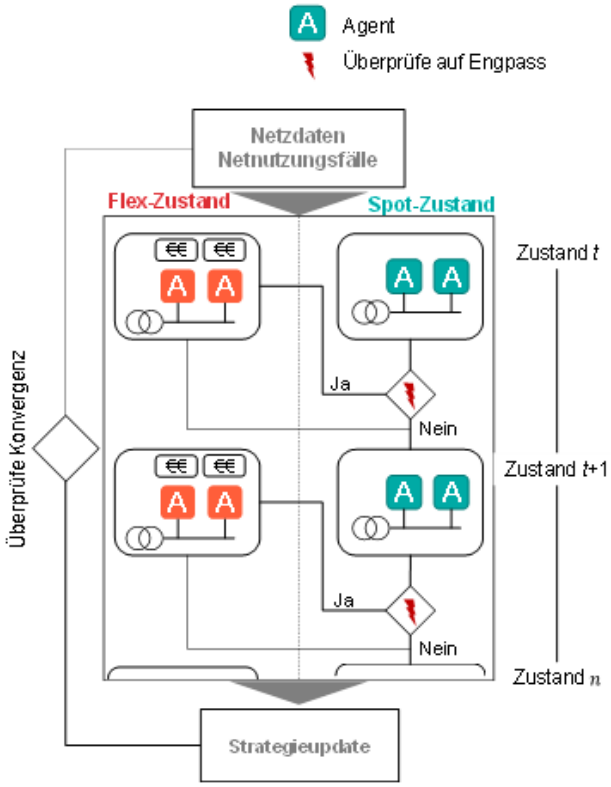


Abbildung 28 Prozessdiagramm des Agentenmodells zur Simulation des Netzkundenverhaltens an überregionalen Strommarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt

Hyperparameteroptimierung

Bevor der Lernprozess durchgeführt werden kann, muss für das Reinforcement Learning Modell ein geeignetes Hyperparameterset bestimmt werden. Bei maschinellen Lernmethoden steuern die sogenannten Hyperparameter den Lernprozess. Die Optimierung dieser Parameter ist daher entscheidend für die Güte als auch die Laufzeit des Modells. Im Allgemeinen werden bei der Bestimmung der Parameter Heuristiken angewendet, die gemäß einer vorgegebenen Strategie Parametersets definieren, die testweise dem Lernmodell übergeben und dann ausgewertet werden. Anhand des Rückgabewerts aus dem Lernmodell können die Parametersets iterativ angepasst werden bis eine Optimalitätskriterium erfüllt wird. Je nach

Komplexität des Lernmodells sowie der Anzahl zu optimierenden Parametern stoßen einfache Heuristiken schnell an ihre Grenzen. Für die Bestimmung der optimalen Parameter des Multi-Agenten-Systems wurde daher ein dynamischer Suchalgorithmus angewendet. Grundlage bilden bei diesem Ansatz effiziente Abtast- und Reduktionsalgorithmen [35].

Für die Hyperparameteroptimierung wird zunächst eine Signifikanzanalyse der einzelnen Parameter durchgeführt. Die Signifikanzanalyse quantifiziert den Einfluss der Parameter auf die Güte des Modells (beispielhafte Darstellung in Abbildung 29, links). Anschließend werden die relevanten Parameter als Suchgröße im Rahmen der Optimierung bestimmt. Ein beispielhafter Verlauf des Suchalgorithmus kann der Abbildung 31 (rechts) entnommen werden.

Es wird deutlich, dass gegenüber der Startlösung ein systematisch ermitteltes Parameterset erheblich zur Verbesserung der Zielgröße beiträgt. Abbildung 30 zeigt die beispielhafte Auswertung der Optimierung für die zwei relevantesten Hyperparameter. Die Ausprägungen der Parameter werden dem resultierenden Wert der Zielgröße gegenübergestellt. Die Abbildung veranschaulicht die nicht lineare stochastische Abhängigkeit der Hyperparameter, die die Bestimmung der optimalen Parameter – insbesondere bei hoher Anzahl zu berücksichtigenden Parametern – erschwert. Die aus der Optimierung resultierenden finalen Hyperparameter gehen anschließend als Eingangsdaten für den Lernprozess in das Multi-Agenten Modell ein.

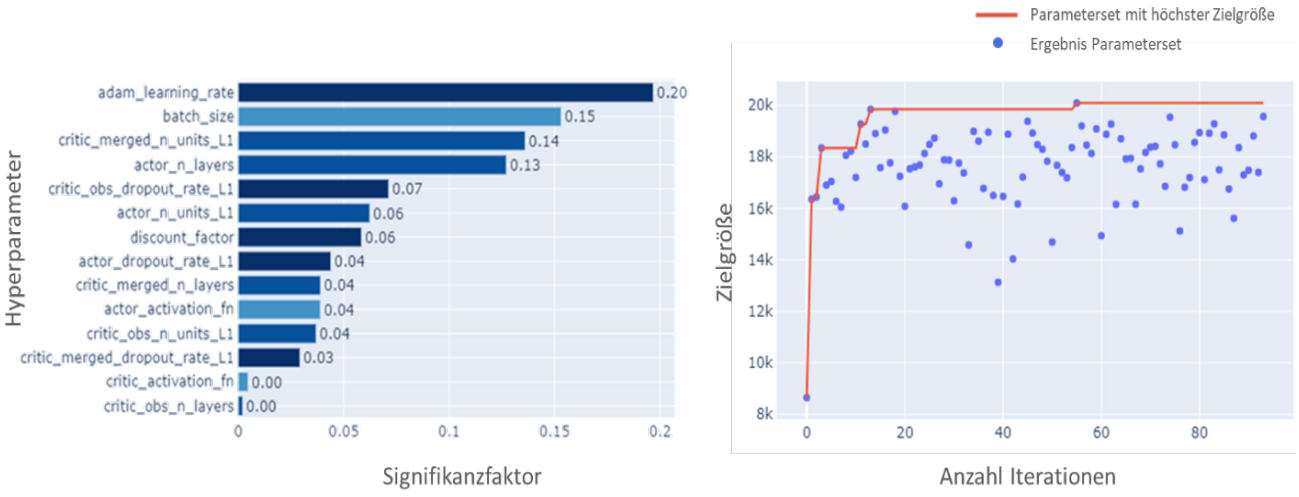


Abbildung 29 Beispielhafte Signifikanzanalyse der Hyperparameter (links), Verlauf des dynamischen Suchalgorithmus der Hyperparameteroptimierung (rechts)

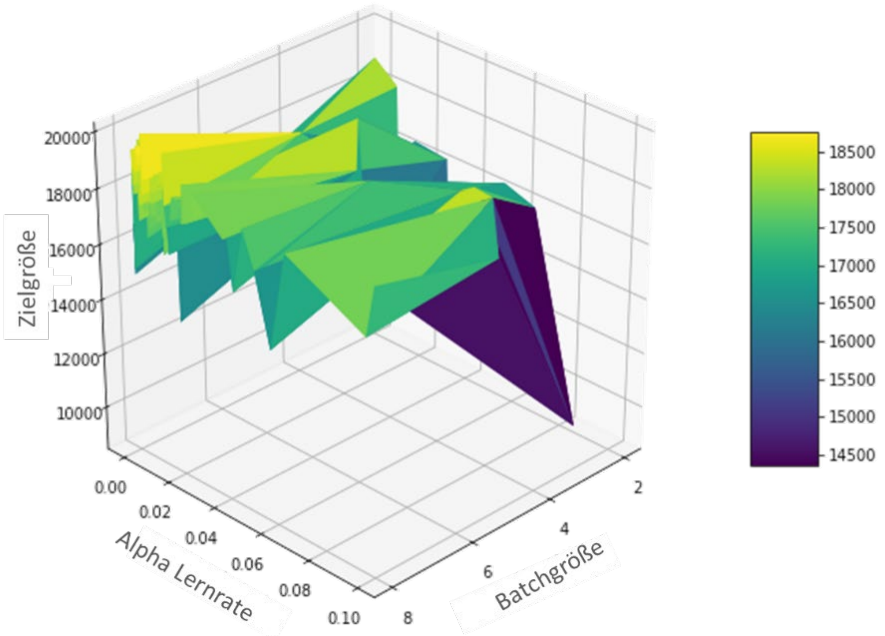


Abbildung 30 Beispielhafte Auswertung des Einflusses der Hyperparameter Alpha-Lernrate und Batchgröße auf die Zielgröße

Mathematische Beschreibung der Agentenmodelle und des Lernverfahrens

Für eingehende mathematische Beschreibung der einzelnen Agenten-Modelle sowie des Lernverfahrens zur Lösung der individuellen Entscheidungen wird auf eine Veröffentlichung der FGH verwiesen. Da die Veröffentlichung des Dokuments noch offen ist wird eine Kopie dem Anhang hinzugefügt (vgl. Anhang A1)

1.3.3. Exemplarische Untersuchungen

Das entwickelte Modell wurde für ein Jahr an einem synthetischen Mittelspannungsnetz getestet. Hierfür dienten in Summe 9 Monate als Trainingszeitraum und 3 Monate als Testzeitraum. In der folgenden Tabelle 6 sind die im Mittelspannungsnetz vorliegenden Verbraucher und Erzeuger abgebildet:

Tabelle 2 Chrakteristika des betrachteten Mittelspannungsnetzes

Netznutzer	**Leistung**
Erzeuger	In Summe 67 MW
Verbraucher	In Summe 35 MW
Speicher	2 Speicher mit 10 MWh
Transformatorleistung	35 MW

Validierung des Modells in einer Single-Agent Umgebung

Zunächst soll anhand der Simulation des spot-marktorientierten Verhaltens der Agenten die Funktionsweise des Verfahrens plausibilisiert werden. Dazu ist im Folgenden eine detaillierte Ergebnisdarstellung eines E-Mobilitätsagentens dargestellt (s. Abbildung 31). Ziel des Agentens ist das Erlernen einer kostenminimalen Ladestrategie, unter Berücksichtigung der Mobilitätsnutzung und Standzeiten des Fahrzeuges. Abbildung 31 zeigt den Spotmarktpreisverlauf, die Batteriefüllstandsprofile bei ungesteuertem Laden (dunkel gestrichelt) und bei optimierter Ladestrategie (hell) und die kumulierten Ladekosten. Graue Bereiche markieren die Nutzungszeit des Fahrzeuges. Die Ergebnisse zeigen, dass der Agent in der Lage ist eine Strategie zu erlernen, um seine Ladekosten zu minimieren. Im ungesteuerten Fall wird das E-Fahrzeug nach jeder Nutzung sofort geladen wird. Bei der erlernten Ladestrategie werden Batteriereserven effizienter genutzt, um an günstigen Spotmarktpreisen zu laden.

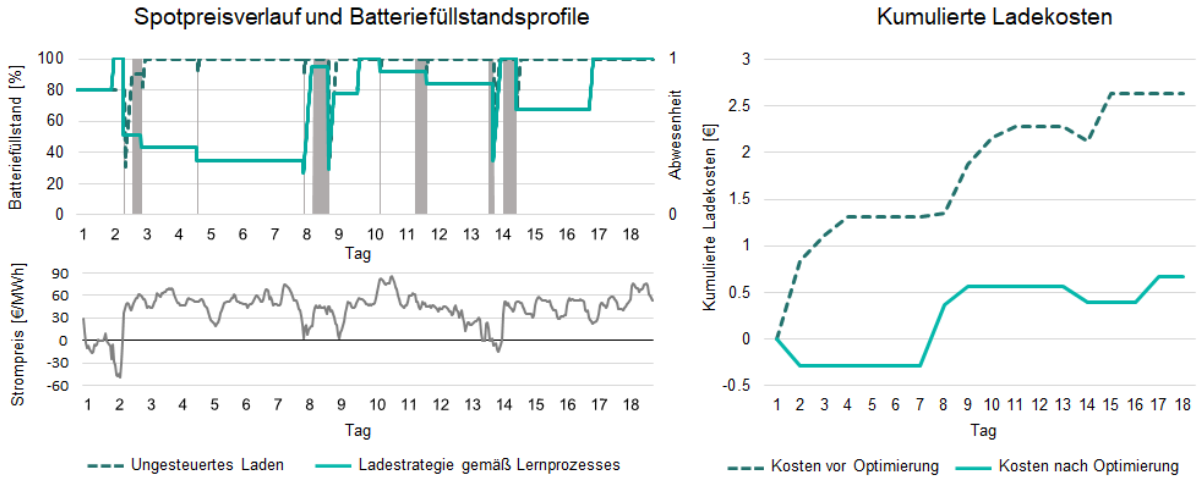


Abbildung 31 Spotpreisverlauf und Batteriefüllstandsprofile (links) und kumulierte Ladekosten (rechts)

Für die Untersuchung der Wechselwirkungen eines enera Flexmarktess und dem resultierenden Verhalten verschiedener Flexibilitätsanbieter wurde das Mittelspannungsnetz neben den flexiblen Speichern um weitere Flexibilitätsanbieter ergänzt. Dazu wurden jeweils 10 Netznutzer aus den Kategorien Windenergieerzeugungsanlage, Industrie, Wärmpumpe und Elektromobilität mittels eines lernenden Agenten modelliert.

Analyse des engpassverschärfenden Verhaltens von Netzkunden in einer Multi-Agent Untersuchung

Abbildung 32 zeigt. die Ergebnisse nach Abschluss des Lernprozesses der Agenten für einen

ausgewählten Tag des Testzeitraumes. Die Abbildung zeigt links die Netzauslastung bei einem rein spot-marktorientiertem Verhalten der Agenten und rechts unter Berücksichtigung des lokalen enera Flexmarktes. Bei der Simulation der Agenten mit alleiniger Betrachtung des Spotmarktes ist an einigen Netzbetriebsmittel eine erhöhte Auslastung – und im Einzelfall auch Überlastung – zu beobachten. Die Ergebnisse mit dem Flexmarkt zeigt im Vergleich punktuell signifikant höhere Netzauslastungen und Überlastungen auf. Es wird ersichtlich, dass die flexiblen Agenten lernen die Netzauslastungen zu antizipieren. In Zeiten von drohenden Netzengpässen verstärken oder erzeugen sie diesen mit ihrem Verhalten, um die Erlöse am enera Flexmarkt zu erhöhen. Aus Sicht der Agenten konnte somit eine Maximierung ihrer Belohnung erreicht werden. Die Darstellung beider Ergebnisse verdeutlicht, dass eine erhöhte Netzauslastung sich nicht allein über ein verändertes Verhalten der Flexibilitäten durch Spotmarktpreisanreize erklären lässt. Vielmal kann in Wechselwirkungen mit exogenen Größen, wie z. B. bereits bestehende hohe Netzauslastung, der zeitlichen Liquidität am Flexmarkt und der lokalen Netzstruktur, das Verhalten der Flexibilitäten an einem Flexmarkt zu einer Verstärkung der Netzengpässe mittels Gaming führen.

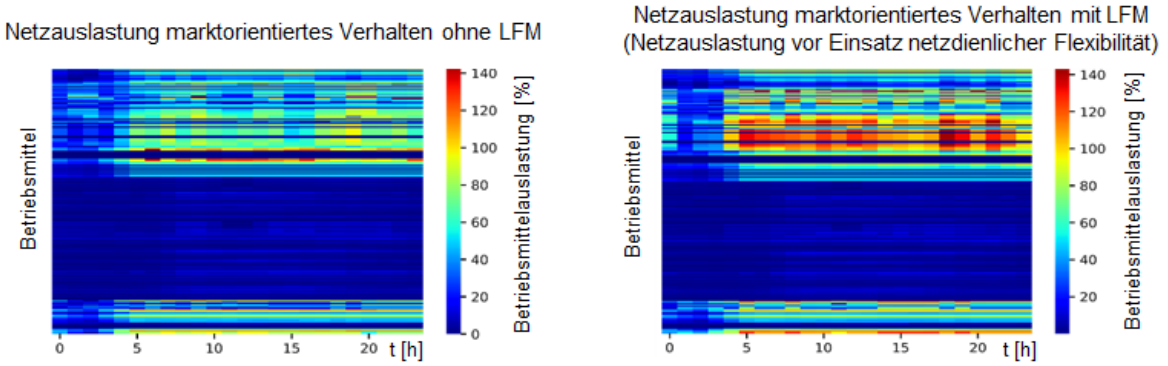


Abbildung 32 Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spotmarkt (links) und Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spot- und Flexmarkt (rechts)

Die Ergebnisse zeigen, dass das entwickelte Modell in der Lage ist, das zukünftige Netzkundenverhalten individuell und unter Berücksichtigung lokaler Netzstrukturcharakteristiken zu simulieren. Unter Voraussetzung geeigneter technischer und regulatorischer Rahmenbedingung, kann das verstärkt marktpreisorientierte Kundenverhalten zukünftig zu einer veränderten Netznutzung und durch Bieterstrategien – bei gleichbleibender Netzdimensionierung – zu vermehrten Engpässen und höheren Systemkosten führen.

1.3.4. Zusammenfassung und Ausblick

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die fortschreitende Elektrifizierung sowohl des Wärme- als auch des Verkehrssektors verursachen zunehmend höhere - aber nicht unbedingt

gleichzeitige - Last- und Erzeugungsspitzen, die die Belastung der Verteilnetze erhöhen. Daher müssen die betroffen Verteilnetze ausgebaut und verstärkt werden, um eine ausreichende Netzsicherheit zu gewährleisten. Dies ist jedoch nicht in allen Fällen wirtschaftlich optimal. Die Informations- und Kommunikationstechnologie ermöglicht ein aktives und proaktives Eingreifen der Verteilnetzbetreiber. So kann der Ausbaubedarf durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität über den lokalen Flexibilitätsmarkt gesenkt werden. Eine Herausforderung in der Netzbetriebsplanung ist die optimale Dimensionierung von Maßnahmen für das Engpassmanagement. Für eine exakte Prognose der Netzauslastung und der zur Verfügung stehenden Potentiale ist das neuartige marktorientierte Netzkundenverhalten zu bestimmen. Das marktorientierte Netzkundenverhalten richtet sich dabei nach den Erlösmöglichkeiten an zonalem Strommarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt.

Die Kopplung beider Märkte und die Wechselwirkung zwischen Marktverhalten und der daraus resultierenden Netzbelastung führt zu einem Zustand komplexer wechselseitiger Abhängigkeiten. Diese Zustände erlauben flexiblen Netzkunden ihre Gewinne am lokalen Flexibilitätsmarkt über das verursachen eines Netzengpasses zur erhöhen. Dieses systemschädliche Verhalten führt zu höheren Systemkosten und steigenden Netzentgelten. Um diese Zustände frühzeitig zur Erkennung und Gegenmaßnahmen in Netzplanung und Netzbetriebsplanung ergreifen zu können, hat die FGH ein selbstlernendes Verfahren zur Abbildung des marktorientierten Kundenverhaltens entwickelt und anhand exemplarischer Untersuchungen erprobt.

Um strategisches Bieterverhalten bei der Umsetzung eines enera Flexmarktes zu vermeiden, kann das entwickelte Tool dazu genutzt werden kritische Netzsituationen zu identifizieren. Mit dieser Erkenntnis können im Anschluss präventive Maßnahmen (z. B: Netzausbau) geplant und umgesetzt werden. Das Tool kann zudem dazu beitragen Anpassungen des Flexmarktdesigns und deren Wirksamkeit neu zu bewerten und bietet somit eine Möglichkeit über regulatorische Änderungen gezielt Bieterverhalten zu unterbinden.

1.4. Systemstudien zum deutschlandweit aktiven Netzbetrieb und deren Auswirkung auf das Übertragungsnetz

Die deutschen Verteilnetze und ihre Versorgungsaufgabe unterscheiden sich stark voneinander. Lastintensiven dicht besiedelten Regionen stehen seit jeher ländlichen Regionen mit schwacher Stromnachfrage gegenüber. Vor allem in ländlichen Regionen gibt es jedoch eine deutliche Zunahme installierter Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu verzeichnen. Auch ist zukünftig mit einer zunehmenden Stromnachfrage durch neue Verbraucher im Wärme- und Verkehrssektor zu rechnen. Um eine übergreifende Bewertung der im Rahmen von enera entwickelten konzeptionellen und technischen Lösungen zu ermöglichen, sind über die Modellregion hinausgehende Studien erforderlich. Diese können die entwickelten Lösungen auf ein gesamtdeutsches System übertragen und dabei die regionalen Besonderheiten mitberücksichtigen.

Für diese übergreifende Untersuchungen sind Netzmodelle notwendig, die neben der Netztopologie auch die Kundenstruktur sowie deren Verhalten abbilden. Durch einen Beitrag der FGH wurden deshalb auf Basis der enera-Szenarien des Öko-Instituts, repräsentative Verteilnetze erstellt. Die Netze unterscheiden sich hierbei regional und in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios. Im Rahmen der hier durchgeführten Systemstudie wurden diese Netzmodelle in Verbindung mit der von der FGH entwickelten Netzbetriebssimulation (siehe Kapitel 6) eingesetzt.

1.4.1. Erstellung repräsentativer Verteilnetzmodelle

Daten zur Topologie deutscher Verteilnetze sind Betriebsgeheimnisse der Netzbetreiber. Deshalb sind sie nicht umfassend öffentlich zugänglich. Auch durch den Fokus der Studie auf die Jahre 2030 und 2050 ist eine Verwendung heutiger Netzdaten nicht zielführend. Ein geeigneter Ansatz ist es deshalb, Verteilnetze synthetisch zu erzeugen. Dabei kann die Vielfältigkeit der Netze und ihre Entwicklung berücksichtigt werden. Hierzu wurde ein Modell entwickelt, um regional aufgeschlüsselte Netze zu erstellen.

Modell zur Generierung synthetischer Verteilnetze

Grundlage dafür sind öffentlich verfügbare Datensätze und Register. Diese Daten lassen sich in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios regionalspezifisch anpassen bzw. vorgeben. Um eine realistische lokale Aufschlüsselung zu ermöglichen, werden öffentlich verfügbare Strukturdaten ausgewertet. Unter Anwendung eines angepassten Tourenplanungsalgorithmus wird letztendlich die Netzstruktur aufgebaut. Eine detaillierte Beschreibung des Modells kann [36] entnommen werden.

Clusteranalyse zur Ermittlung repräsentativer Netzregionen.

Typische Untersuchungen zukünftiger Netze verwenden oft wenige nicht repräsentative Netztypen (städtisch, ländlich, usw.). Aufgrund der großen Unterschiede zwischen den deutschen Verteilnetzen lassen sich so jedoch nur begrenzt allgemeingültige Aussagen ableiten. Um sich der tatsächlichen Versorgungs- und Netzstruktur heutiger Netze anzunähern, wurde daher eine Clusteranalyse durchgeführt. Dazu wurden repräsentative Netzregionen abgeleitet, auf deren Basis dann in einem zweiten Schritt synthetische Netzmodelle erstellt wurden.

Dazu wurden öffentlich verfügbare Daten für alle deutschen 4.500 Netzgebiete als Merkmale definiert. Die betrachteten Merkmale umfassen:

- Fläche des Netzgebietes
- Anteil an Bebauung und Gewerbe
- installierte Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen nach Spannungsebene

sowie

- der abgeschätzte Jahresenergieverbrauch der Haushalte des Netzgebiets

Diese Merkmale sind die Dimensionen des Clusteralgorithmus, nach deren Ausprägung die Netze gruppiert werden. Die Durchführung der Clusteranalyse unter Verwendung verschiedener Algorithmen und Clustergrößen sowie unter Einbezug der Szenarien wird in [37] detailliert dargestellt und im Folgenden kurz beschrieben.

Es wurde eine Clusteranalyse durchgeführt, um repräsentative Netzregionen abzuleiten, auf deren Basis dann in einem zweiten Schritt synthetische Netzmodelle erstellt wurden. Zunächst wurden dazu öffentlich verfügbare Daten für alle 4.500 Netzgebiete als Merkmale definiert. Die betrachteten Merkmale umfassen die Fläche des Netzgebietes, den Anteil an Bebauung und Gewerbe, die installierte Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen getrennt nach Nieder- und Mittelspannung sowie der abgeschätzte Jahresenergieverbrauch der Haushalte des Netzgebiets. Die Merkmale formen die Dimensionen des Clusteralgorithmus, nach deren Ausprägung die Ähnlichkeit der Netze bewertet werden. Netztopologiebezogene Parameter wie Leitungslängen, verwendete Betriebsmittel oder die Anzahl an Niederspannungsnetzen stehen nicht öffentlich zur Verfügung und werden deshalb nicht als Merkmale berücksichtigt. Als Auswertungsgröße wurde der Fehler bei einer Skalierung der Merkmale der repräsentativen Netze auf Gesamtdeutschland festgelegt. Ein geringer Fehler

bedeutet, dass die repräsentativen Netze in Summe die Merkmale der Grundgesamtheit gut widerspiegeln. Die Clusteranalyse wurde für vier verschiedene EE-Ausbauszenarien und drei verschiedene Stützjahre (2030, 2040, 2050) durchgeführt. Die betrachteten Szenarien stammen aus einem Beitrag des Öko-Institut e.V., der im Rahmen von enera entwickelt wurde. In Abhängigkeit des betrachteten Szenarios ergeben sich unterschiedliche Ausprägungen der Merkmale. Neben der Betrachtung der genannten Szenarien wurden verschiedene Clusteralgorithmen und Anzahlen an resultierenden repräsentativen Netzen untersucht. Eine Beschreibung der verwendeten Clusteralgorithmen und Untersuchungen zu unterschiedlichen Anzahlen repräsentativer Netze findet sich in [37]. Als optimales Gesamtergebnis wurde ein resultierender Datensatz ausgewählt, welcher bei Skalierung der Ergebnisse auf Gesamtdeutschland unter Berücksichtigung aller Szenarien den gesamt geringsten Fehler aufweist. So kann gewährleistet werden, dass ein Datensatz repräsentativer Netzregionen für alle Szenarien robust gültig ist.

Die resultierenden acht repräsentativen Netzregionen sind in Abbildung 33 dargestellt. Es zeigt sich eine Durchmischung von seltenen ausgeprägten Netzen (bspw. Netze 1 und 8) und häufigen Durchschnittsnetzen (Netz 2 und 3). Anhand der Zugehörigkeit der einzelnen Netze zu den repräsentativen Clustern lassen sich regionale Besonderheiten gut erkennen. So sind die Lastzentren – etwa das Ruhrgebiet, Berlin oder Hamburg – ländliche windgeprägte Netze im Norden und Netze mit hoher Durchdringung an Photovoltaik im Süden Deutschlands klar zu erkennen. Die resultierenden Netzregionen spiegeln somit die Heterogenität der tatsächlichen Netze wider. Auf Basis der Netzregionen erfolgt eine Modellierung der Netze. Dazu wird der an der FGH entwickelte Verteilnetzgenerator eingesetzt ([36]). Der Algorithmus wurde erweitert, um die Veränderungen der Versorgungsaufgabe in den Szenarien abzubilden. Die modellierten Netze werden im weiteren Projektverlauf für die durchzuführenden Systemstudien genutzt, auf deren Basis netzübergreifend allgemeingültige Aussagen in Abhängigkeit der gegenwärtigen und zukünftigen Ausprägung des Elektrizitätsversorgungssystem abgeleitet werden.

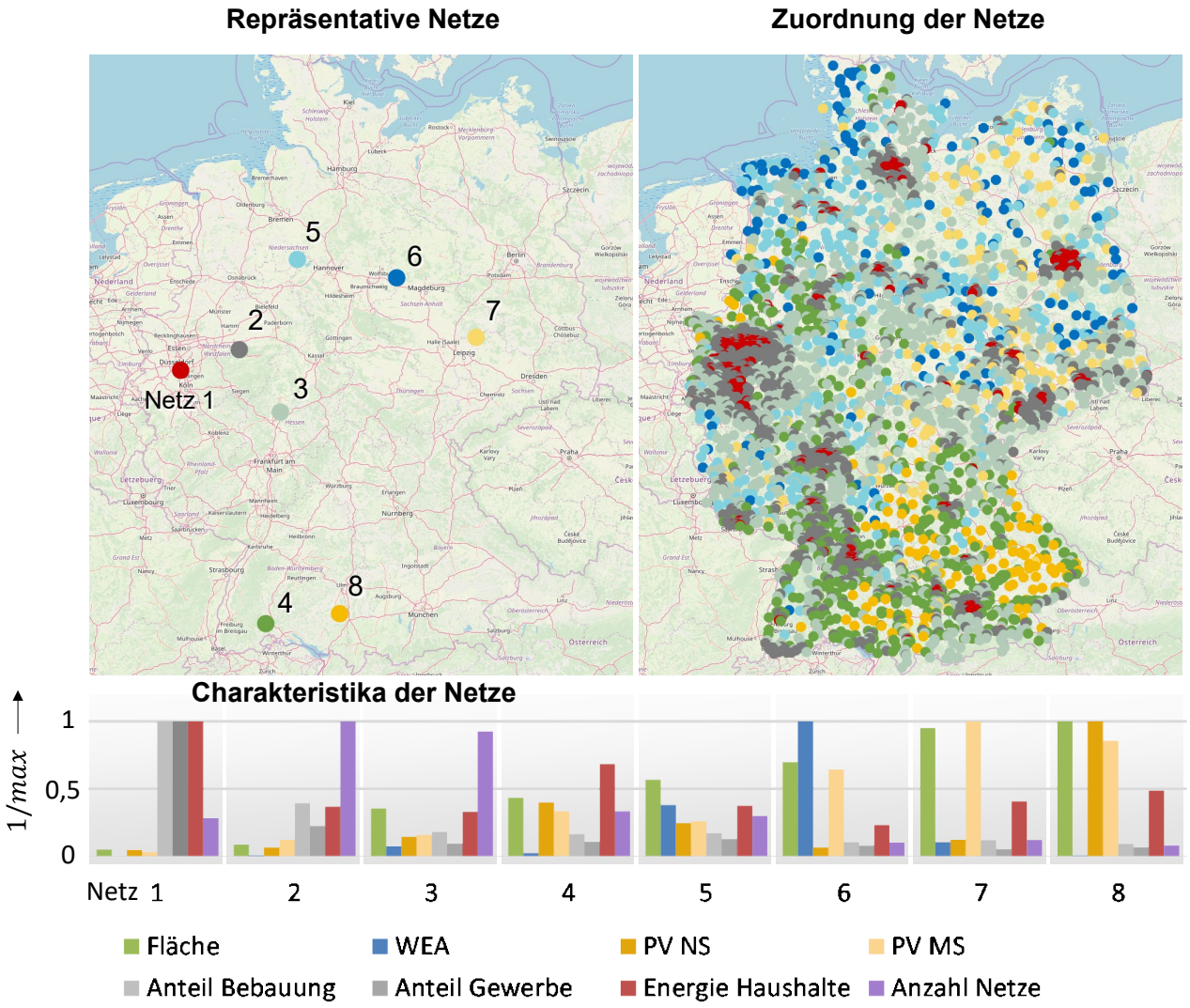


Abbildung 33 Oben links: Repräsentative Netze der Cluster, oben rechts: Zuordnung der Netze zu den Clustern, unten: Charakteristika der repräsentativen Netze

Quelle der Karten: openstreetmap.org

In Abbildung 34 ist exemplarisch das Netz 6 in seiner Grundform für das *enera Worst Case* Szenario im Jahre 2030 sowie als Zubaunetz für das optimistische *enera Best Case* Szenario 2050 (vgl. Artefakt „enera-Roadmap und enera-Szenarien“) dargestellt. Um konsistente Entwicklungspfade zu gewährleisten, wurde ein Netzzubaualgorithmus entwickelt. Dieser baut neue Anlagen auf Basis der bereits bestehenden Netzstruktur zu. Für das dargestellte Netz betrifft das überwiegend neu angeschlossene Windenergieanlagen im dünn besiedelten nördlichen Teil des Netzgebiets. Zudem wurden bestehende Netzbetriebsmittel verstärkt, wenn die Auslastung in einzelnen Netznutzungsfällen einen Grenzwert von 125 % Auslastung vor Umsetzung etwaiger betrieblicher Anpassungsmaßnahmen überschreitet.

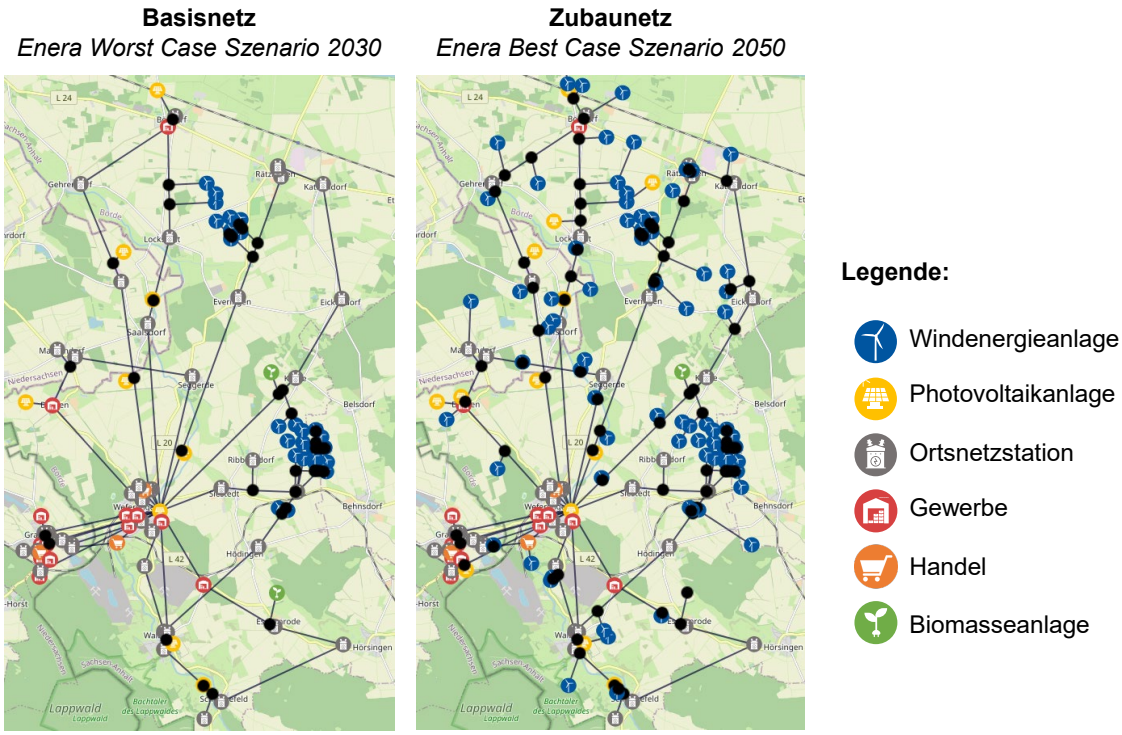


Abbildung 34 Zubaualgorithmus am Beispiel des Netzes 6

Quelle der Karten: Openstreetmap.org

Generierung von Zeitreihen von Verteilnetzkunden

Für alle berücksichtigten Netzkunden werden Zeitreihen in viertelstündiger Auflösung für ein Jahr erstellt. Dies umfasst:

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Biomasseanlagen
- Gewerbliche Verbraucher an der Mittelspannung
- Private Haushalte oder gewerbliche Verbraucher an der Niederspannung
- Wärmepumpen
- Elektrofahrzeuge

Die Zeitreihen basieren dabei u. a. auf regional aufgeschlüsselten Wetter- und Temperaturdaten und bilden so räumliche Korrelationen realistisch ab. Mit diesen Zeitreihen und Verwendung typischer Betriebsmitteltypen erfolgen für alle Netzdatensätze anschließend Leistungsflussberechnungen. Die Topologie der Netze wird auf Basis dieser Rechnungen bei auftretenden deutlichen Überlastungen verstärkt. Dazu kommen Parallelleitungen und -

transformatoren zum Einsatz.

Der resultierende Datensatz umfasst dann 96 verschiedene Netztopologien (8 repräsentative Netze für 3 Stützjahre und 4 Szenarien) inkl. Zeitreihen der Netznutzung. Der erzeugte detaillierte Datensatz stellt gegenüber dem typischen Vorgehen von Forschungsprojekten eine Besonderheit des Projektes enera dar. Anstatt in typischen Kategorien – etwa städtisch, vorstädtisch und ländlich – zu denken, werden mehr Details und so die Vielfalt tatsächlicher Netze berücksichtigt. Durch Anwendung wissenschaftlicher Methoden zur Auswahl von repräsentativen Netzen wird dabei auch die Grundgesamtheit adäquat berücksichtigt. Der Datensatz stellt so eine geeignete Basis für die durchgeführte Systemstudie dar, die im Folgenden näher beschrieben wird. Darüber hinaus werden die Netzmodelle und Zeitreihen auch Partnern im Projekt zu Verfügung gestellt, wodurch in den übergreifenden Systemstudien konsistente Aussagen gewährleistet werden.

1.4.2. Quantifizierung der Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland

Im Rahmen einer Systemstudie wird das zuvor beschriebene Verfahren für den zukünftigen Netzbetrieb eingesetzt. Ziel dieser Untersuchung ist es, die Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland zu quantifizieren. Besonders der Einfluss netzspezifischer und regionaler Besonderheiten auf auftretende Engpässe und Anpassungsmaßnahmen werden so bewertet. Exemplarische Ergebnisse aus der Systemstudie werden nachfolgend vorgestellt.

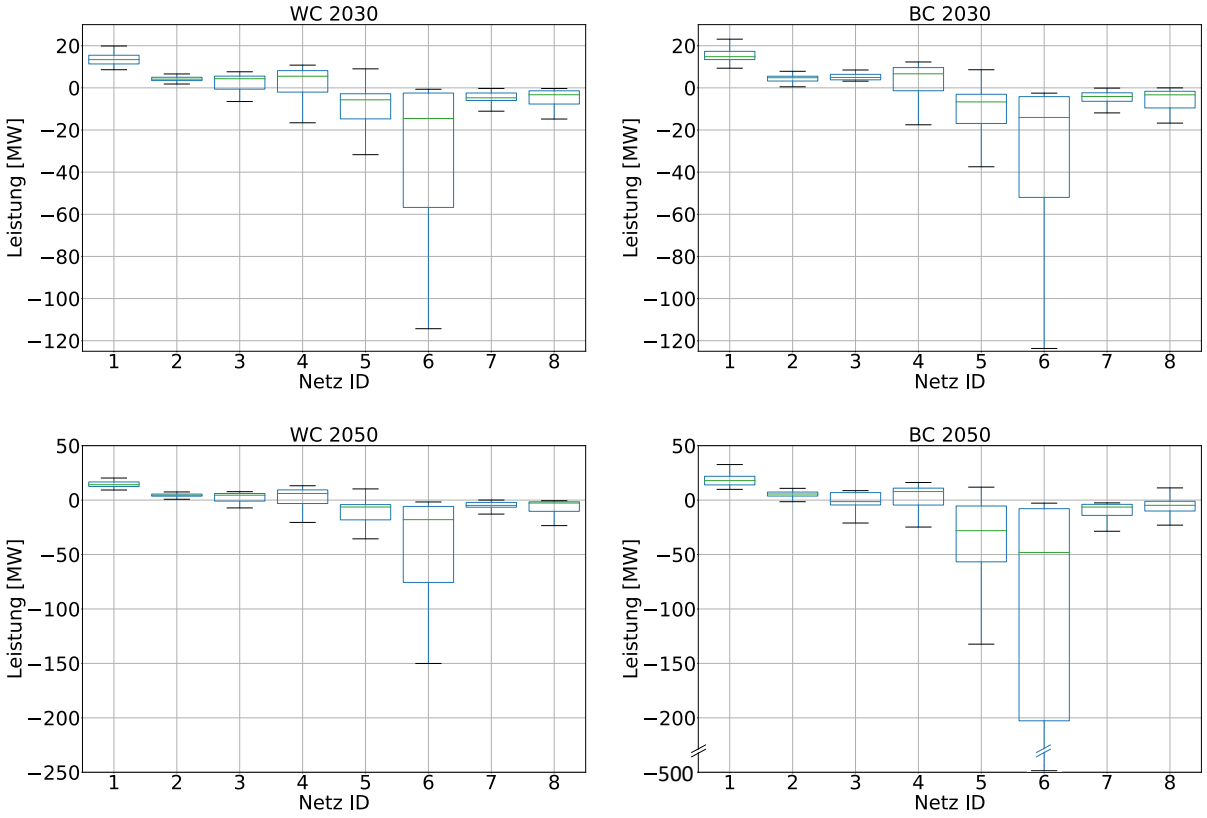


Abbildung 35 Leistungsflüsse über HS/MS-Umspannstation, Auswertung stündlicher Mittelwerte eines Jahres

Zunächst wird in Abbildung 35 eine Auswertung der Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannstationen für alle Netze für die Jahre 2030 und 2050 gezeigt. Gegenübergestellt werden jeweils die *enera Best Case (BC)* und *enera Worst Case (WC)* Szenarien. Die Box-Plot-Diagramme zeigen an den Whisker jeweils die Maximalwerte und in den Boxen die mittleren 50 % der Daten. Positive Werte sind hierbei als Nettoleistungsbezug des Netzes zu verstehen. Zu sehen ist, dass in den *enera Best Case* Szenarien sowohl die rückgespeiste Energie in Starkeinspeisesituationen als auch die bezogene Energie in Starklastsituationen deutlich zunimmt. Zu erkennen sind zudem die Unterschiede in den jeweiligen Netzen. In städtischen Netzen nimmt die Last durch die Zunahme an Elektrokraftfahrzeugen sowie Wärmepumpen zu. In ausgedehnten ländlichen Netzen sind höhere Rückspeisemengen zu verzeichnen, die durch den Zubau an EE-Anlagen begründet werden können. Das Netz 6 nimmt hierbei aufgrund der erheblichen Mengen an Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen eine Sonderrolle ein.

Nachfolgend werden die Ergebnisse durch Anwendung des Verfahrens zur Simulation des Netzbetriebs vorgestellt. Dabei greifen Netzbetreiber auf Flexibilität vom enera Flexmarkt zu, um kritische Netzzustände zu beheben. Dazu wurde angenommen, dass Flexibilitäten aufgrund

von Verschiebepotentialen bei der Aufladung von Elektrofahrzeugen, der Nutzung von Wärmepumpen und Heimspeichern anteilig zu 50 % ihrer Maximalleistung zu Verfügung stehen. Darüber hinaus wird auch eine Anpassung der Leistung der EE-Anlagen als marktseitige Flexibilität betrachtet. Dies erfolgt, aufgrund der unsicheren Einspeiseprognose zum Zeitpunkt der Angebote, mit einem pauschalen Abschlag und somit nur in Höhe von 50 % der zu dem Zeitpunkt prognostizierten Einspeisung. Zudem wird der Einspeisevorrang der EE-Anlagen berücksichtigt. Flexibilitätsprodukte auf Basis von abgeregelter EE-Erzeugungsleistung werden daher mit einem pauschalen Kostenfaktor von 3 beaufschlagt. Weiterhin wird die vollständige Abregelung der EE-Anlagen als nachgelagerte Notfallmaßnahme berücksichtigt, die im Falle nicht hinreichender Flexibilitätsprodukte die Netzsicherheit gewährleistet.

Für alle Netze und Szenarien werden Prognosezeitreihen für die Dimensionen Last, Windenergie und Photovoltaik erstellt. Diese dienen als Eingangsgröße für die Netzbetriebssimulation. Um den Einfluss der Vorlaufzeiten der Betriebsplanung zu untersuchen und so den Effekt verschiedener Marktzeitpunkte der Flexibilitätsmärkte zu bewerten, wurden zwei Prognosen für verschiedene Prognosegüten und -horizonte erstellt und betrachtet. Eine Prognose höherer Güte mit einer durchschnittlichen Wurzel der Summe der mittleren Fehlerquadrate (*root-mean-square-error*, RMSE) von 3,8 % (entspricht einem sehr kurzfristigen Prognosehorizont typischerweise < 1 h) sowie eine Prognose niedrigerer Güte mit einem durchschnittlichen RMSE von 9 % (entspricht etwa einem Prognosehorizont von wenigen Stunden). Zudem wird ein Sicherheitsniveau von 90 % unterstellt.

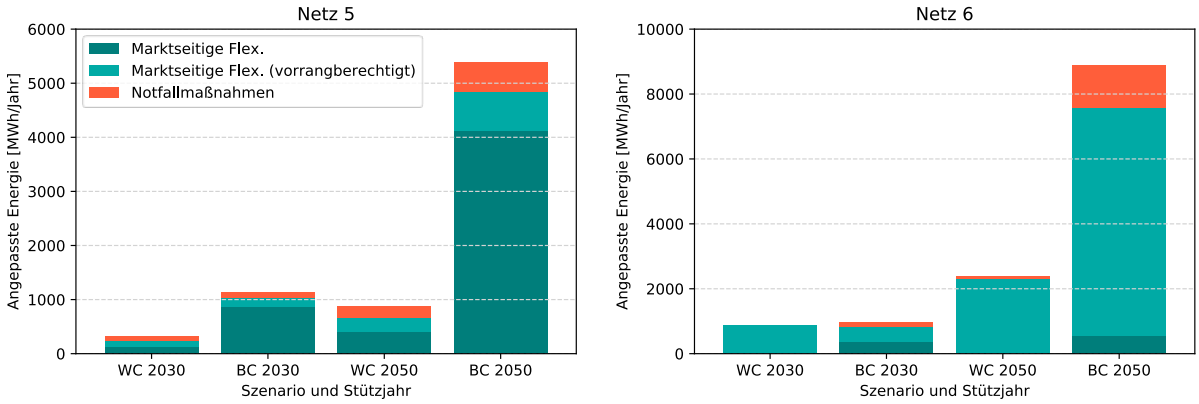


Abbildung 36 Umfang angepasster Energie nach Typ für die Netze 5 und 6 (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr)

Abbildung 36 zeigt die im simulierten Jahreslauf kontrahierten Mengen an Flexibilitäts-produkten. Diese sind nach vorrangberechtigter Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen und sonstigen marktseitigen Flexibilitäten getrennt dargestellt. Zudem wird der Einsatz

nachrangiger Notfallmaßnahmen ausgewiesen. Betrachtet werden das durchschnittlich ausgeprägte Netz 5 sowie für das ländliche, ausgedehnte und windintensive Netz 6 für die Jahre 2030 und 2050 jeweils für die *enera Best Case* und *enera Worst Case* Szenarien. Die Untersuchung verwendet dabei die Prognose für einen Prognosehorizont < 1 h.

Zunächst ist für beide Netze für das Jahr 2050 im *enera Best Case* Szenario ein erheblicher Mehrbedarf an netzbetrieblichen Anpassungsmaßnahmen festzustellen. Dies ist insbesondere auf den massiven Ausbau der EE-Anlagen aber auch durch den Zubau an neuartigen Lasten zurückzuführen. Für das Netz 5 zeigt sich, dass der überwiegende Bedarf an Maßnahmen gedeckt werden kann, ohne auf Flexibilität von erneuerbaren Energien zurückzugreifen. Der Anteil an Flexibilität, der technisch ein Abregeln der vorrangberechtigten Erzeugungsleistung auf Basis von EE-Anlagen erfordert, ist hingegen gering. Dies gilt insbesondere für die *enera Best Case* Szenarien.

Durch die Unterschiede der Netznutzung und Netztopologie ergeben sich je nach Netz stark unterschiedliche Bedarfe an Anpassungsmaßnahmen. So ist im windgetriebenen ländlichen Netz 6 der Anteil an vorrangberechtigten Flexibilitäten deutlich höher – aus dem einfachen Grund, dass hier keine hinreichenden alternativen Flexibilitätspotentiale verfügbar sind.

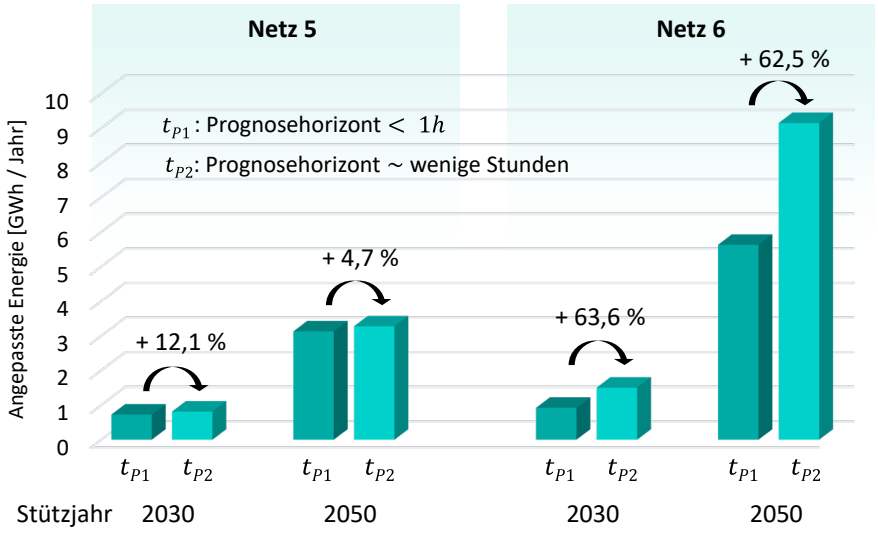


Abbildung 37 Notwendige Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen in Abhängigkeit des Prognosehorizonts, Durchschnitt über beide betrachtete Szenarien (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr)

Abbildung 37 zeigt zusammenfassend für beide hier betrachteten Netze durchschnittlich über beide betrachteten Szenarien die angepasste Energie für den gesamten Jahreslauf. Gegenübergestellt werden dabei die Vorlaufzeiten der Betriebsplanung von t < 1 h sowie von t im Bereich weniger Stunden. Es fällt auf, dass der Prognosehorizont bereits im Stützjahr 2030

einen erheblichen Einfluss auf den Umfang umzusetzender Maßnahmen hat. Dies gilt insbesondere für Netze mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger EE-Erzeugung. Während im durchmischt genutzten Netz 5 eine vergleichsweise geringe Zunahme der notwendigen Anpassungsmaßnahmen festzustellen ist, fällt die Zunahme beim windgeprägten Netz 6 mit über 60 % sehr deutlich aus.

Bei der Übertragung der enera Lösungen auf Deutschland kann somit gesagt werden, dass eine kurze Zeitspanne zwischen Kontrahierung und Abruf der Flexibilitäten vorteilhaft ist. Dadurch kann eine geringere Menge an durchzuführenden Anpassungsmaßnahmen erreicht werden. Besonders in Netzen mit hohen Anteilen volatiler Erzeugung ist dieser Effekt signifikant.

1.4.3. Auswirkung deutschlandweit aktiver Verteilnetze auf die Regelzonenbilanz der Übertragungsnetze

Im Rahmen einer zweiten Systemstudie war es das Ziel allgemeine Wirkungszusammenhänge zwischen dem aktiven Netzbetrieb der Verteilnetze und dessen Auswirkung auf das Übertragungsnetz zu analysieren. Physikalisch stellen sich die Auswirkungen vor allem als Einfluss auf die vertikale Last an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz dar. Somit wird mit dem Eingreifen der Verteilnetzbetreiber die Regelzonenbilanz beeinflusst und deren Prognostizierbarkeit erschwert. Hierbei stellt sich insbesondere die Frage mit welcher Genauigkeit die vertikale Last mit welchen Vorlaufzeiten geschätzt oder vom Verteilnetzbetreiber gestellt werden können.

Um spezifische Aussagen zu den vier deutschen Übertragungsnetzgebieten zu treffen erfolgte zunächst eine Zuordnung der ca. 4.500 Verteilnetze zu den Übertragungsnetzgebieten. Die den Übertragungsnetzgebieten zugrundeliegenden Verteilnetze wurden anschließend analog zur ersten Systemstudie über die synthetisch erstellten repräsentativen Verteilnetze abgebildet.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Simulationen eines aktiven Netzbetriebs für die acht repräsentativen Verteilnetze Deutschlands (siehe Abschnitt „Quantifizierung der Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland“) wurde die zeitliche Änderung der Leistungsbilanz an der Schnittstelle zum Hochspannungsnetz ausgewertet. Durch eine Aggregation der vertikalen Lastzeitreihe aller unterlagerten repräsentativen Verteilnetze pro Übertragungsnetzgebiet können – unter Berücksichtigung von Kompensationseffekten gegenläufiger Maßnahmen aus verschiedenen Verteilnetzen – allgemeine Aussagen für die Übertragungsnetzbetreiber getroffen werden. Nachfolgend werden exemplarische Ergebnisse

für das enera BestCase Szenario und das Stützjahr 2050 vorgestellt. Abbildung 38 die zeitliche Veränderung der Leistungsbilanz für die vier Übertragungsnetzbereiche. Links werden die Ergebnisse für den Prognosehorizont 1 Stunde dargestellt und rechts für den Prognosehorizont 2 Stunden.

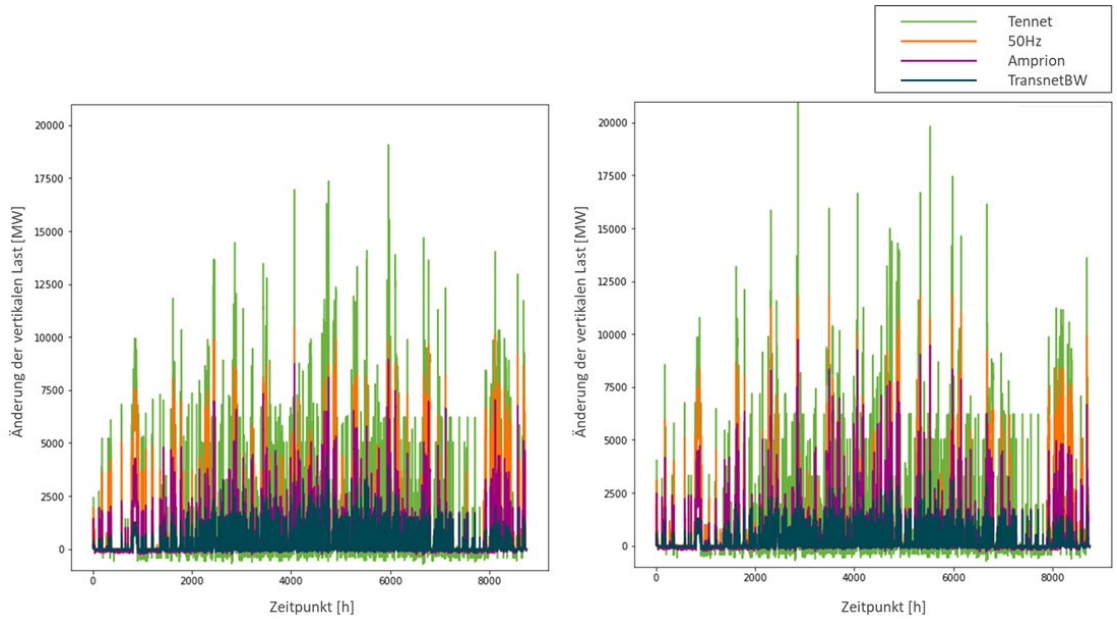


Abbildung 38 Jährlicher Verlauf der vertikalen Laständerung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Prognosehorizonte 1 Stunde (links) und 2 Stunden (rechts)

Die Ergebnisse zeigen, dass die Änderung der vertikalen Last hauptsächlich in positiver Richtung erfolgt. Die Maßnahmen im Netzbetrieb definieren sich überwiegend durch eine Reduktion der Einspeisung oder einer Erhöhung von Last. Die Engpässe in den Verteilnetzen werden somit häufiger durch einen Erzeugungsüberschuss verursacht. Auch saisonale Effekte sind im zeitlichen Verlauf der vertikalen Laständerungen erkennbar. Durch den ausgeprägten Einfluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf den resultierenden Maßnahmenumfang lassen sich unterschiedliche Höhe und Verlauf der aggregierten Leistungsbilanzen zwischen den Übertragungsnetzgebieten erklären. Tennet und 50Hz mit einem hohen Anteil an PV- und Windenergieerzeugung zeigen entsprechend tendenziell einen höheren Umfang an bilanziellen Änderungen auf als Amprion und TransnetBW. Der Einfluss eines längeren Prognosehorizont zeigt sich punktuell. Vereinzelt sind im Vergleich zum 1 Stunden Prognosehorizont höhere Spitzen der Leistungsbilanz für den Prognosehorizont 2 Stunden zu erkennen. Grundsätzlich zeigen beide Simulationsergebnisse jedoch ein ähnliches Niveau.

1.4.4. Zusammenfassung

Neben den Szenarien zur Ausgestaltung des zukünftigen Energieversorgungssystem in Deutschland haben insbesondere die einzelnen Netzstrukturen und deren zukünftiger Netzausbaupfad erheblichen Einfluss bei der Bewertung eines deutschlandweit aktiven Verteilnetzbetriebs. Um eine einheitliche Basis für die Untersuchungen aller Partner im AP 13 zu schaffen und die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, hat die FGH ein Modell zur synthetischen Generierung zukünftiger und repräsentativer Verteilnetz entwickelt. Mit dem Modell können detaillierte Mittelspannungsnetzstrukturen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Annahmen zu Durchdringungen neuartiger Verbraucher geniert werden. Zudem wurden regionalisierte Zeitreihenmodelle für alle Verbraucher im Mittel- und Niederspannungsnetz anhand von öffentlichen Quellen (z.B. Stammdaten, Geoinformationssystem, Mobilitätsstudien) abgeleitet. Diese Daten stellten die Grundlage für die Systemstudien der FGH.

Das Ziel der ersten Systemstudie war es die Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland zu quantifizieren. Besonders der Einfluss netzspezifischer und regionaler Besonderheiten auf auftretende Engpässe und Anpassungsmaßnahmen wurde bewertet. Zusammenfassend wurde festgestellt, dass der Bedarf eines aktiven Netzbetriebs vom betrachteten Szenario und Netztyp abhängt. Durch die Unterschiede der Netznutzung und Netztopologie ergeben sich je nach Netz stark unterschiedliche Bedarfe an Anpassungsmaßnahmen. Grundsätzlich lässt sich ableiten, dass ein Großteil der deutschen Verteilnetze erst bei sehr hohen Szenarienannahmen zu EE-Entwicklung und Durchdringung neuartiger Verbraucher an ihre Belastungsgrenzen geraten. Netze mit bereits heutigem hohen Anteil von EE-Erzeugung zeigen tendenziell größeren Bedarf nach Flexibilität. So ist im windgetriebenen ländlichen Netz 6 der Anteil erforderlichen Flexibilitätsmaßnahmen sehr hoch.

Die Ergebnisse der zweiten Systemstudie zeigen, dass ein deutschlandweit aktiver Verteilnetzbetrieb zu einer Änderung der vertikalen Last zum Übertragungsnetz führt. Diese Änderungen sind hauptsächlich auf den Anstieg erneuerbarer Energien zurückzuführen. Der Einfluss zunehmender Lasten ist im Vergleich dazu gering. Die Unsicherheit kann in Abhängigkeit der Versorgungssituation punktuell zu einer Erhöhung der vertikalen Laständerung führen. In Abhängigkeit des Systemzustandes des Übertragungsnetz können zukünftig Diskussion bzgl. einer Anforderung an die vertikale Last, etwa situationsabhängige Grenzen sinnvoll sein.

2. Erfolgte Veröffentlichung der Ergebnisse

2.1. Liste erfolgter Veröffentlichungen:

- J. Tran, C. Wirtz, P. Pfeifer, D. Wursthorn, H. Vennegeerts und A. Moser, „Modelling of synthetic power distribution system in consideration of the local electricity supply task," 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid/Spain, 2019.
- P. Pfeifer, J. Tran, M. Berns, S. Krahl und A. Moser, „Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze," *16. Symposium Energieinnovation, Graz,* 2020.
- P. Pfeifer, J. Tran, S. Krahl und A. Moser, „Modelling of uncertainty for smart grid congestion management," *CIRED 2020 Berlin Workshop,* 2020.
- J. Tran, P. Pfeifer, K. Berch, S. Krahl und A. Moser, „A deep reinforcement learning approach for simulating the strategic bidding behavior of distributed flexibilities in smart markets," CIRED Workshop, Berlin, 2020.
- FGH Jahresbericht 2017, pp. 39-44, 2017
- FGH Jahresbericht 2018, pp. 35-45, 2018
- FGH Jahresbericht 2019, pp. 33-41, 2019
- FGH Jahresbericht 2020

Literaturverzeichnis

[1] FNN im VDE, „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105),“ Berlin, 2011.

[2] BDEW, „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ BDEW, 2008.

[3] E-Bridge, IAEW, OFFIS, „Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie,“ Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.

[4] RWE Deutschland AG, ABB AG, Consentec GmbH, Technische Universität Dortmund, „Netze für die Stromversorgung der Zukunft,“ 2011.

[5] IAEW (RWTH Aachen), FGH e.V, „Systemstudie zum Einspeisemanagement erneuerbarer Energien: Wissenschaftliche Studie im Auftrag der EWE Aktiengesellschaft,“ 2015.

[6] D. E.-A. G. (dena), „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ 2012.

[7] FGH e.V, „Regelbarer Ortsnetztransformator - Einsatzgebiete und Planungsregeln,“ 2014.

[8] TUB, RWTH Aachen, TUM, FGH, „"Statische Spannungshaltung": Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung,“ FNN, 2014.

[9] FGH e. V., „Technischer Bericht 302 - Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen," Mannheim, 2008.

[10] C. B. J. Schlabbach, „Trennstellenoptimierung in Mittelspannungsnetzen," Fachbereich Elektrotechnik der Fachhochsch. Bielefeld, Bielefeld, 1998.

[11] T. Werth, „Investitionsstrategien für Mittelspannungskabel: Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit von Investitionen und Netzautomatisierung," Springer Verlag, Wiesbaden, 2014.

[12] P. Schäfer, H. Vennegeerts, S. Krahl und A. Moser, „Derivation of Recommendations for the Future Reactive Power Exchange at the Interface between Distribution and Transmission Grid: paper 0760," Lyon, 2015.

[13] P. Schäfer, S. Krahl, H. Vennegeerts und A. Moser, „Analysis of Strategies limiting the Reactive Power Flow between Power Distribution and Transmission Networks," in *International ETG Congress 2015: Die Energiewende - Blueprints for the new energy age.*, Berlin, 2015.

[14] Bundesnetzagentur, „Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020: Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen," 2015.

[15] B. a. Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2015: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB," 2015.

[16] Research Projekt UMBRELLA, „Innovative tools for the future coordinated and stable operation of the pan-European electricity transmission system: Deliverable D2.1 "Report on uncertainty modeling," Available: http://e-umbrella.eu/download/82..

[17] J. Eickmann, „Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb," Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen, 2015.

[18] T. Krüger, K. Pfeiffer und O. Stenzel, „Betreibserfahrungen mit einem HochTemperaturSupraleitenden Kurzschlussstrombegrenzer (HTS L-Kurzschlussstrombegrenzer) im Kraftwerkseigenbedarf,“ *VGB powertech,* Bd. 12, pp. 69-74, 2014.

[19] Nexans, „Energiewende180°,“ [Online]. Available: https://www.energiewende180.de/projekte/projekt-single/article/supraleitender-strombegrenzer-steigert-kurzschlussfestigkeit/. [Zugriff am 23 08 2017].

[20] WK-intern, „Windkraft-Journal,“ 19 12 2014. [Online]. Available: http://www.windkraft-journal.de/2014/12/19/supraleitende-kurzschluss-strombegrenzer-stabilisiert-stromnetz-der-zukunft/60850. [Zugriff am 23 08 2017].

[21] AmpaCity, [Online]. Available: https://iam.innogy.com/ueber-innogy/innogy-innovation-technik/smart-grids/ampacity. [Zugriff am 11 08 2017].

[22] Siemens, Industrielle Schalttechnik - Kurzschlussfestigkeit von Schaltschränken, Nürnberg, 2013.

[23] VDE, DIN VDE 0289-4: Begriffe für Starkstromkabel und isolierte Starkstromleitungen, 1988.

[24] FNN, Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, FNN, 2009.

[25] VDE, „DIN VDE 0103 VDE 0103:1988-04: Bemessung von Starkstromanlagen auf mechanische und thermische Kurzschlußfestigkeit,“ VDE, 1988.

[26] VDE, DIN VDE 0103-1: Kurzschlussströme - Berechnung ihrer Wirkung - Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren, 2012.

[27] VDE, DIN EN 60909-0 (VDE DIN 0102) Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Deutsche Norm, 2002.

[28] J. Bock, „Supraleitende Strombegrenzer: Innovative Werkzeuge für den Umgang mit hoher Kurzschlussleistung“.

[29] Nexans GmbH , „Supraleitende Strombegrenzer - Funktionsweise," [Online]. Available: http://www.nexans.de/eservice/Germany-de_DE/navigate_299974/Funktionsweise.html. [Zugriff am 01 09 2017].

[30] Deutsche Übertragungsnetzbeteiber, Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, 2015.

[31] J. Dobschinski, „Vorhersage der Prognosegüte verschieden großer Windpark-Portfolios," kassel, 2015.

[32] P. Pfeifer, J. Tran, S. Krahl und A. Moser, „Modelling of uncertainty for smart grid congestion management," *CIRED 2020 Berlin Workshop,* 2020.

[33] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer und a. B. Tersteegen, „Cost- or marketbased? Future redispatch procurement in Germany," Consentec, Aachen, 2019.

[34] J. Tran, P. Pfeifer, K. Berch, S. Krahl und A. Moser, „A deep reinforcement learning approach for simulating the strategic bidding behavior of distributed flexibilities in smart markets," CIRED Workshop, Berlin, 2020.

[35] T. Akiba, S. Sano, T. Yanase, T. Ohta und M. Koyama, „Optuna: A Next-generation Hpyerparameter Optimization Framwork," *Applied Data Science Track Paper,* August 2019.

[36] J. Tran, C. Wirtz, P. Pfeifer, D. Wursthorn, H. Vennegeerts und A. Moser, „Modelling of synthetic power distribution system in consideration oft the local electricity supply task," *25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid/Spain,* 2019.

[37] P. Pfeifer, J. Tran, M. Berns, S. Krahl und A. Moser, „Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze," *16. Symposium Energieinnovation, Graz,* 2020.

[38] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Einergieversorgung, Bd. 109, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010, pp. S. 780-783.