
Abschlussbericht

Kopernikus-Projekt

ENSURE Phase 2

„Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende“

(FKZ: 03SFK1H0-2)

Bewilligungszeitraum: 01.02.2020 – 31.01.2023

Verlängerungszeitraum 1: 01.02.2023 – 31.07.2023

Verlängerungszeitraum 2: 01.08.2023 – 31.12.2023

Durchführende Institution

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Str. 21
42119 Wuppertal

Autoren

Joshua Jakob
Dr.-Ing. Marco Kerzel
Julia Pössinger
Eric Dürholt
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

ENSURE - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Str. 21
42119 Wuppertal

© Alle Rechte vorbehalten

Haftungsausschluss

Der Herausgeber, die Autoren sowie die Körperschaften bzw. Unternehmen haften nicht für Schäden, die durch die Nutzung, Nichtnutzung oder Anwendung der Inhalte wie etwa den Grundsätzen und Empfehlungen entstehen. Trotz sorgfältiger Erarbeitung kann nicht sichergestellt werden, dass Inhalte vollständig, fehlerfrei, aktuell oder verständlich sind.

Hinweis zum Urheberrecht und geistigem Eigentum

Das Urheberrecht für die von den Autoren erstellten Inhalte dieses Dokuments bleibt alleine den Autoren vorbehalten. Alle Texte, Tabellen, Listen, Bilder und Graphiken unterliegen dem Urheberrecht und Gesetzen zum Schutz geistigen Eigentums.

Kurzbericht

1. Aufgabenstellung und Anknüpfung an wissenschaftlichem und technischem Stand

Fokus der zweiten Phase von ENSURE ist die Weiterentwicklung der in Phase 1 entwickelten Lösungskonzepte sowie die Pilotierung einzelner ausgewählter Lösungen. Zudem wird das Konzept für die Demonstration im sogenannten Großdemonstrator finalisiert.

Der Beitrag der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) ist die Entwicklung einer heuristischen Methode zur übergreifenden Planung und Betriebsführung von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung verschiedener Konzepte und Szenarien. Grundlage dafür ist die Weiterentwicklung einer integrierten Simulationsumgebung zur Erforschung von übergreifenden Konzepten. Hierbei werden die betrieblichen Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom und Gas hinsichtlich eines koordinierten Einsatzes von netz-, erzeuger-, verbraucher- und speicherseitigen Flexibilitätsoptionen inkl. Elektromobilität betrachtet. Ergebnis ist die Bestimmung des Strom- und Gasnetzanpassungsbedarfes sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen. Des Weiteren wird das bereits in Phase 1 entwickelte Konzept zur dynamischen Vermaschung von Mittelspannungsnetzen finalisiert und am Beispiel eines realen Mittelspannungsnetzes untersucht.

In der Phase 2 des Projekts wird insbesondere auf die Erkenntnisse aus Phase 1 aufgebaut.

Das entwickelte Verfahren zur Simulation einer dynamischen Vermaschung hat gezeigt, dass durch gezieltes Öffnen und Schließen von Trennstellen in Abhängigkeit von der Netzbelastung eine Reduzierung von Grenzwertverletzungen möglich ist. Diese Erkenntnisse stehen im Einklang mit aktuellen Forschungstrends und unterstreichen die Relevanz von dynamischen Vermaschungskonzepten.

2. Planung und Ablauf des Vorhabens

Im ersten Jahr des Projekts lag der Fokus auf der Untersuchung von Konzepten für die koordinierte Planung von Strom- und Gasnetzinfrastrukturen sowie auf der Analyse der betrieblichen Wechselwirkungen zwischen den beiden Sektoren. Im zweiten Jahr konzentrierte sich das Projekt auf die Weiterentwicklung einer Simulationsumgebung zur gemeinsamen Berechnung von Strom- und Gasnetzen sowie auf die Co-Entwicklung einer heuristischen Methode zur übergreifenden Planung und Betriebsführung. Im dritten Jahr stand die Anwendung der ENSURE Szenarien auf gekoppelte Strom- und Gasnetze im Vordergrund, ebenso wie die Planung der Infrastrukturen unter Berücksichtigung verschiedener Konzepte und Szenarien. Es erfolgte eine integrierte Simulation von Konzepten zur koordinierten Betriebsführung. Des Weiteren wurden der optimale Einsatz von Flexibilitätsoptionen für Betrieb und Planung bestimmt, verschiedene Ladeinfrastrukturvarianten in Verbindung mit Vermaschungskonzepten für die Elektromobilitätsintegration untersucht und ein Konzept für das Betriebsverhalten von Speichern zur Netzstützung an Elektroladetankstellen entwickelt.

Es gab zwei Verlängerungsphasen, in denen weitere konsolidierende Arbeiten für die ENSURE-Bausteine der dritten Projektphase durchgeführt wurden.

3. Wesentliche Ergebnisse und Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen der zweiten Projektphase von ENSURE lag der Fokus der Arbeiten der BUW auf der dynamischen Vermaschung von Mittelspannungsnetzen sowie der integrierten Planung und dem koordinierten Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen. Zusätzlich wurden zukünftige Versorgungsaufgaben geclustert und das netzdienliche Betriebsverhalten von Batteriespeichern an Elektroladestationen untersucht. In den beiden Verlängerungsphasen des Projektes wurden weitere Arbeiten durchgeführt, die der Vorbereitung der dritten Projektphase dienen. Dazu gehörten Arbeiten, in denen Simulationstools von Projektpartnern mit eigenen Simulationstools zusammengeführt oder die Ergebnisse der AG Wasserstoff dokumentiert wurden. Im Folgenden werden die hauptsächlichen Erkenntnisse zusammengefasst und weiterer Forschungsbedarf dargestellt.

Die Ergebnisse der Untersuchung einer dynamischen Vermaschung im Netzgebiet der SW Kiel zeigen den technischen Mehrwert im betrachteten Szenario. Die Leitungsauslastung konnte mithilfe einer dynamischen Vermaschung reduziert werden. Ähnliche Ergebnisse werden ebenfalls durch die alternative Ertüchtigungsmaßnahme einer Trennstellenverschiebung erreicht. Dies zeugt von einer zukünftigen leicht unsymmetrischen Leistungsverteilung zwischen zwei durch eine Normtrennstelle verbundene Mittelspannungshalbringe. Durch Hinzunahme der ökonomischen Bewertung lässt sich an dieser Stelle der Vorteil der Trennstellenverschiebung erkennen, da diese mit deutlich geringeren Kosten verbunden ist. Aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse wird sich daher im Netzgebiet der SW Kiel zunächst gegen die Einführung einer dynamischen Vermaschung im regulären Netzbetrieb entschieden. Nichtsdestotrotz konnte das technische und wirtschaftliche Potential einer dynamischen Vermaschung gegenüber einem Ausbau des Netzes durch neue, leistungstärkere Leitungen aufgezeigt werden. Dieses Ergebnis wird durch viele bereits im Vorfeld durchgeführte Netzuntersuchungen innerhalb des Projekts bestätigt. Die Untersuchungen zur integrierten Planung und zum koordinierten Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen haben gezeigt, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzbetreibern und Betreibern von Sektorenkopplungsanlagen (SKA) entscheidend ist. Eine optimale Integration von SKA wird besonders in den letzten Jahren der Energiewende wichtig, wobei langfristige planerische Maßnahmen bereits jetzt erforderlich sind. Der regulatorische Rahmen sollte ein volkswirtschaftliches Optimum anstreben, um diese Maßnahmen zu unterstützen. Netzdienliche SKA sind besonders bei niedriger bis moderater Beanspruchung sinnvoll, da sie ansonsten die Kosten eines konventionellen Netzausbaus übersteigen könnten. Netzdienstleistungen bieten dabei eher eine zusätzliche Verdienstmöglichkeit als ein primäres Geschäftsmodell für Betreiber von SKA. Die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz hat sich als wirtschaftlich nicht realisierbar erwiesen, da die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen stark vom Vorhandensein einer Wasserstofftransportinfrastruktur oder von Fördermaßnahmen abhängt. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen schneiden besser ab, wenn sie stromgeführt betrieben werden und sind nur mit Wärmespeichern wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben. Die Integration von Wasserstoff wird voraussichtlich bestehende Geschäftsmodelle, die auf der Erzeugung von Strom und Wärme aus Gas basieren, schwächen, da Wasserstoffpreise die Strompreise übersteigen könnten. Die Kapazitäten der untersuchten Gasverteilnetze sind besonders in den Hochdruckleitungsabschnitten ausreichend für

die Aufnahme von SKA. Um Netzbetreibern Planungssicherheit zu bieten, sollte eine Plattform zur Vermarktung lokaler Netzdienstleistungen geschaffen werden.

Insgesamt gab es auch in der zweiten Projektphase an vielen Stellen einen intensiven Austausch und eine Vielzahl an Diskussionen mit Partnern, auch arbeitspaketübergreifend, die gleiche, oder ähnliche thematische Schwerpunkte in ihren einzelnen Vorhaben verfolgten. Dadurch konnte ein effizienter Fortschritt innerhalb der Projektphase gewährleistet werden. Eine enge Zusammenarbeit gab es im Projekt insbesondere mit dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), mit den Verteilnetzbetreibern SWKiel Netz und SH-Netz sowie mit Siemens, Hitachi Energy, IAEW und dem KIT.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Aufgabenstellung.....	1
1.2	Voraussetzungen	2
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	3
1.4	Anknüpfung an wissenschaftlichem und technischem Stand.....	4
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	5
2	Clusterung von zukünftigen Versorgungsaufgaben.....	6
2.1	Hintergrund und Ziel	6
2.2	Methodisches Vorgehen	6
2.3	Ergebnisse der Clusterung.....	9
3	Untersuchungen zur integrierten Planung und dem koordinierten Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen	12
3.1	Hintergrund und Ziel	12
3.2	Methodisches Vorgehen	12
3.3	Integrierte Zielnetzplanung - Simulationsergebnisse	15
3.3.1	Netzdienliche Positionierung und Dimensionierung von Sektorenkopplungsanlagen..	15
3.3.2	Validierung der netzdienlichen Positionierung im Stromverteilnetz.....	23
3.3.3	Betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung – Ergebnisse aus der Sicht des Anlagenbetreibers.....	24
3.3.4	Ergebnisse aus der Sicht des Netzbetreibers	32
3.4	Erkenntnisse zur integrierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen und abgeleitete Handlungsempfehlungen.....	36
4	Untersuchung und Konzepterweiterung einer dynamischen Vermaschung	39
4.1	Hintergrund und Ziel	39
4.2	Methodisches Vorgehen	40
4.3	Potentialbestimmung einer dynamischen Vermaschung.....	41
4.3.1	Netzmodell	41
4.3.2	Szenario	42

4.3.3	Simulationsergebnisse	43
4.3.4	Planungsvarianten	44
4.3.5	Ökonomische Bewertung	46
4.4	Betriebsführungskonzept zur dynamischen Vermaschung.....	47
5	Konzeptentwicklung für das netzdienliche Betriebsverhalten von Batteriespeichern an Elektroladestationen	49
5.1	Hintergrund und Ziel	49
5.2	Methodisches Vorgehen und Modellaufbau.....	49
5.3	Simulationsergebnisse	51
6	AP 2.2: „Konkretisierung der zukünftigen Energiesystemstrukturen“ (Arbeiten der 1. Verlängerungsphase).....	57
6.1	Onboarding der BUW-Tools in das Digitale Abbild sowie Simulation und Validierung von Anwendungsfällen für die Demonstration.....	57
6.2	Update der Ergebnisse basierend auf den aktualisierten Szenarien.....	66
6.3	AG Wasserstoff: Verschriftlichung der wasserstoffbezogenen Ergebnisse und Modellierungen in einem gemeinsamen Dokument.....	69
6.4	Zusammenführen des BUW Simulationstools mit dem EE-Hub Gas.....	70
7	AP 8.2: „Konsolidierende Arbeiten für ENSURE-Bausteine“ (Arbeiten der 2. Verlängerungsphase).....	74
7.1	Identifikation eines geeigneten Mittelspannungsnetzes zur Analyse einer dynamischen Vermaschung und Aufbau eines rechenfähigen Netzmodells.....	74
7.2	Integration der ENSURE-Szenarien in einen bestehenden Wärmeatlas für eine Energieleitplanung.....	75
7.3	Identifikation von Nutzergruppen sowie zu visualisierende technische Größen eines Assistenzsystems für Ortsnetze	75
8	Fazit und weiterer Forschungsbedarf	77
9	Verwertbarkeit der Ergebnisse	79
10	Erfolgte Veröffentlichungen.....	80
11	Verzeichnisse.....	81
11.1	Literaturverzeichnis.....	81
11.2	Abbildungsverzeichnis	82

11.3	Tabellenverzeichnis.....	85
11.4	Abkürzungsverzeichnis	85

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Eines der Hauptziele in ENSURE ist die Untersuchung von Lösungen bzw. Technologien zur Ableitung von zukünftigen Energienetzstrukturen zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende. Fokus der zweiten Phase von ENSURE ist die Weiterentwicklung der in Phase 1 aus der Grundlagenforschung entwickelten Lösungskonzepte sowie die Pilotierung einzelner ausgewählter Lösungen. Zudem wird das Konzept für die netztechnische Demonstration im Energiekosmos ENSURE, im sogenannten Großdemonstrator, zur Vorbereitung der Phase 3 finalisiert.

Der Beitrag der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) ist die Entwicklung einer heuristischen Methode zur übergreifenden Planung und Betriebsführung von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung verschiedener Konzepte und Szenarien. Grundlage dafür ist die Weiterentwicklung einer integrierten Simulationsumgebung zur Erforschung von übergreifenden Konzepten zur Planung- und Betriebsführung gekoppelter Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen. Hierbei werden die betrieblichen Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom und Gas hinsichtlich eines koordinierten Einsatzes von netz-, erzeuger-, verbraucher- und speicherseitigen Flexibilitätsoptionen inkl. Elektromobilität betrachtet. Ergebnis ist die Bestimmung des Strom- und Gasnetzanpassungsbedarfs sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender Elektromobilität. Des Weiteren wird das bereits in Phase 1 entwickelte Konzept zur dynamischen Vermaschung von Mittelspannungsnetzen finalisiert und am Beispiel eines realen Mittelspannungsnetzes hinsichtlich des technischen und wirtschaftlichen Potentials untersucht. Die konkreten Aufgabenbeschreibungen gemäß der Gesamtvorhabensbeschreibung und der ergänzten Vorhabensbeschreibungen zu den zwei Verlängerungsphasen sind der Tabelle 1.1 zusammengefasst.

Tabelle 1.1: Arbeitspakete und Aufgabenbeschreibung

Arbeitspaket	Aufgaben
AP 2.1: „Entwicklung des ENSURE-Netzmodells und Integration der Szenarien“	- Aktualisierung der in der Phase 1 verwendeten Clusterung von Versorgungsaufgaben
AP 2.2: „Konkretisierung der zukünftigen Energiesystemstrukturen“	- Untersuchung von Konzepten für die koordinierte Planung gekoppelter Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen auf Mittel- bis Hochspannungsebene sowie auf Mittel- bis Hochdruckebene - Weiterentwicklung von Konzepten zum koordinierten Betrieb gekoppelter Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen, z. B. gemeinsame Strom- und Gasverteilnetzautomatisierung - Anwendung verschiedener Szenarien auf gekoppelte Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen

	- Co-Entwicklung [mit DVGW] einer heuristischen Methode zur übergreifenden Planung und Betriebsführung von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen - Planung von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung verschiedener Konzepte und Szenarien - Bestimmung des Strom- und Gasnetzanpassungsbedarfs sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen - Analyse und Bewertung der betrieblichen Wechselwirkungen zwischen den Strom- und Gassektoren hinsichtlich eines koordinierten Einsatzes von netz-, erzeuger-, verbraucher- und speicherseitigen Flexibilitätsoptionen inkl. Elektromobilität - Weiterentwicklung [mit DVGW] einer in der Phase 1 entwickelten Simulationsumgebung zur gemeinsamen Berechnung von Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen in Hinblick auf die Erforschung von übergreifenden Planungs- und Betriebskonzepten - Integrierte Simulation von Konzepten zur koordinierten Betriebsführung gekoppelter Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen - Bestimmung des optimalen Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen und Ableitung von Handlungsempfehlungen - Untersuchung [mit SW-Kiel] von Ladeinfrastrukturvarianten in Verbindung mit Vermaschkungskonzepten zur Integration der Elektromobilität - Entwicklung [mit Siemens] eines Konzepts für das Betriebsverhalten von Speichern zur Netzstützung an Elektroladetankstellen unter Berücksichtigung mehrerer Ladeinfrastrukturvarianten
AP 2.2: „Konkretisierung der zukünftigen Energiesystemstrukturen“ (Zusätzliche Arbeiten für die 1. Verlängerungsphase)	- Onboarding der BUW-Tools in das Digitale Abbild sowie Simulation und Validierung von Anwendungsfällen für die Demonstration - Update der Ergebnisse basierend auf den aktualisierten Szenarien - AG Wasserstoff: Verschriftlichung der wasserstoffbezogenen Ergebnisse und Modellierungen in einem gemeinsamen Dokument - Zusammenführen des BUW Simulationstools mit dem EE-Hub Gas
AP 8.2: „Konsolidierende Arbeiten für ENSURE-Bausteine“ (Zusätzliche Arbeiten für die 2. Verlängerungsphase)	- Identifikation eines geeigneten Mittelspannungsnetzes zur Analyse einer dynamischen Vermaschung und Aufbau eines rechenfähigen Netzmodells - Integration der ENSURE-Szenarien in einen bestehenden Wärmetlas für eine Energieleitplanung - Identifikation von Nutzergruppen sowie zu visualisierende technische Größen eines Assistenzsystems für Ortsnetze

1.2 Voraussetzungen

Die Voraussetzungen zur Bearbeitung der geplanten Tätigkeiten innerhalb des Projektes waren die Bereitstellung zum einen von Netzmodelldaten realer Netzdaten seitens der im Projekt beteiligten Verteilnetzbetreiber bzw. weiterer Projektpartner und zum anderen der im Projekt vorgesehenen Entwicklung von Szenarien. Diese Datengrundlage dient für die geplanten Zielnetzplanungen und deren Ableitung

für zukünftige Netzstrukturen aus den Untersuchungen der BUW. Diese Netzdaten wurden in dem Projekt als vertraulich eingestuft und werden deswegen im Rahmen des Abschlussberichts ausschließlich in anonymisierter Form dargestellt.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Bearbeitung des Vorhabens kann durch den in Abbildung 1.1 aufgeführten zeitlichen Ablauf der Kernaufgaben Tabelle 1.1 veranschaulicht werden. Im ersten Jahr des Projekts lag der Fokus auf der Untersuchung von Konzepten für die koordinierte Planung von Strom- und Gasnetzinfrastrukturen sowie auf der Analyse der betrieblichen Wechselwirkungen zwischen den beiden Sektoren. Im zweiten Jahr konzentrierte sich das Projekt auf die Weiterentwicklung einer Simulationsumgebung zur gemeinsamen Berechnung von Strom- und Gasnetzen sowie auf die Co-Entwicklung einer heuristischen Methode zur übergreifenden Planung und Betriebsführung von Strom- und Gasverteilnetzen. Im dritten Jahr stand die Anwendung der ENSURE Szenarien auf gekoppelte Strom- und Gasnetze im Vordergrund, ebenso wie die Planung dieser Infrastrukturen unter Berücksichtigung verschiedener Konzepte und Szenarien. Es erfolgte eine integrierte Simulation von Konzepten zur koordinierten Betriebsführung. Des Weiteren wurden der optimale Einsatz von Flexibilitätsoptionen für Betrieb und Planung bestimmt, verschiedene Ladeinfrastrukturvarianten in Verbindung mit Vermaschkungskonzepten für die Elektromobilitätsintegration untersucht und ein Konzept für das Betriebsverhalten von Speichern zur Netzstützung an Elektroladetankstellen entwickelt.

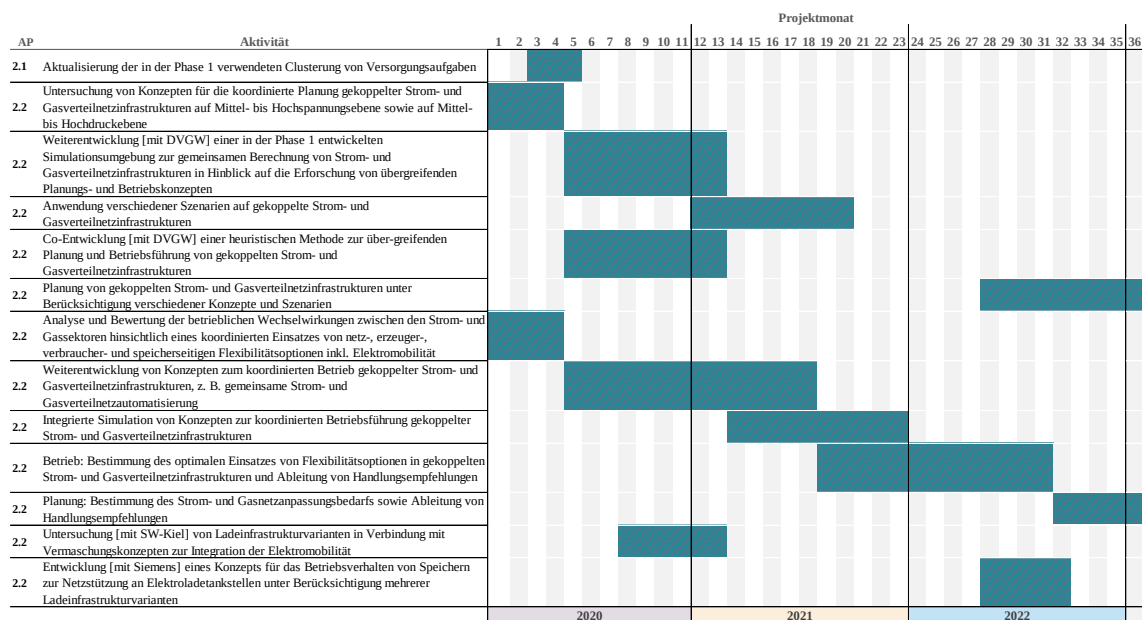


Abbildung 1.1: Zeitplan der Arbeiten

In der ersten Verlängerungsphase wurden zusätzliche Arbeiten durchgeführt. Dazu gehörte das Onboarding der BUW-Tools in das Digitale Abbild sowie die Simulation und Validierung von Anwendungsfällen für die Demonstration. Auch wurden die Ergebnisse auf Basis aktualisierter Szenarien aktualisiert und die wasserstoffbezogenen Ergebnisse und Modellierungen in einem gemeinsamen Dokument im

Rahmen der AG Wasserstoff verschriftlicht. Des Weiteren wurde das BUW-Simulationstool zur integrierten Simulation von Strom- und Gasverteilnetzen mit Sektorenkopplungsanlagen mit dem EE-Hub Gas zusammengeführt.

In der zweiten Verlängerungsphase wurden konsolidierende Arbeiten für die ENSURE-Bausteine der dritten Projektphase durchgeführt. Dazu gehörte die Identifikation eines geeigneten Mittelspannungsnetzes zur Analyse einer dynamischen Vermaschung und der Aufbau eines rechenfähigen Netzmodells zur Untersuchung dieser. Ebenfalls wurden die ENSURE-Szenarien in einen bestehenden Wärmeatlas für eine umfassendere Energieleitplanung integriert und Nutzergruppen sowie technische Größen für ein Assistenzsystem für Ortsnetze identifiziert.

1.4 Anknüpfung an wissenschaftlichem und technischem Stand

In der Phase 2 des Projekts wird insbesondere auf die Erkenntnisse aus Phase 1 aufgebaut um die Konkretisierung zukünftiger Energiesystemstrukturen voranzutreiben.

Insbesondere das entwickelte Verfahren zur Simulation einer dynamischen Vermaschung hat gezeigt, dass durch gezieltes Öffnen und Schließen von Trennstellen in Abhängigkeit von der Netzbelastung eine signifikante Reduzierung von Grenzwertverletzungen möglich ist. Diese Erkenntnisse stehen im Einklang mit aktuellen Forschungstrends und unterstreichen die Relevanz von dynamischen Vermaschungskonzepten. In der zweiten Projektphase werden weiterführende Simulationen zur dynamischen Vermaschung und die Analyse von Wechselwirkungen mit adaptiven Schutzsystemen untersucht. Darüber hinaus wird der technische und wirtschaftliche Nutzen der dynamischen Vermaschung anhand realitätsnaher Anwendungsfälle herausgestellt.

Die Untersuchungen zur kombinierten Strom- und Gasverteilnetzautomatisierung haben in der Phase 1 des Projektes bereits gezeigt, dass eine solche Automatisierung dazu beitragen kann, Netz- und Systemdienstleistungen effizienter bereitzustellen. Basierend darauf werden in der zweiten Projektphase Konzepte entwickelt, die eine integrierte Planung und den koordinierten Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen fokussieren. So sollen beispielsweise Netzdienstleistungen, erbracht durch Sektorenkopplungsanlagen, bereits in dem Planungsprozess berücksichtigt werden. Dies erfordert eine enge Zusammenarbeit der beteiligten Stakeholder Netzbetreiber und Anlagenbetreiber. Im Rahmen einer technischen und wirtschaftlichen Analyse wird der Mehrwert der integrierten Planung dem konventionellen Netzausbau gegenübergestellt. Darüber hinaus sollen Grundsätze und Handlungsempfehlungen für die Planung und den Betrieb gekoppelter Strom- und Gasverteilnetze abgeleitet werden, wodurch ein direkter Beitrag zur Weiterentwicklung des wissenschaftlichen und technischen Standes auf diesem Gebiet geleistet wird.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Insgesamt gab es auch in der zweiten Projektphase an vielen Stellen einen intensiven Austausch und eine Vielzahl an Diskussionen mit Partnern, auch arbeitspaketübergreifend, die gleiche, oder ähnliche thematische Schwerpunkte in ihren einzelnen Vorhaben verfolgten. Dadurch konnte ein effizienter Fortschritt innerhalb der Projektphase gewährleistet werden. Eine enge Zusammenarbeit gab es im Projekt insbesondere mit dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), welcher durch seine Expertise im Gasnetzbereich an den Untersuchungen der BUW beteiligt wurde und insbesondere die Bewertung aus Sicht von gasnetzseitigen Einflussgrößen auf die Planung und den Betrieb von sektorenkoppelnden Anlagen vornahm. Darüber hinaus wurde eng mit den Verteilnetzbetreibern SWKiel Netz und SH-Netz zusammengearbeitet. Dieses brachten insbesondere die Expertise bei dem Betrieb von Energieverteilnetzen in die Arbeiten ein. Weiterhin ist die Zusammenarbeit mit Siemens, Hitachi Energy, IAEW, KIT hervorzuheben.

Besonders hervorzuheben ist die Gründung der Arbeitsgruppe Wasserstoff, in der die Arbeiten zum Thema Wasserstoff im Projekt gebündelt und dokumentiert wurden. Diese Initiative diente dazu, die Zusammenarbeit weiter zu intensivieren und sicherzustellen, dass die Forschungsergebnisse zu diesem wichtigen Bereich optimal genutzt werden konnten. Außerhalb des ENSURE-Projektes gab es insbesondere einen Austausch zu dem weiteren Kopernikus Schwesterprojekten P2X, Ariadne und SynErgie sowie zu anderen Forschungsprojekten an denen die Bergischen Universität Wuppertal beteiligt war, wie das Projekt SektorPlan - Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze.

2 Clusterung von zukünftigen Versorgungsaufgaben

2.1 Hintergrund und Ziel

Der Hintergrund für die Durchführung der Clusterung von Versorgungsaufgaben ist die Aktualisierung der bereits in Phase 1 verwendeten Clusterung um die in ENSURE entwickelten Szenarien aus dem TP1. Diese Clusterung soll Grundlage der Netzuntersuchungen für die weiteren Partner darstellen, um für die Untersuchungen repräsentative Aussagen der jeweils untersuchten Lösung in Stromverteilnetzen treffen zu können. Die betrifft insbesondere die Partner im AP 2.2 „Konkretisierung der zukünftigen Energiesystemstrukturen“. Die Clusterung wurde sowohl auf Gemeindeebene als auch Mittelspannungsnetzebene durchgeführt und allen Projektpartnern mit der fristgerechten Fertigstellung des Meilensteinberichts MS2.1.3 „Identifikation der Versorgungcluster für 2030 und 2050 liegt vor“ bereitgestellt.

Ziel der Clusterung ist es, eine ausreichende Anzahl an Clustern zu ermitteln, um einen Großteil der Versorgungsaufgaben repräsentativ und hinreichend genau genug abbilden zu können. Dabei sollte die Homogenität der Versorgungsaufgaben innerhalb jedes Clusters sowie die Heterogenität zwischen den Clustern möglichst hoch sein. Durch die Ermittlung von einer überschaubaren Anzahl an repräsentativen Versorgungsaufgaben können auf Basis dieser Clusterauswahl Netzmodelluntersuchungen durchgeführt werden. Dieses Vorgehen erhöht deutlich die Aussagekraft der erzielten Ergebnisse, sodass grundsätzliche Aussagen zu den Auswirkungen einzelner Lösungen im Gesamtkontext der Energiewende und zur Ableitung von zukünftigen Stromverteilnetzstrukturen getroffen werden können.

2.2 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen zur Clusterung der Versorgungsaufgaben auf MS-Netzebene ist in vier Schritte unterteilt und wird in Abbildung 2.1 vereinfacht dargestellt. Auf die einzelnen Schritte wird im Folgenden konkreter eingegangen.



Abbildung 2.1: Methodisches Vorgehen zur Clusterung auf MS-Netzebene

Im ersten Schritt wird die geographische Lage von insgesamt 3.446 deutschen HS/MS-Umspannwerken als geographische Ausdehnung der darunterliegenden MS-Netzgebiete zu Grunde gelegt. Diese Daten zur geographischen Lage der Umspannwerke wurde vom Projektpartner KIT-IAI zur Verfügung gestellt. Die Daten werden als Knotenpunkte in der Open Source Geoinformationssystemsoftware QGIS dargestellt. Dazu werden um alle HS/MS-Knoten sogenannte Voronoi-Flächen gebildet (siehe Abbildung 2.2). Die Voronoi-Flächen werden dabei als Polygone abgebildet, dessen Flächengrenzen sich

durch die räumliche Mitte von einem Knotenpunkt zu den nächstgelegenen Knotenpunkten bilden. Diese Voronoi-Flächen dienen als Grundlage für die weiteren Betrachtungen und stehen repräsentativ für die geographische Ausdehnung der MS-Netzgebiete in Deutschland.

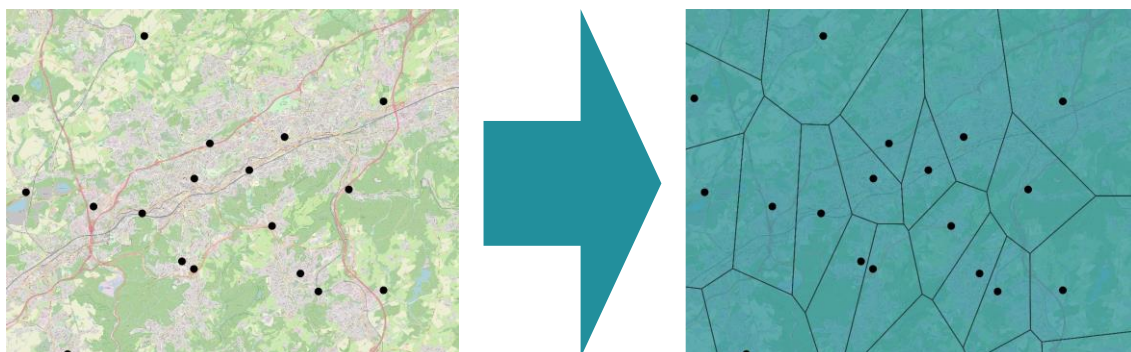


Abbildung 2.2: Voronoi-Flächenbildung

In einem zweiten Schritt werden die Gemeinden und deren Flächenanteile in jeder Voronoi-Fläche bestimmt. Durch eine Verschneidung der Gemeindegrenzen mit den Voronoi-Flächengrenzen kann in QGIS eine exakte Berechnung der anteiligen Gemeindefläche in einer Voronoi-Fläche vorgenommen werden. Vor allem in ländlichen Gebieten zeigt sich, dass mehrere Gemeinden von einem Mittelspannungsnetz versorgt werden, wohingegen in städtischen Gebieten mehrere Mittelspannungsnetze in einer Gemeinde liegen. Diese Flächenanteilsbestimmung der Gemeinden ist für den dritten Schritt erforderlich und bildet den Verteilungsschlüssel der Szenarien für die Disaggregation auf die Voronoi-Flächen.

Im dritten Schritt werden die in TP1 entwickelten Deutschland-Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 mit den jeweils vier unterschiedlichen Entwicklungspfaden (A-D) auf die Voronoi-Flächen disaggregiert. Die Abbildung 2.3 zeigt dazu die installierten Leistungen untergliedert nach Erzeugern für die jeweiligen Szenarien. Für weitere Details zu den entwickelten Szenarien wird an dieser Stelle auf den Meilensteinbericht MS1.1.1 verwiesen.

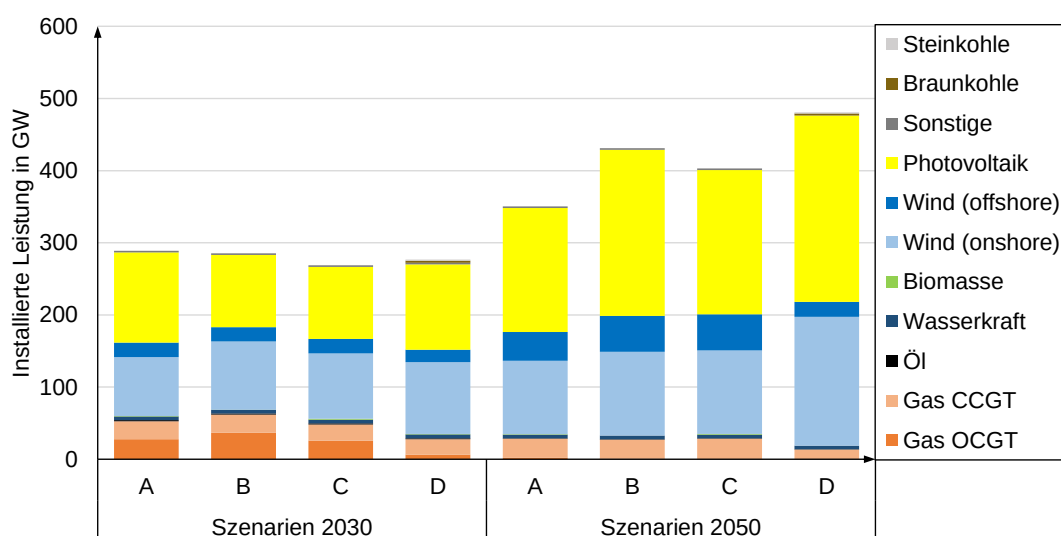


Abbildung 2.3: Installierte Leistungen nach Erzeugern in den Szenarien 2030 und 2050

Für die Disaggregation der Szenarien wird ein an der BUW entwickeltes Regionalisierungstool verwendet. Dabei werden die Deutschland-Szenarien bis auf Gemeindeebene für die einzelnen Spannungsebenen heruntergerechnet. Die Datenbasis bilden dabei eine Vielzahl von Informationen (u.a. die Einwohnerdichte, Gebäude- und Freiflächen, Siedlungs- und Verkehrsflächen, Waldflächen, etc.) für jede einzelne Gemeinde. Dabei werden die Daten für insgesamt 11.160 Gemeinden auf Basis des frei zugänglichen Gemeindeverzeichnisses des Statistischen Bundesamts erfasst [1]. Die Datenbasis für die Clusterung umfasst die Summe der installierten Leistungen von Photovoltaik und Windkraft (onshore) für die Nieder- und Mittelspannungsebenen.

Durch die im zweiten Schritt zugeordneten Gemeinden und Flächenanteile in den Voronoi-Flächen, wird über den Flächenanteil der jeweiligen Gemeinde die anteilmäßig installierte Leistung auf die Voronoi-Fläche disaggregiert. Die Summe aller anteilmäßig installierten Leistungen der Gemeinden in einer Voronoi-Fläche bestimmt somit die insgesamt vorhandene installierte Leistung an Photovoltaik und Windkraft in der Voronoi-Fläche (Mittelspannungsnetz). Mittels der Voronoi-Flächeninhalte werden anschließend die Leistungsdichten (in kW/km^2) berechnet, um eine bessere Vergleichbarkeit insbesondere von Netzgebieten unterschiedlicher Strukturtypen (z.B. ländlich und städtisch) zu gewährleisten. Des Weiteren wird die Einwohnerdichte (in EW/km^2) und der jährliche Stromverbrauch (in $\text{MW}/\text{a} \cdot \text{km}^2$) für die Voronoi-Flächen in Analogie zu der Disaggregation der Energieumwandlungsanlagen berechnet. Für die Umrechnung des Stromverbrauchs wurde vereinfachend ein durchschnittlicher Verbrauch von 1.900 kWh pro Einwohner angenommen, dessen Wert über die Szenarien hinweg als konstant angenommen wird. Im Anschluss an die Berechnung der Einwohnerdichte werden die Voronoi-Flächen in Einwohnerdichteklassen unterteilt. Dazu werden vier unterschiedliche Klassen aufsteigend nach dem Grad der Verstädterung gebildet (siehe Abbildung 2.4).

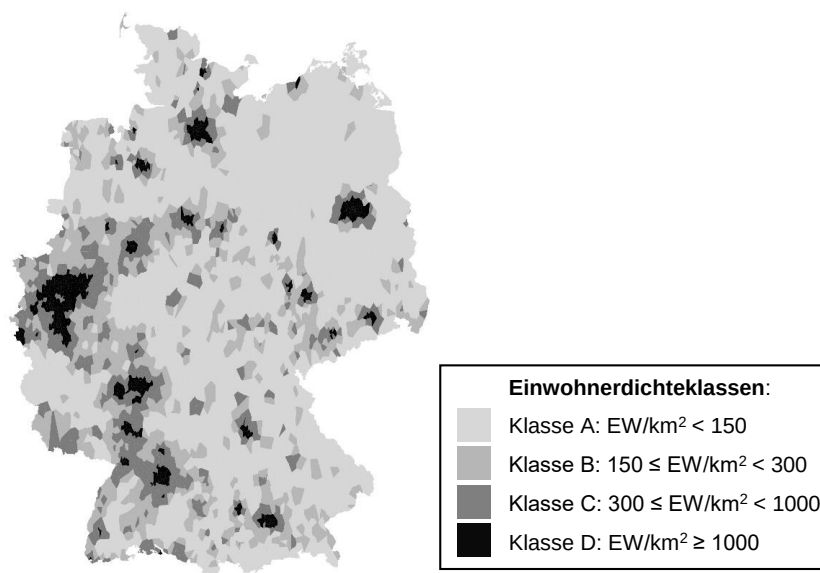


Abbildung 2.4: Einteilung der MS-Netzgebiete in Einwohnerdichteklassen

Im vierten und letzten Schritt werden die berechneten Daten zu der Leistungsdichte von Photovoltaik und Windkraft sowie der Lastdichte in den Voronoi-Flächen mittels der k-means-Methode in einem

dreidimensionalen Raum mithilfe von Matlab[®] geclustert [2]. Dabei wird für die Voronoi-Flächen jeder gebildeten Einwohnerdichteklasse eine separate Clusteranalyse durchgeführt. Das Ziel ist es, eine möglichst hohe Heterogenität zwischen den Clustern bei einer möglichst hohen Homogenität der Daten innerhalb des Clusters sicherzustellen. Das Ergebnis der Clusterung wird im folgenden Abschnitt vorgestellt.

2.3 Ergebnisse der Clusterung

Die Ergebnisse der Clusterung werden beispielhaft anhand des Szenarios D für die Jahre 2030 und 2050 aufgezeigt. Insgesamt werden acht repräsentative Versorgungskuster pro Stützjahr identifiziert. Wie der Tabelle 2.1 zu entnehmen ist, werden für die MS-Netzgebiete mit der Einwohnerdichteklasse A insgesamt vier Cluster ermittelt, wo auch mit insgesamt über 60 % die flächenmäßig meisten Netzgebiete liegen.

Tabelle 2.1: Ergebnis der Clusterung von Versorgungsaufgaben für das Szenario D 2030 und 2050

Szenario D	Cluster	Flächenanteil in %	Photovoltaik in kW/km ²	Windkraft in kW/km ²	Stromverbrauch in MWh/a·km ²	Einwohnerdichteklasse
Jahr 2030	C1 (2030)	16,6	436	67	195	A
	C2 (2030)	29,3	186	134	145	A
	C3 (2030)	12,3	288	283	188	A
	C4 (2030)	3,5	320	662	157	A
	C5 (2030)	15,0	352	115	406	B
	C6 (2030)	6,8	355	352	412	B
	C7 (2030)	13,0	405	192	1.068	C
	C8 (2030)	3,4	463	123	4.159	D
Jahr 2050	C1 (2050)	16,9	944	142	194	A
	C2 (2050)	29,5	403	241	150	A
	C3 (2050)	11,9	656	526	185	A
	C4 (2050)	3,4	681	1.094	155	A
	C5 (2050)	11,0	996	321	414	B
	C6 (2050)	10,8	561	380	402	B
	C7 (2050)	13,0	901	355	1.068	C
	C8 (2050)	3,4	1.011	205	4.159	D

Aus den Netzgebieten mit der Einwohnerdichteklasse B resultieren zwei Cluster und für die letzten beiden Einwohnerdichteklassen jeweils ein Cluster. Hier zeigt sich, dass mit steigendem Verstärterungsgrad die Ausprägung hinsichtlich der Verteilung von erneuerbaren Energien im Netzgebiet sinkt. Der in der Tabelle angegebene Flächenanteil ergibt sich aus dem Verhältnis der Flächensumme der diesem Cluster zugeordneten Netzgebiete zu der Gesamtfläche über alle Netzgebiete. Die Werte für die Leistungs- und Lastdichte im jeweiligen Cluster sind dabei die aus dem Datensatz ermittelten Clusterzentren. Die geographische Verteilung der acht Versorgungcluster in Deutschland wird beispielhaft anhand des Szenarios D für die Jahre 2030 und 2050 in der Abbildung 2.5 dargestellt. Insbesondere im Norden ist ein hoher, bis sehr hoher Zubau an Windkraftanlagen für das Jahr 2030 sowie 2050 ersichtlich. Ein hoher Zubau an PV-Anlagen ist gemessen an der zugebauten Leistungsdichte dezentral in Netzgebieten mit hoher Stromnachfrage bzw. in den südlicheren Teilen Deutschlands vorzufinden. Generell ist im Vergleich des Zubaus in 2050 zu 2030 ein deutlicher Anstieg der Leistungsdichten von PV und Windkraft ersichtlich. Dabei ist ein Anstieg an Windkraft in den nördlichen und nordwestlichen Teilen Deutschlands zu beobachten. Des Weiteren nimmt der Bestand an PV-Anlagen in den Netzgebieten mit hoher Last sowie in den südlicheren Teilen Deutschlands mit geringer Last deutlich zu.

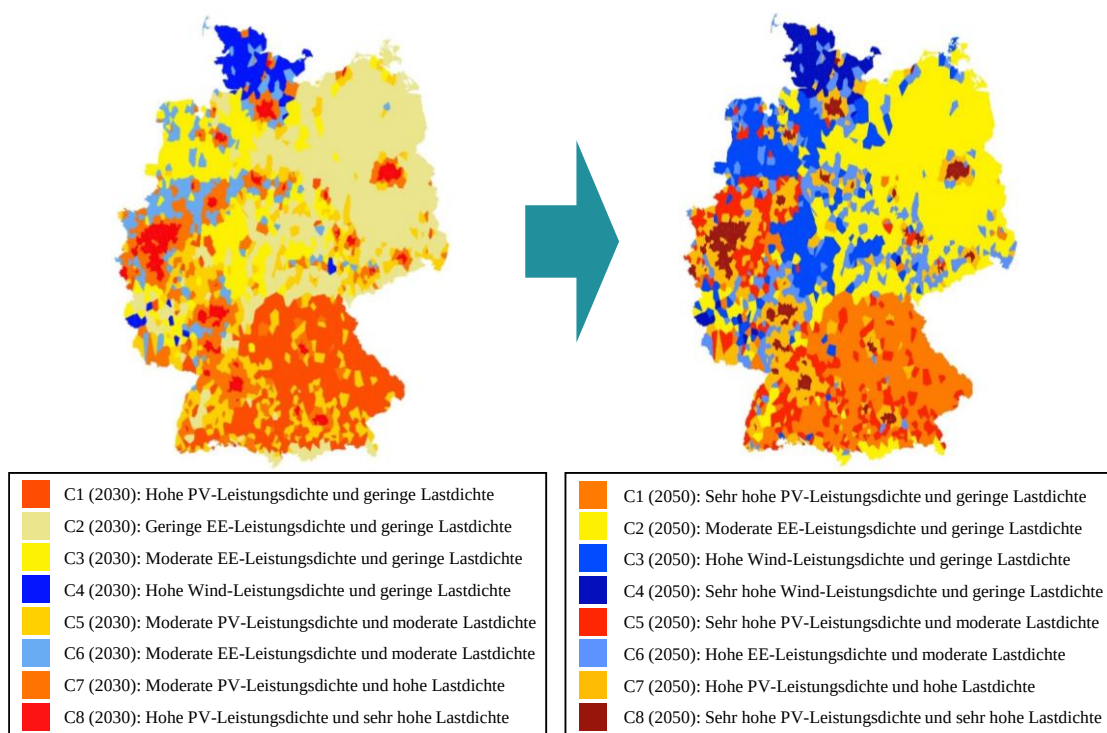


Abbildung 2.5: Geographische Verteilung der Versorgungcluster für das Szenario D 2030 (linke Grafik) und 2050 (rechte Grafik) in MS-Netzen

Insgesamt kann festgehalten werden, dass durch die angewendete Methode und der Clusteranalyse acht repräsentative Versorgungcluster in Mittelspannungsnetzgebieten pro Szenario für die Jahre 2030 und 2050 ermittelt wurden. Durch die genauen Ausprägungen der einzelnen Versorgungcluster können Netzmodelle entsprechend dieser typischen Versorgungsaufgaben gewählt und für die weiteren Arbeiten der Projektpartner verwendet werden. Insbesondere für die geplanten MS-Netzuntersuchungen kann

so die Aussagekraft der Ergebnisse deutlich erhöht werden und es können prinzipielle Aussagen zu einer sinnvollen Ausgestaltung zukünftiger Stromverteilnetzstrukturen im Zuge der Energiewende abgeleitet werden.

3 Untersuchungen zur integrierten Planung und dem koordinierten Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen

3.1 Hintergrund und Ziel

Aufbauend auf dem bereits in ENSURE Phase 1 untersuchten Lösungsansatz eines intelligenten Strom- und Gasnetzautomatisierungssystems wurden in der Phase 2 weitere Untersuchungen mit dem Fokus auf der integrierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen ausgeführt. Ziel ist es die sektorenübergreifende Energiesystemstrukturen für Strom- und Gasnetze auf Verteilnetzebene für ein vollständig defossilisiertes Energieversorgungssystem zu konkretisieren. Dazu werden Konzepte zur koordinierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen erforscht und bewertet, die eine integrierte, systemische Betrachtung der Sektoren Strom und Gas und im Verteilnetz gewährleisten.

Das Stromnetz wird aller Voraussicht nach in Zukunft das führende System der Energieversorgung sein, da die meisten Erneuerbaren Energien (EE) elektrische Energie bereitstellen, die zunächst in die Stromnetze eingespeist wird. Elektrische End- bzw. Nutzenergiebedarfe können von dort aus direkt gedeckt werden, während Nutzenergiebedarfe anderer Energieformen zunächst eine Wandlung der elektrischen Energie mittels sektorenkoppelnder Anlagen erfordern, bevor sie – ggf. mittels entsprechender Netze – gedeckt werden können. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Zielnetzplanungen aus Stromnetz-sicht, mit der Gasnetzinfrastruktur als flankierendes System, untersucht. Aus elektrischer Sicht stellen Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) elektrische Verbraucher dar, da sie für die Gasherstellung dem Stromnetz elektrische Energie entnehmen. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWKA) stellen indes elektrische Erzeuger dar, da sie elektrische Energie (zusätzlich wird Wärmenergie erzeugt) in das Stromnetz einspeisen. Beide Anlagentypen können unter dem Begriff Sektorenkopplungsanlagen (SKA) zusammengefasst werden. Durch den Einsatz von SKA in Stromnetzbereichen, in denen ohne diesen Einsatz unzulässige Betriebsbedingungen (durch Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen) entstehen, kann der netzdienliche Einsatz dazu führen, dass das Netz in einen regulären Betriebspunkt überführt wird oder die dafür notwendigen Netzausbaumaßnahmen geringer ausfallen oder zeitlich verzögert werden.

3.2 Methodisches Vorgehen

Die Gesamtmethode der integrierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen wurde aufbauend auf anderen Studien entwickelt (vor allem [3, S. 70 ff.]) und ist in der Abbildung 3.1 dargestellt. Die gewählte Methode besteht aus Modellen für die Gasverteilnetze (blau hinterlegt), die Stromverteilnetze (grün hinterlegt) und die SKA (lila hinterlegt). Grundvoraussetzung für die integrierte Stromzielnetzplanung ist das Vorhandensein der Netzmodelle für die zu betrachtenden Strom- und Gasverteilnetze.

Zusätzlich werden Szenarien betrachtet, die die zukünftige Entwicklung der Energiesysteme beschreiben sollen. Anschließend wird, wie in der Stromzielnetzplanung ohne den Einsatz von SKA, zunächst ein potenzieller Bedarf an Stromnetzausbau für das zu betrachtende Szenario mittels Leistungsflussberechnungen identifiziert. Sollte ein Ausbaubedarf bestehen, werden anschließend die notwendigen Netzausbaumaßnahmen und die damit verbundenen Kosten identifiziert und als Einflussfaktoren an das SKA-Anlagenmodell weitergegeben. Zusätzlich wird eine strom- und gasnetzdienliche Positionierung und Dimensionierung der SKA vorgenommen. Basierend auf diesen Untersuchungen werden Strom- und Gasnetzknoten bestimmt, an denen die SKA einen stromnetzdienlichen Einsatz gewährleisten können. Zur netzdienlichen Dimensionierung der SKA wird außerdem ein elektrischer Leistungskorridor bestimmt, damit die installierte elektrische Leistung der SKA einerseits ausreicht, um den netzdienlichen Einsatz sicherzustellen und andererseits gewährleistet, dass die SKA nicht selbst Grenzwertverletzungen im Stromverteilnetz verursacht. Anschließend kann der Netzbetreiber mit den Parametern der netzdienlichen Positionierung (Optimaler Standort) und Dimensionierung (Leistungskorridor) ein Ausschreibungsverfahren initiieren, auf das sich potenzielle Investoren (Anlagenbetreiber) bewerben können. Die Parameter der netzdienlichen Positionierung und Dimensionierung sind dabei als räumliche und leistungsgebundene Restriktionen anzusehen. In dem SKA Modell kann anschließend eine Simulation der Wirtschaftlichkeit für die potenziellen Investoren durchgeführt werden. Voraussetzung dafür sind Einflussfaktoren, die die Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine solche SKA bedingen. Zu diesen zählen neben den Investitionskosten (CAPEX) und operativen Kosten (OPEX) der SKA auch Gewinne die mit den betrachteten Geschäftsmodellen erwirtschaftet werden können. Zusätzlich werden die alternativ anfallenden Kosten für einen Netzausbau mit der Planungsoption der SKA verglichen, da diese beiden Optionen in direkter Konkurrenz zueinander stehen. Mithilfe dieser Informationen können Investoren innerhalb der gesetzten Restriktionen der netzdienlichen Positionierung und Dimensionierung eine betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung durchführen, die das monetäre Investitionspotenzial maximieren soll. Wenn die betriebswirtschaftlich optimale Leistung der SKA ermittelt wird, muss anschließend noch bewertet werden, ob die Anlage selbst einen Netzausbau in dem Gasverteilnetz verursacht. Als zusätzliche Option für die Dimensionierung der SKA wird die ausschließliche Nutzung als Betriebsmittel in Betracht gezogen. Dies ermöglicht es dem Netzbetreiber, die SKA selbst zu betreiben. Da der Netzbetreiber unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen keine Energie vermarkten darf, führt dies aber dazu, dass der Netzbetreiber keine weiteren wirtschaftlichen Vorteile (zum Beispiel Vermarktung von Wasserstoff bei einer PtGA) aus dem Betrieb der Anlage ziehen darf¹. Diese Einschätzung legt nahe, dass diese Variante lediglich als theoretische und praxisferne Option angesehen werden sollte.

¹ Siehe EnWG §7 Rechtliche Entflechtung von Verteilernetzbetreibern

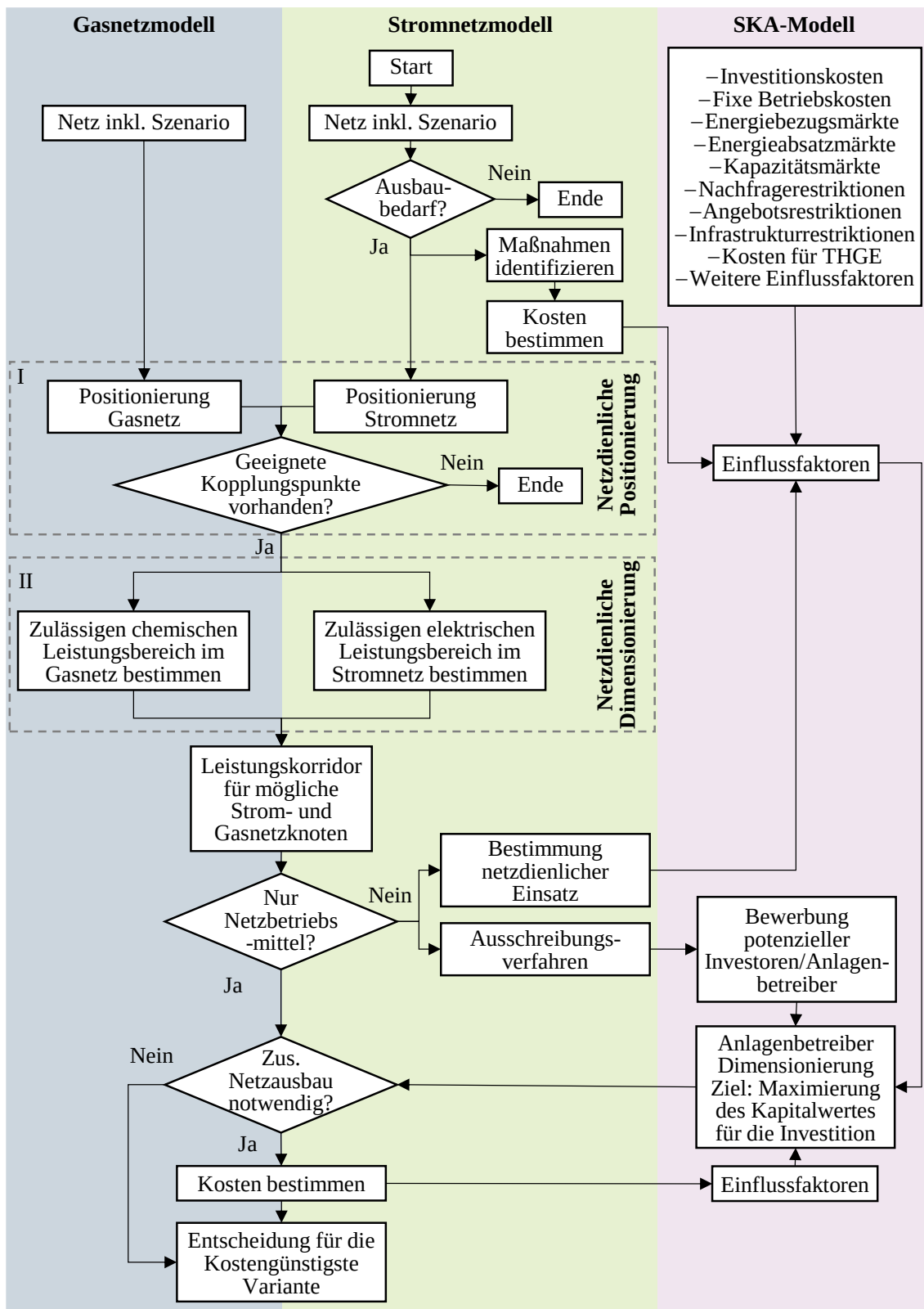


Abbildung 3.1: Flussdiagramm zur Methode der integrierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen unter Berücksichtigung von Sektorenkopplungsanlagen (SKA)

3.3 Integrierte Zielnetzplanung - Simulationsergebnisse

Die integrierte Strom- und Gasnetzplanung wird im Folgenden gemäß dem beschriebenen Konzept durchgeführt. Zur Veranschaulichung werden repräsentative Anwendungsfälle (im Folgenden auch mit „AF“ abgekürzt) betrachtet. Die AF stellen konkrete Beispiele für die Anwendung des vorgestellten Konzepts und der Modellierung dar. Die konventionelle Planungsmethode dient als technischer und ökonomischer Referenzwert.

3.3.1 Netzdienliche Positionierung und Dimensionierung von Sektorenkopplungsanlagen

Abbildung 3.2 zeigt die geografischen Schnittstellen zwischen den betrachteten realen Strom- und Gasverteilnetzen. Basierend auf der geografischen Lage der Strom- und Gasnetze und der damit einhergehenden Bereiche möglicher Kopplungen zwischen diesen, lassen sich zunächst drei Bereiche für eine Demonstration der integrierten Planung identifizieren: die Versorgungsgebiete im Nordwesten, Nordosten und Südwesten.

Abbildung 3.2 zeigt überdies eine Übersicht aller stromnetzseitig möglichen Standorte für netzdienliche SKA. Diese werden gemäß dem Ablauf der Positionierung im Stromverteilnetz bestimmt. Zusammengefasst besteht der Teilprozess darin, dass die Stromverteilnetze mit hinterlegtem Szenario eingelesen werden, Grenzwertverletzungen im Szenario identifiziert und Ersatznetze für diese gebildet werden. Anschließend werden, über eine iterative OPF-Berechnung, alle Knoten identifiziert an denen durch NDL die Grenzwertverletzungen behoben werden können. Die möglichen Standorte für KWKA sind als orangene Dreiecke und die möglichen Standorte für PtGA als blaue Kreuze dargestellt. Im südwestlichen Versorgungsgebiet treten keine lastbedingten Grenzwertverletzungen auf, weshalb hier keine KWKA zur Erbringung von NDL zum Einsatz kommen. Über das gesamte Versorgungsgebiet betrachtet ist zu sehen, dass für PtGA nur wenige Standorte für die netzdienliche Positionierung infrage kommen. Bei den KWKA hingegen eignen sich eine große Vielzahl an Standorten zur netzdienlichen Stützung der Stromverteilnetze. Dies liegt daran, dass in den betrachteten städtischen bis vorstädtischen Stromverteilnetzen die Grenzwertverletzungen erzeugungsseitig nur durch einzelne WEA und lastseitig durch die Summe vieler verteilter Lasten, wie Heizwärmepumpen oder Ladesäulen, auftreten.

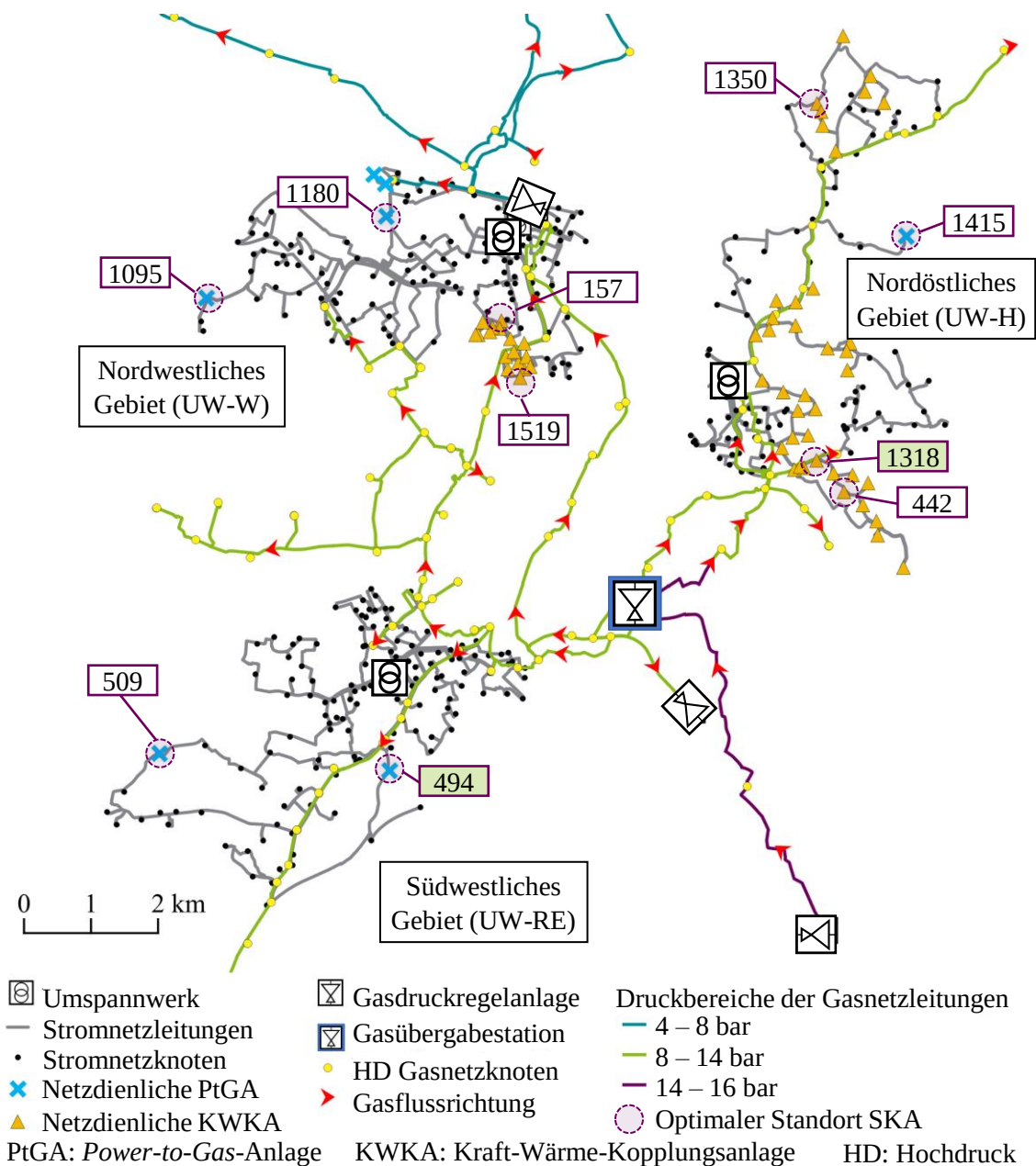


Abbildung 3.2: Geografische Überschneidung der betrachteten Stromverteilstetze und des betrachteten Hochdruck-Gasverteilstetzes, zusätzlich sind alle stromnetzseitig möglichen Standorte für stromnetzdienliche Power-to-Gas-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dargestellt

Im nächsten Schritt wird innerhalb dieser Gebiete ermittelt, welche Ringe der Stromverteilstetze in den Zukunftsszenarien von Grenzwertverletzungen betroffen sind. Diese können anschließend isoliert betrachtet werden. Durch die Betrachtung der Grenzbetriebsfälle Starklast und Starkeinspeisung wird ein Leistungskorridor für mögliche installierte elektrische Leistungen, P_{el} , der SKA bestimmt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind in der nachfolgenden Tabelle 3.1 nur die als stromnetzseitig optimal definierten Standorte mit dem entsprechenden Leistungskorridor dargestellt.

Tabelle 3.1: Netzdienliche Dimensionierung der Sektorenkopplungsanlagen an den Standorten mit der minimalen elektrischen Leistung. Detaillierte Betrachtung erfolgt für grün markierte Anlagen

Stromver- teilnetz	Sektoren- kopplungsan- lage	Strom- knoten	Halb- ring	Minimale elektri- sche Leistung $P_{el,min}$ in MW	Maximale elektri- sche Leistung $P_{el,max}$ in MW
UW-RE	PtGA	494	16	1,3	4,0
UW-RE	PtGA	509	0	2,8	3,7
UW-H	KWKA	1350	1	1,8	3,5
UW-H	KWKA	442	3	0,8	3,3
UW-H	KWKA	1318	4	1,5	4,2
UW-H	PtGA	1415	7	1,2	1,8
UW-W	KWKA	157	0	0,7	3,0
UW-W	KWKA	1519	2	1,6	3,5
UW-W	PtGA	1095	1	2,3	3,5
UW-W	PtGA	1180	14	2,5	3,4

Im Folgenden werden die zwei in Tabelle 3.1 grün markierten Fälle beispielhaft näher beschrieben. Im ersten Fall wird im Stromverteilnetz UW-H eine KWKA und im zweiten Fall im Stromverteilnetz UW-RE eine PtGA netzdienlich als SKA eingesetzt.

3.3.1.1 Netzdienliche Positionierung einer KWKA am Beispiel UW-H

Abbildung 3.3 zeigt links das gesamte Stromverteilnetz UW-H im Starklastfall und rechts den überlasteten Halbring 4 als Teilnetz, ebenfalls im Starklastfall. Indem der betroffene Halbring 4 isoliert als Teilnetz betrachtet wird, kann das Problem von den restlichen Grenzwertverletzungen in den Halbringen 1 und 3 getrennt werden. Somit kann daraufhin der verwendete OPF-Algorithmus nur auf dieses Teilnetz angewendet werden. Durch die isolierte Betrachtung des Halbringes kann eine leichte Verzerrung der Spannung am Umspannwerk auftreten, da die Transformatorverluste bei geringerer Gesamtlast (da nur ein Halbring angeschlossen ist) ebenfalls reduziert sind. Um dies zu umgehen, wird vorab eine Jahreszeitreihenberechnung für das Gesamtnetz durchgeführt. Die Ergebnisse der Zeitreihenberechnung der Spannung am Umspannwerk dienen anschließend als Eingangsparameter für den *Slack*-Knoten der Zeitreihenberechnung der Teilnetze. Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung für den Grenzbetriebsfall Starklast zeigen, dass in dem betroffenen Halbring insbesondere die Leitungen, die zur Sammelschiene am Umspannwerk führen, stark überlastet sind. Da das Stromverteilnetz in offenen Halbringen betrieben wird und ein Lastabwurf ausgeschlossen ist, wird der Grenzwert für den relativen thermischen Grenzstrom der Leitungen, wie bei der konventionellen Planung, auf $I / I_{th} = 60 \%$ festgelegt.

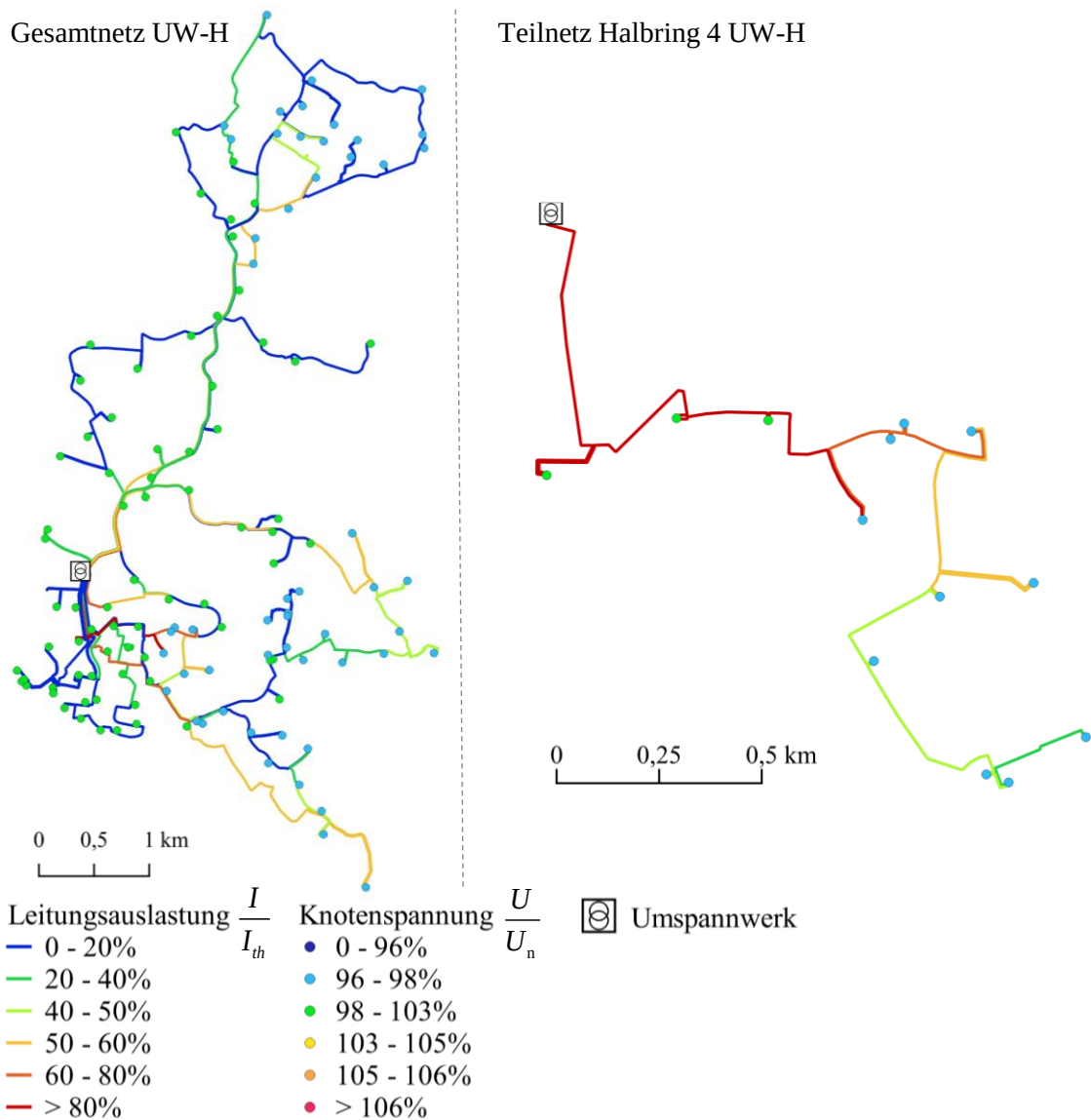
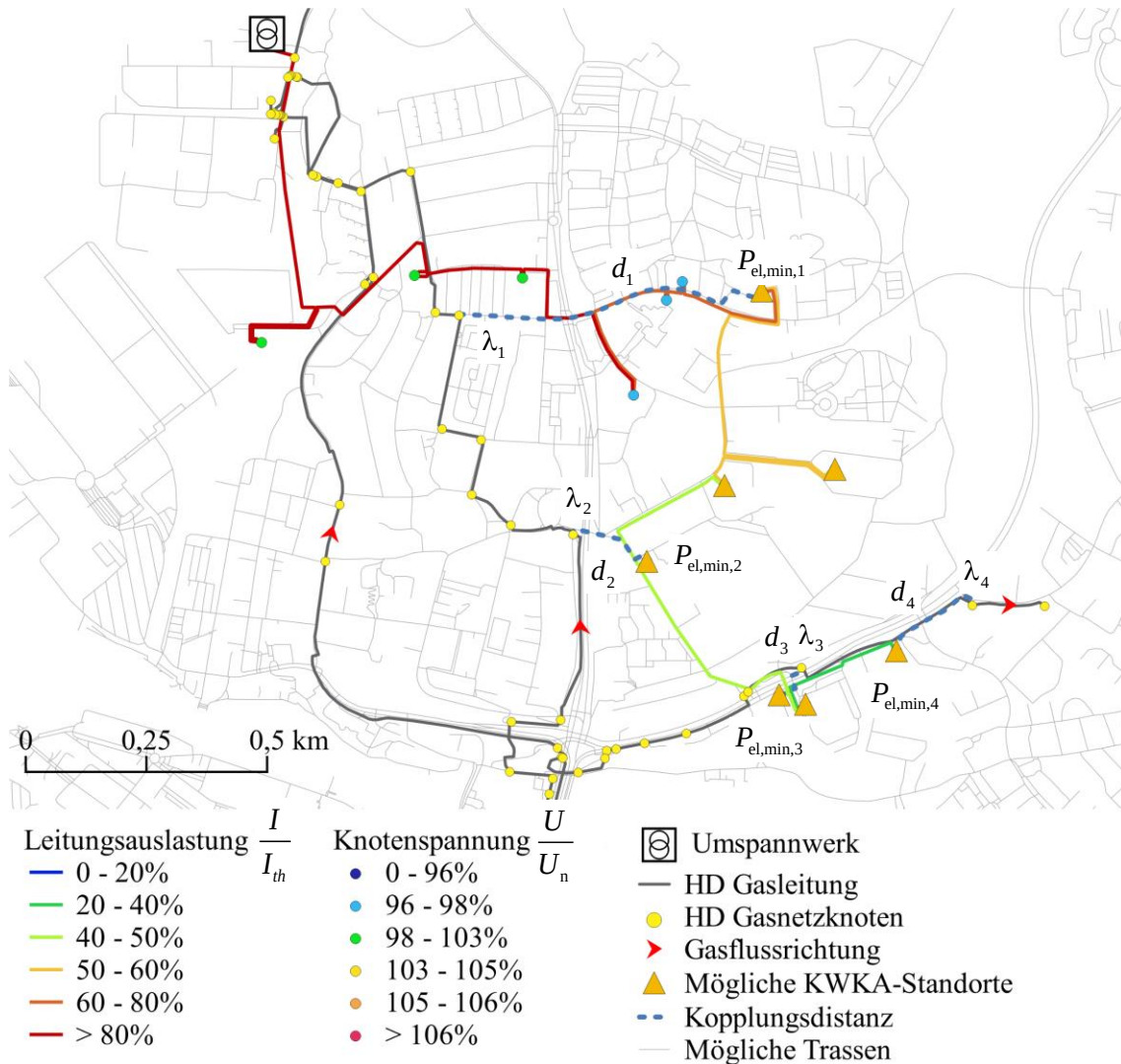


Abbildung 3.3: Stromverteilnetz UW-H im Starklastfall als Gesamtnetz links und überlasteter Halbring 4 als Teilnetz im Starklastfall rechts

In der Abbildung 3.4 ist das Ergebnis für die netzdienliche Positionierung der KWKA dargestellt. Alle möglichen Standorte, die für eine netzdienliche Positionierung infrage kommen, sind als orangene Dreiecke dargestellt. Diese wurden durch den OPF-Algorithmus als gültige Lösungen für die Behebung der Grenzwertverletzungen identifiziert. Für die KWKA, die sich für eine Kopplung mit dem anliegenden Gasverteilnetz eignen, wird die Kopplungsdistanz über einen Routingalgorithmus berechnet. Als Graph für den Routingalgorithmus wird die Trassierung aus der *OpenStreetMap* Datenbank verwendet [4]. Die berechneten Kopplungsdistanzen d sind als blau gestrichelte Linien in der Abbildung dargestellt.



$P_{el,min}$: Minimale benötigte elektrische Leistung; d : Kopplungsdistanz; λ : Gasausspeisepotenzial

Abbildung 3.4: Überlasteter Halbring 4 als Teilnetz des Stromverteilnetzes UW-H im Starklastfall und anliegendes Hochdruck Gasverteilnetz sowie mögliche Standorte für netzdienliche KWKA

Neben der minimalen elektrischen Leistung $P_{el,min}$ für die vier sinnvollen² Standorte der netzdienliche KWKA ist auch das Gasausspeisepotenzial λ dargestellt. Die Werte für die einzelnen Parameter sind in der Tabelle 3.2 dargelegt. Dabei ist anzumerken, dass es bei der benötigten minimalen elektrischen Leistung der KWKA $P_{el,min}$ stromnetzseitig kaum zu Unterschieden zwischen den einzelnen Standorten gibt. Dies liegt an der etwa gleich hohen Sensitivität der betrachteten Stromnetz-knoten. Die benötigte Leistung sinkt leicht, je weiter entfernt die SKA von der Sammelschiene am Umspannwerk positioniert

² Die Güte der Standorte wird über eine händische Vorauswahl bestimmt. Beispielsweise werden Stromnetz-knoten ausgeschlossen, die eine offensichtlich höhere Kopplungsdistanz aufweisen und bei denen der Gasnetz-knoten zur Kopplung identisch ist.

werden. Für den aus dieser Sicht letzten, möglichen Standort der KWKA im Halbring beträgt die minimal benötigte elektrische Leistung $P_{\text{el,min},4} = 1,49 \text{ MW}$. Währenddessen würde an dem Standort, der am nächsten an der Sammelschiene angesiedelt ist, eine minimale elektrische Leistung von $P_{\text{el,min},1} = 1,51 \text{ MW}$ benötigt werden, um die gleichen NDL erbringen zu können. Bei der Kopplungsdistanz d kommt es für die unterschiedlichen Positionierungsoptionen zu einigen Unterschieden. Die höchste Kopplungsdistanz beträgt $d_1 = 660 \text{ m}$ und die geringste Kopplungsdistanz $d_3 = 87 \text{ m}$. Bei dem Gasausspeisepotenzial ergeben sich keine Unterschiede zwischen den einzelnen Standorten, da die hydraulische Übertragungskapazität der Gasrohrleitungen ausreicht, um die KWKA mit ihrer installierten Nennleistung zu versorgen. Zusätzlich wird angenommen, dass es zu keinen zeitlichen Engpässen bei der Ausspeisung von Gas kommt.

Aus den Parametern minimale elektrische Leistung $P_{\text{el,min}}$, Kopplungsdistanz d und Gasausspeisepotenzial λ werden anschließend die relativen Bewertungsfaktoren x_p , x_d und x_λ berechnet. Dazu werden die Formeln:

$$x_{p,i} = 1 - \frac{P_{\text{el,min},i}}{\max(P_{\text{el,min},1}, P_{\text{el,min},2}, \dots, P_{\text{el,min},n})}$$

$$x_{d,i} = 1 - \frac{d_i}{\max(d_1, d_2, \dots, d_n)}$$

$$x_{\lambda,i} = \frac{\lambda_i}{\max(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)}$$

mit $i \in \text{Positionierungsoptionen}$ und n als letzte Positionierungsoption

verwendet. Die Bewertungsfaktoren fließen anschließend gleichgewichtet in den Positionierungsindex δ :

$$\delta_i = \frac{x_{p,i} + x_{d,i} + x_{\lambda,i}}{3} \text{ mit } i \in \text{Positionierungsoptionen}$$

der infrage kommenden Standorte ein. Das Ergebnis zeigt, dass der niedrigste Positionierungsindex $\delta_1 = 0,333$ und der höchste Positionierungsindex $\delta_3 = 0,625$ beträgt. Somit ist letzterer Standort vor den anderen zu priorisieren. Eine Umsetzung muss im jeweiligen Einzelfall überprüft werden. Da hier von einer rein theoretischen Untersuchung ausgegangen wird, ist dies nicht notwendig.

Tabelle 3.2: Priorisierung für die Positionierung der KWKA (Standort mit dem höchsten Bewertungsindex δ ist in grün dargestellt)

$P_{\text{el,min}}$	x_p	d	x_d	λ	x_λ	δ
$P_{\text{min},1} = 1,51$	$x_{p,1} = 0,000$	$d_1 = 660$	$x_{d,1} = 0,000$	$\lambda_1 = 100 \%$	$x_{\lambda,1} = 1,000$	$\delta_1 = 0,333$
$P_{\text{min},2} = 1,50$	$x_{p,2} = 0,007$	$d_2 = 188$	$x_{d,2} = 0,715$	$\lambda_2 = 100 \%$	$x_{\lambda,2} = 1,000$	$\delta_2 = 0,574$
$P_{\text{min},3} = 1,50$	$x_{p,3} = 0,007$	$d_3 = 87$	$x_{d,3} = 0,868$	$\lambda_3 = 100 \%$	$x_{\lambda,3} = 1,000$	$\delta_3 = 0,625$
$P_{\text{min},4} = 1,49$	$x_{p,4} = 0,013$	$d_4 = 195$	$x_{d,4} = 0,705$	$\lambda_4 = 100 \%$	$x_{\lambda,4} = 1,000$	$\delta_4 = 0,573$

3.3.1.2 Netzdienliche Positionierung einer PtGA am Beispiel UW-RE

Anschließend folgt ein Beispiel für den Fall, dass eine PtGA NDL erbringt. In der Abbildung 3.5 sind links das Stromverteilnetz UW-RE und rechts das Teilnetz, bestehend aus dem überlasteten Halbring 16, abgebildet.

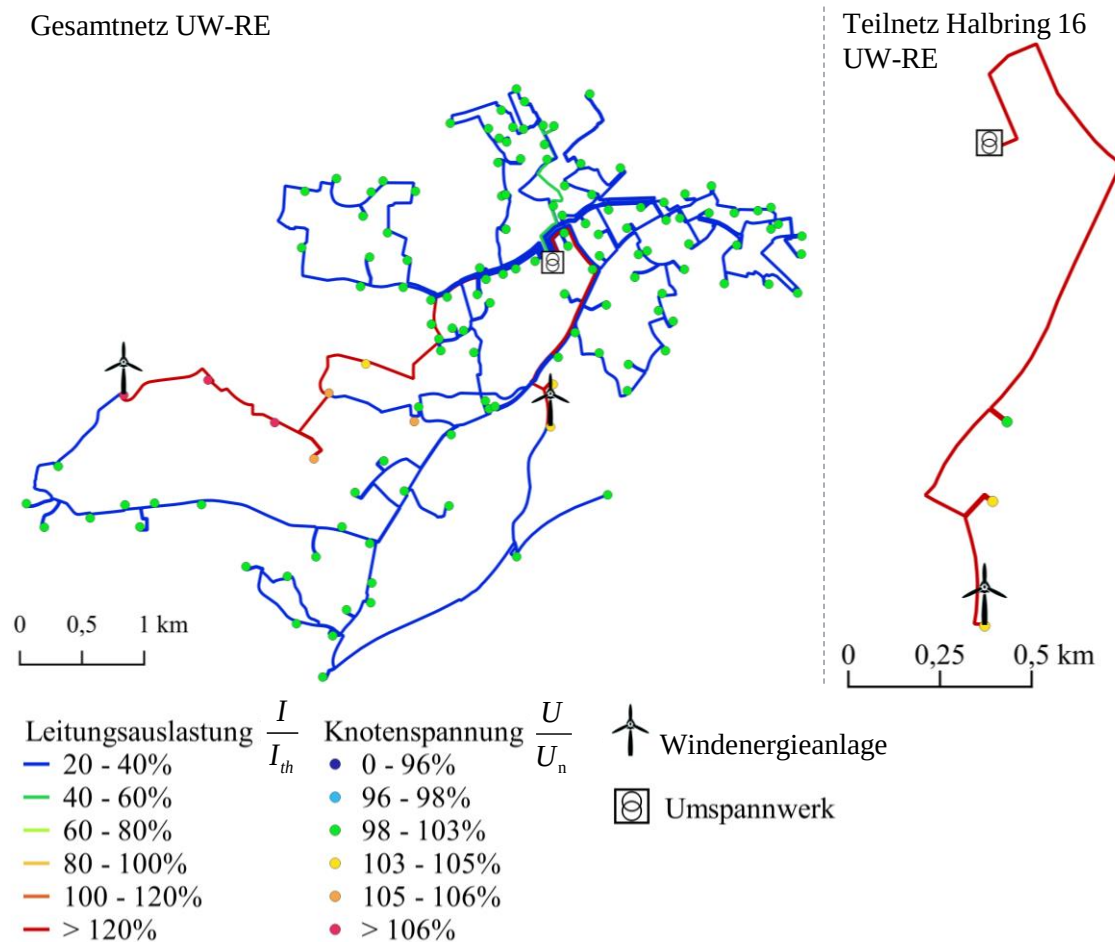
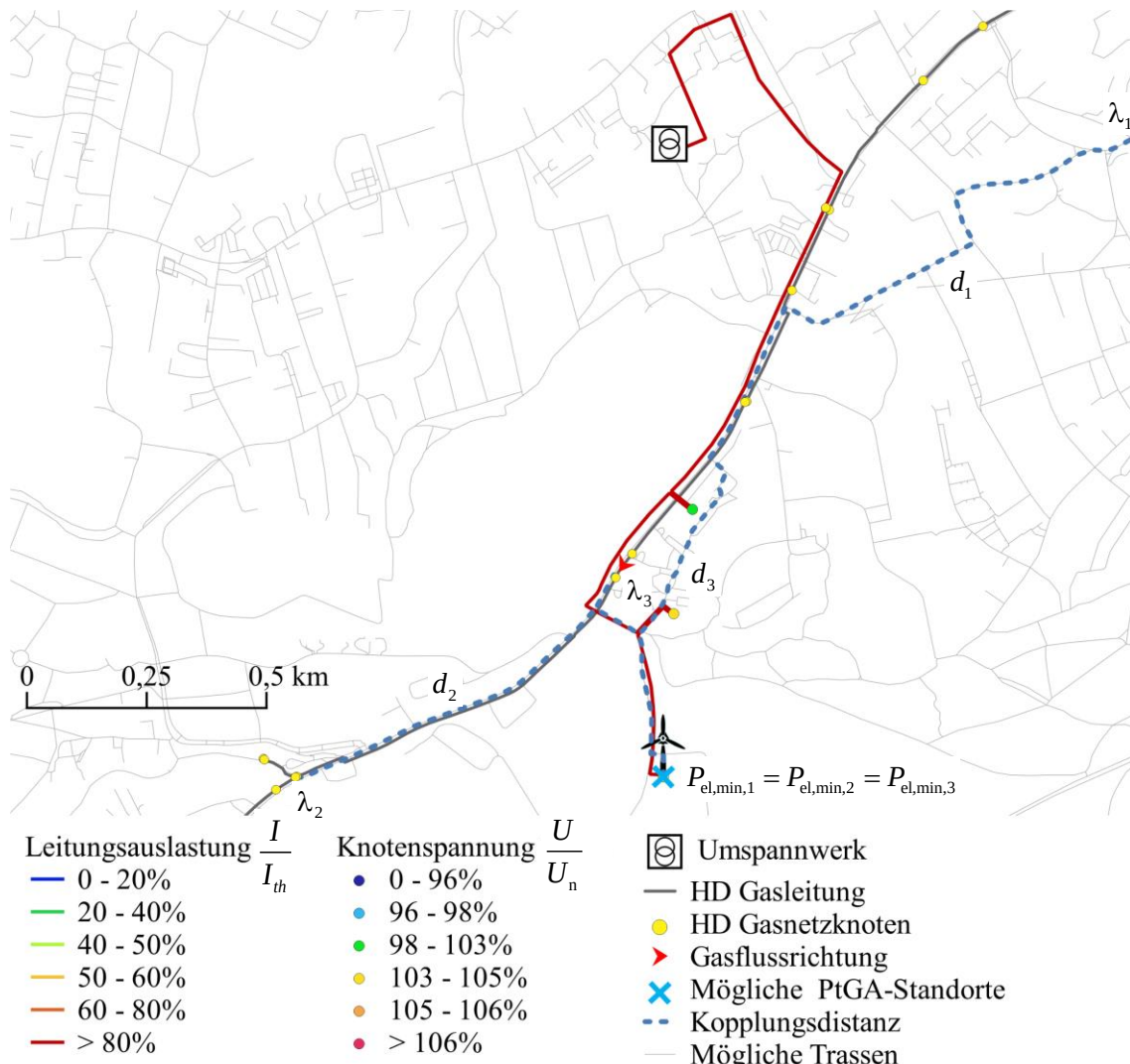


Abbildung 3.5: Stromverteilnetz UW-RE im Starkeinspeisefall als Gesamtnetz links und überlasteter Halbring 16 als Teilnetz im Starklastfall rechts

Es ist erkennbar, dass die thermischen Überlastungen der Leitungen im Halbring durch eine WEA, die am Strangende angeschlossen ist, verursacht werden. Als Positionierungsoption für den Einsatz einer netzdienlichen PtGA kommt stromnetzseitig nur der Knoten in Frage, an dem auch die WEA angeschlossen ist (siehe Abbildung 3.6). An diesem Knoten ist eine minimale elektrische Leistung von $P_{el,min,1} = 1,23 \text{ MW}$ erforderlich, um im Starkeinspeisefall den Überschussstrom der WEA auszugleichen. Gasnetzseitig werden drei Positionierungsoptionen untersucht. Die erste Option ist, dass eine PtGA Wasserstoff in das anliegende Erdgasverteilnetz beimischt. Folglich müsste aus technisch und regulatorischen Gründen eine gasnetzseitige Kopplung an der GDRA erfolgen. In der zweiten und dritten Option wird jeweils das Szenario einer Umstellung des Erdgasverteilnetzes auf Wasserstoff untersucht. Somit kann in diesen Fällen eine Einspeisung an einem Gasnetz-knoten in unmittelbarer Nähe zu dem optimalen Stromverteilnetz-knoten erfolgen. Diese Optionen werden detaillierter analysiert, da

diese im späteren Verlauf der Untersuchungen einen hohen Einfluss auf die wirtschaftliche Bewertung aus der Sicht der Netz- und Anlagenbetreibers nehmen (Abschnitte 3.3.3 und 3.3.4).



$P_{el,min}$: minimale benötigte elektrische Leistung d : Kopplungsdistanz λ : Einspeisepotenzial

Abbildung 3.6: Überlasteter Halbring 16 als Teilnetz des Stromverteilnetzes UW-RE im Starkeinspeisefall und anliegendes Hochdruck Gasverteilnetz sowie mögliche Standorte für netzdienliche PtGA

Die Tabelle 3.3 stellt die Faktoren dar, die zur Bewertung der Positionierungsoptionen herangezogen werden. Da stromnetzseitig nur ein Knoten für die Positionierung infrage kommt, ist der Parameter der minimalen elektrischen Leistung $P_{el,min}$ nicht ausschlaggebend für die Bewertung der Positionierungsoptionen. Bei den Kopplungsdistancen kommt es allerdings zu großen Unterschieden für die drei Optionen. Die Option, bei der eine Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgasverteilnetz erfolgt, schneidet dabei am schlechtesten ab. Aufgrund der hohen Kopplungsdistanz von $d_1 = 5.705,78$ m sind hier hohe Kosten zu erwarten, die sich negativ auf die Bewertung dieser Option auswirken. Am besten schneidet hier die Option drei ab, bei der die Kopplungsdistanz $d_3 = 464,92$ m beträgt. Alle drei Optionen schneiden beim letzten betrachteten Bewertungsfaktor, dem maximalen Gas-einspeisepotenzial λ , ähnlich gut ab. Rekapitulierend ist zu erwähnen, dass es sich bei dem Parameter

um den relativen Faktor aus der theoretisch maximalen Volllaststundenzahl unter Einbeziehung der Einspeiserestriktion, bezogen auf die 8.760 Stunden eines Jahres, handelt. Die Positionierungsoption eins schneidet dabei mit einem Wert von $\lambda_1 = 93 \%$ am besten ab. Dies liegt daran, dass an der GDRA ein höherer Gasdurchfluss zustande kommt und somit die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas ohne große Restriktionen erfolgen kann. Für die anderen beiden Gasverteilnetzknuten ergibt sich ein ähnlich gutes Bild mit $\lambda_2 = \lambda_3 = 90 \%$. Aus den Parametern ergibt sich als bester Standort die Positionierungsoption 3 mit einem Positionierungsindex von $\delta_3 = 0,629$. Am schlechtesten schneidet hingegen die Positionierungsoption 1 mit einem Positionierungsindex von $\delta_1 = 0,333$ ab, bedingt durch die große Kopplungsdistanz.

Tabelle 3.3: Priorisierung für die Positionierung der PtGA (Standort mit dem höchsten Bewertungsindex δ ist in grün dargestellt)

Gasnetzanschluss bzw. Beimischungsgrenze	Erdgasnetz und Beimischungsgrenze von 20 Vol.-%: Positionierungsoption 1	Wasserstoffnetz: Positionierungsoption 2	Wasserstoffnetz: Positionierungsoption 3
$P_{el,min}$	$P_{el,min,1} = 1,23$	$P_{el,min,2} = 1,23$	$P_{el,min,3} = 1,23$
x_p	$x_{p,1} = 0,000$	$x_{p,2} = 0,000$	$x_{p,3} = 0,000$
d	$d_1 = 5705,78$	$d_2 = 1112,30$	$d_3 = 464,92$
x_d	$x_{d,1} = 0,000$	$x_{d,2} = 0,805$	$x_{d,3} = 0,919$
λ	$\lambda_1 = 93 \%$	$\lambda_2 = 90 \%$	$\lambda_3 = 90 \%$
x_λ	$x_{\lambda,1} = 1,000$	$x_{\lambda,2} = 0,968$	$x_{\lambda,3} = 0,968$
δ	$\delta_1 = 0,333$	$\delta_2 = 0,591$	$\delta_3 = 0,629$

3.3.2 Validierung der netzdienlichen Positionierung im Stromverteilnetz

Um nachzuweisen, dass die Erbringung von NDL an den zuvor als optimal definierten Standorten zur Entlastung des Stromverteilnetzes und zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen wirksam ist, erfolgt im Anschluss eine umfassende Jahreslastflussberechnung in den betroffenen Stromverteilnetzen. Die technische Wirksamkeit der Erbringung von lokalen NDL wird exemplarisch durch die in Abbildung 3.7 als Box-Plot dargestellten Ergebnisse der viertelstündigen Leistungsflussberechnung für den Halbring 16 im Versorgungsgebiet des UW-RE überprüft. Auf der linken Seite des Diagramms ist die bezogene thermische Auslastung I / I_{th} der Leitungen und auf der rechten Seite die bezogene Spannung U / U_n der Knoten im Halbring aufgetragen. Die Ergebnisse vor der Erbringung von NDL sind in grün und nach der Erbringung von NDL in lila dargestellt. Zu sehen ist, dass der Grenzwert von 100 % bezogen auf den thermischen Grenzwert der Leitungen durch den Einsatz der PtGA in jedem Zeitschritt eingehalten wird. Sowohl vor als auch nach der Erbringung von NDL treten im Halbring keine Spannungsprobleme auf.

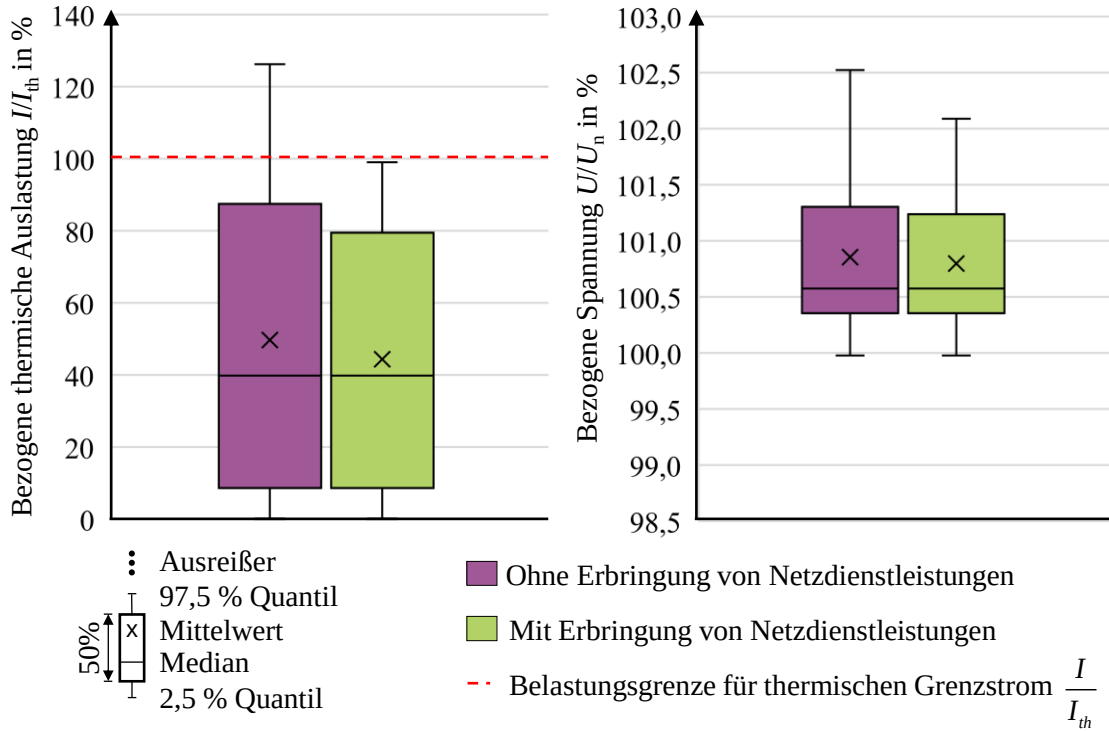


Abbildung 3.7: Maximale Leistungsauslastung vor und nach der Erbringung von Netzdienstleistungen durch eine PtGA im Halbring 16 im Versorgungsgebiet des UW-RE

Im Anschluss erfolgt, innerhalb der Restriktionen der netzdienlichen Positionierung und Dimensionierung der SKA, deren betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung.

3.3.3 Betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung – Ergebnisse aus der Sicht des Anlagenbetreibers

Für jeden identifizierten optimalen, netzdienlichen Standort wird eine betriebswirtschaftliche Optimierung innerhalb des Leistungskorridors der netzdienlichen Dimensionierung (siehe Tabelle 3.1) durchgeführt. Dazu werden unterschiedliche Kombinationen der Geschäftsmodelle für die verschiedenen Leistungsklassen der SKA untersucht. Unterschiedliche Ausprägungen können an dieser Stelle beispielsweise unterschiedliche Energiepreiskonstellationen oder die Teilnahme an unterschiedlichen Märkten sein. Um eine Vergleichsgröße für die Bewertung und den Vergleich der unterschiedlichen Investitionsoptionen aus der Sicht eines Betreibers einer Sektorenkopplungsanlage zu bestimmen, wird der Kapitalwert mit der folgenden Formel (0.1) genutzt:

$$C_{SKA,t_0} = -K_{CAPEX,t_0} + \sum_{t=1}^M \left(\left(-K_{OPEX,t} + \sum_{i=1}^n (e_{GM,i} - a_{GM,i}) \right) \cdot (1+z)^{-t} \right) \quad (0.1)$$

C_{SKA,t_0} : Kapitalwert für die Investitionsoption einer Sektorenkopplungsanlage im Investitionsjahr t_0 in €
 K_{CAPEX,t_0} : Investitionskosten für die Sektorenkopplungsanlage im Investitionsjahr t_0 in €
 t : Laufvariable für die Jahre der kalkulatorischen Lebensdauer der Sektorenkopplungsanlage
 M : Kalkulatorische Lebensdauer der Sektorenkopplungsanlage in Jahren
 $K_{OPEX,t}$: Betriebskosten pro Jahr bezogen auf die Investitionskosten in €
 i : Laufvariable für die Berechnungszeitschritte im Basisjahr
 n : Anzahl an Zeitschritten im Basisjahr in denen durch ein Geschäftsmodell ein Gewinn erzielt wird
 $e_{GM,i}$: Einnahmen durch ein Geschäftsmodell (GM) im Zeitschritt i in €
 $a_{GM,i}$: Ausgaben durch ein Geschäftsmodell (GM) im Zeitschritt i in €
 z : Kalkulatorischer Zinssatz in %

Die Formel erlaubt die Betrachtung der Einnahmen $e_{GM,i}$, die mit den angenommenen Geschäftsmodellen erzielt werden können, sowie der Ausgaben $a_{GM,i}$, die in diesem Zusammenhang für die Energiebeschaffung anfallen. Zusätzlich fließen in die Formel die Investitionskosten für die SKA K_{CAPEX,t_0} sowie weitere Betriebskosten, beispielsweise für Wartung und Instandhaltung K_{OPEX,t_0} , ein. Abhängig vom Zeitpunkt des Zahlungsflusses werden die Einnahmen und Ausgaben mithilfe des kalkulatorischen Zinssatzes z und über die Lebensdauer der SKA M auf das Investitionsjahr t_0 abgezinst. Die für die integrierte Planung genutzten Investitionskosten der betrachteten SKA K_{CAPEX,t_0} sind in der Abbildung 3.8 dargestellt.

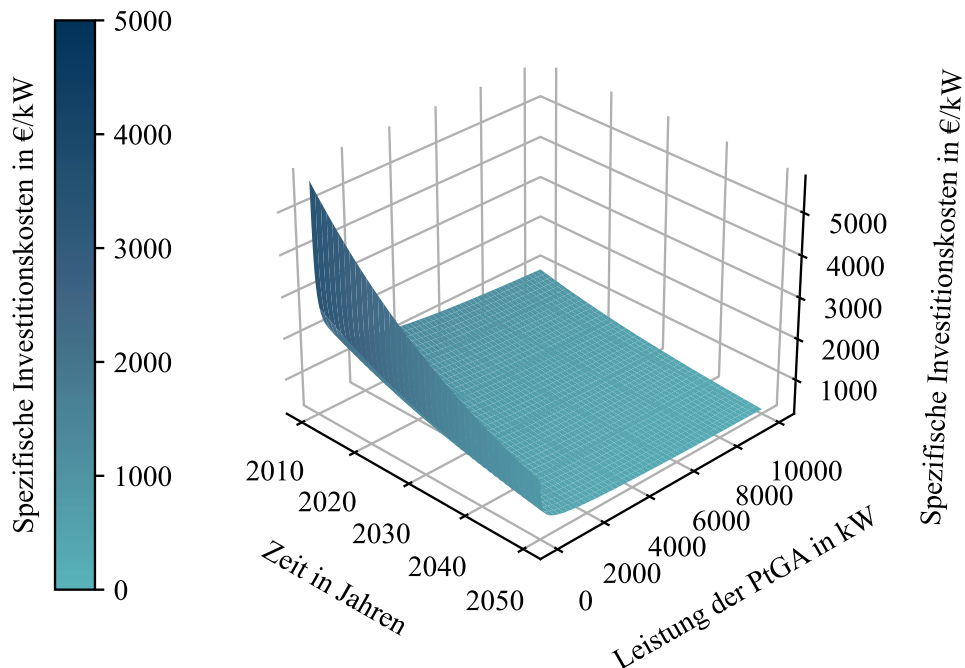


Abbildung 3.8: Spezifische Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen unter Berücksichtigung einer angenommenen Preisdigression bis 2050. Für Brennstoffzellen werden dieselben Kostenannahmen getroffen (eigene Abbildung aus [5])

Dabei wird für PtGA eine Kostendegression über die Jahre angenommen, welche in [5] aus einer Vielzahl wissenschaftlicher Quellen zusammengestellt wurde. Die spezifischen Kosten pro kW installierter elektrischer Leistung P_{el} sind in der Abbildung 3.8 dargestellt. Aufgrund der Technologieähnlichkeit werden für BZ dieselben Kosten angesetzt. Die spezifischen Kosten pro kW installierter elektrischer Leistung P_{el} für BHKW sind in der Abbildung 3.9 dargestellt.

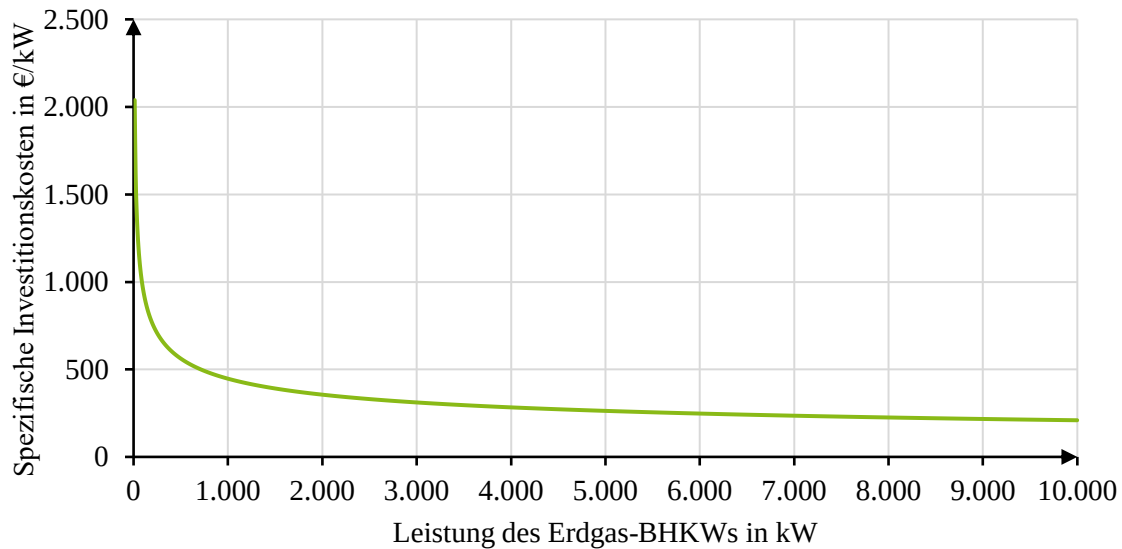


Abbildung 3.9: Genutzte spezifische Investitionskosten für Erdgas-Blockheizkraftwerke (BHKW) (eigene Abbildung aus [6])

Die nachfolgenden Ergebnisse werden analog zu Abschnitt 3.3.1 beispielhaft anhand der AF einer KWKA im Stromverteilnetz UW-H und einer PtGA im Stromverteilnetz UW-RE untersucht.

3.3.3.1 KWKA im Stromverteilnetz UW-H

Zunächst werden die Ergebnisse des AF präsentiert, in dem eine KWKA jeweils über ein bestehendes Erdgas- oder ein umzustellendes Wasserstoffverteilnetz gespeist wird. Im ersten AF wird ein BHKW als Technologie und im zweiten AF eine BZ angenommen. Die Eckpunkte der beiden AF sind in der Tabelle 3.4 skizziert.

Tabelle 3.4: Untersuchte Anwendungsfälle für die betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung einer KWKA im Versorgungsgebiet vom UW-H

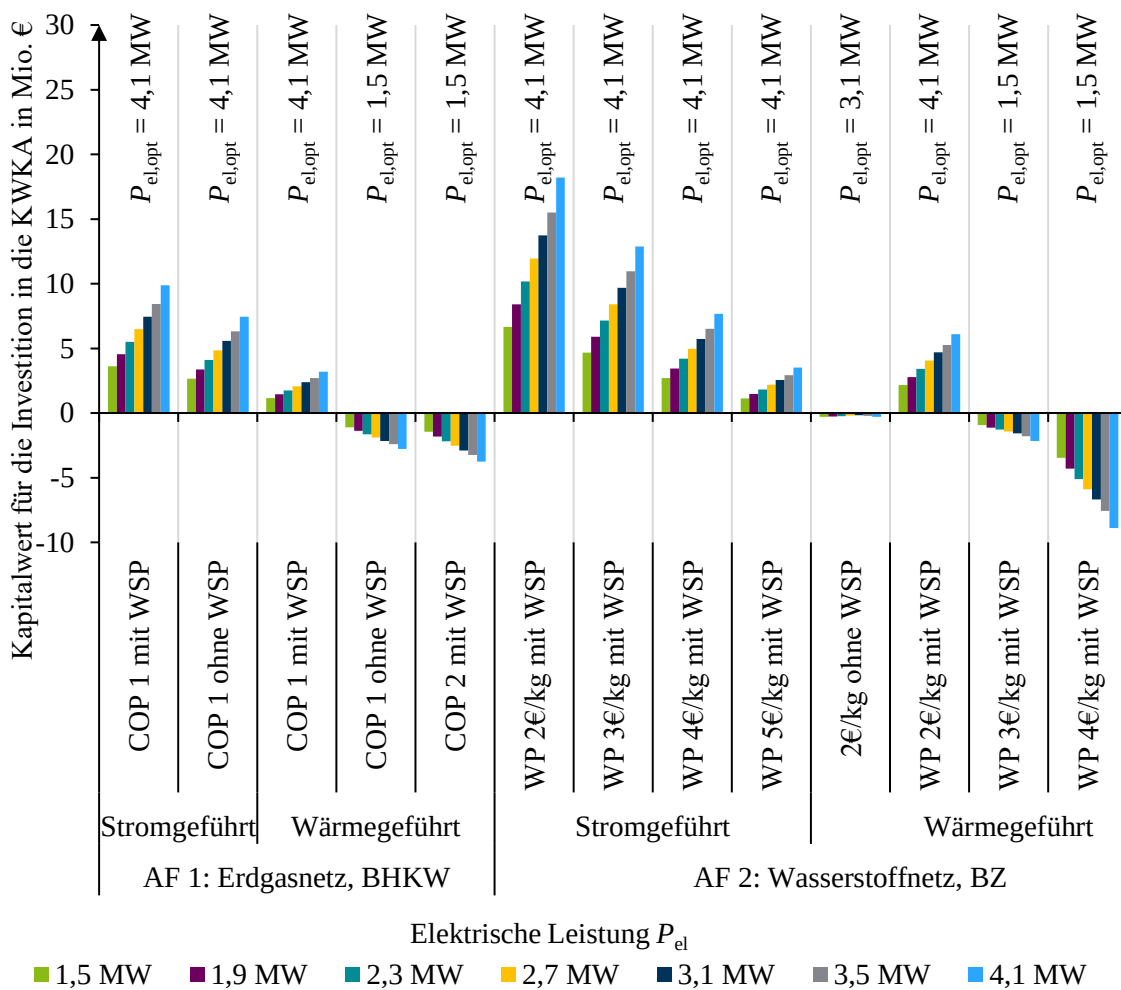
AF 1: Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Erdgasentnahme aus einem Erdgasnetz
Das Blockheizkraftwerk wird mit Erdgas aus dem Gasverteilnetz gespeist. Der produzierte Strom und die produzierte Wärme werden über das Geschäftsmodell Optimierung am Spotmarkt berücksichtigt. Vereinfachend wird dazu für Wärme und Erdgas derselbe Absatzpreis angenommen. Zusätzlich wird die Erbringung von lokalen Netzdienstleistungen als Geschäftsmodell berücksichtigt. Für den Wärme- bzw. Erdgaspreis wird der Mittelwert des <i>day-ahead</i> Erdgaspreises an der EEX für die Jahre 2013 bis 2020 angenommen. Für den Strompreis wird die Strompreiszeitreihe für das Szenario D für das Jahr 2050 verwendet. In dem AF wird zwischen einer strom- und einer wärmegeführten Betriebsweise unterschieden. Zusätzlich werden 2 unterschiedliche CO ₂ Preise betrachtet: ein hoher (COP 1) und ein niedriger (COP 2).
AF 2: Brennstoffzelle (BZ) mit Wasserstoffentnahme aus einem Wasserstoffnetz
Analog zu AF 1. Statt dem BHKW wird eine BZ, die mit Gas aus dem Wasserstoffverteilnetz gespeist wird, eingesetzt. Für die Beschaffung und den Absatz von Wasserstoff werden feste Wasserstoffpreise angesetzt.

Abbildung 3.10 bildet die Ergebnisse der Simulationen für die betriebswirtschaftliche Dimensionierung der KWKA aus der Perspektive des Anlagenbetreibers für die unterschiedlichen AF ab. Als quantitative Bemessungsgröße sind auf der Ordinate die erzielbaren Kapitalwerte für eine Investition in die KWKA aus der Perspektive des Anlagenbetreibers dargestellt. Dieser setzt sich aus den jährlichen Einnahmen und Ausgaben, welche sich aus den Simulationen der betrachteten Geschäftsmodelle ergeben, sowie den Investitionskosten für die SKA zusammen. Auf der Abszisse sind hingegen die zwei betrachteten AF eines erdgasbetriebenen BHKW und einer wasserstoffbetriebenen BZ dargestellt. In den AF werden weiterhin Varianten für unterschiedliche Betriebsmodi, CO₂-Preise, Wasserstoffpreise und den Einsatz eines Wärmespeichers (WSP) untersucht. Die zugrunde liegenden CO₂-Preisszenarien sind in der Tabelle 3.5 dargelegt.

Tabelle 3.5: CO₂ Preisszenarien für das Jahr 2050 nach [7, S. 4]

Kürzel	Beschreibung	Kosten in € pro Tonne CO ₂
COP 1	Niedrigpreisiges CO ₂ Szenario für das Jahr 2050	180
COP 2	Hochpreisiges CO ₂ Szenario für das Jahr 2050	260

Ein niedrig- und ein hochpreisiges CO₂-Preisszenario für das Jahr 2050 werden betrachtet. Für das Niedrigpreisszenario werden gemäß [7] 180 € pro Tonne CO₂ und für das Hochpreisszenario 260 € pro Tonne CO₂ angesetzt. Der CO₂-Preis wird dabei auf den *day-ahead* Beschaffungspreis von Erdgas aufgeschlagen.



AF: Anwendungsfall; BHKW: Blockheizkraftwerk; COP: CO₂-Preis; WSP: Wärmespeicher;
BZ: Brennstoffzelle; WP: Wasserstoffpreis

Abbildung 3.10: UW-H – Gesamtübersicht der erzielbaren Kapitalwerte aus der Sicht des KWK-Anlagenbetreibers in Mio. € für die unterschiedlichen elektrischen Leistungen P_{el}

Es zeigt sich, dass wirtschaftlich betrachtet die Varianten, in denen die KWKA wärmegeführt eingesetzt werden, grundsätzlich schlechter abschneiden als jene, in denen sie stromgeführt eingesetzt werden. Dies liegt daran, dass im wärmegeführten Betriebsmodus die KWKA (ggf. in Kombination mit dem

WSP) strikt den Wärmebedarf bedienen müssen. Hingegen ermöglicht der stromgeführte Betriebsmodus einen zeitlich betrachtet deutlich größeren Spielraum für die Optimierung. Im AF 1 wird zudem deutlich, dass im wärmegeführten Betriebsmodus das Fehlen eines WSP und das hohe CO₂-Preisszenario COP 2 dazu führen, dass in diesen Varianten keine wirtschaftlichen Ergebnisse erzielt werden. Im AF 2, in dem eine BZ mit festen Wasserstoffpreisen von 2 €/kg bis 5 €/kg betrieben wird, wird ersichtlich, dass im wärmegeführten Betriebsmodus nur bei einem Wasserstoffpreis von 2 €/kg ein positiver Kapitalwert erzielt wird. Auch in diesem AF ist der Einfluss des WSP und des wärme- bzw. stromgeführten Betriebsmodus zu sehen.

Die Abbildung 3.11 stellt als Beispiel für die Zusammensetzung der jährlichen Einnahmen aus dem Betrieb der KWKA für die optimale elektrische Leistungsklasse der KWKA von $P_{el,opt} = 4,1 \text{ MW}$, im AF 2 dar. In diesem wird die KWKA wärmegeführt und in Kombination mit einem WSP betrieben. Der Wasserstoffpreis beträgt in dem AF 2 €/kg.

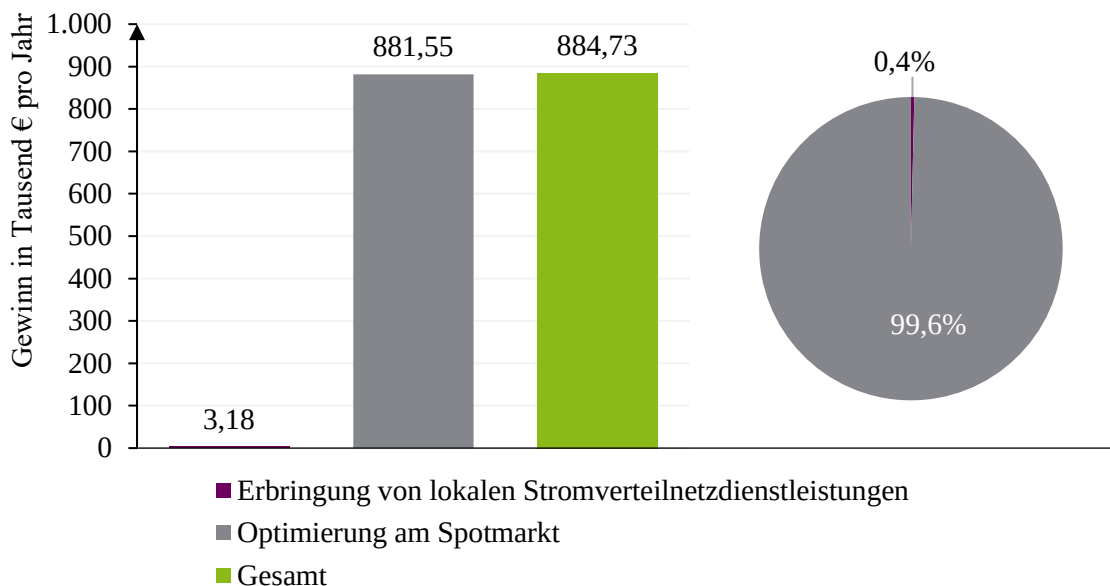


Abbildung 3.11: Jährliche Gewinne aus der Perspektive des KWKA-Betreibers für die optimale elektrische Leistungsklasse von $P_{el,opt} = 4,1 \text{ MW}$ für die unterschiedlichen Geschäftsmodelle als absolute (Balkendiagramm links) und relative (Kreisdiagramm rechts) Darstellung.

Es wird ersichtlich, dass nahezu alle Einnahmen (99,6 %) aus dem Verkauf von Wasserstoff stammen und somit unmittelbar aus dem Geschäftsmodell der Spotmarkt-Optimierung resultieren. Die NDL für das Stromverteilnetz machen hingegen nur 0,4 % der jährlichen Einnahmen aus und tragen folglich nicht wesentlich zur Wirtschaftlichkeit der KWKA bei.

3.3.3.2 PtGA im Stromverteilnetz UW-RE

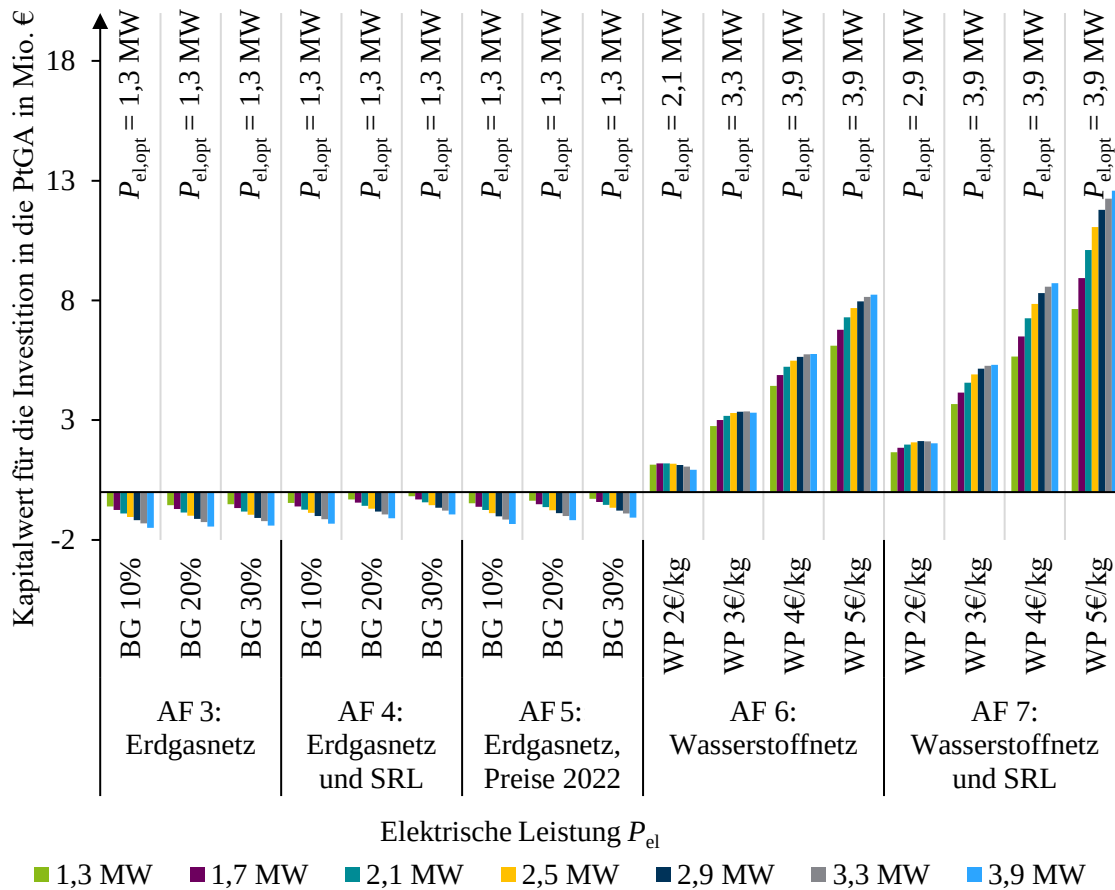
Im Folgenden wird das zweite Beispiel, eine netzdienlich eingesetzte PtGA im Stromverteilnetz UW-RE, beschrieben. Dafür sind in der Tabelle 3.6 die betrachteten AF für die PtGA dargelegt. Die AF

unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Gasverteilnetze, in die der von der PtGA erzeugte Wasserstoff eingespeist wird. Zudem werden in den AF unterschiedliche Preisszenarien, Restriktionen und Geschäftsmodelle untersucht, um die Sensitivität dieser Parameter auf die Ergebnisse zu analysieren.

Tabelle 3.6: Untersuchte Anwendungsfälle für die betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung einer PtGA im Versorgungsgebiet vom UW-RE

AF 3: Beimischung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz
Der von der PtGA produzierte Wasserstoff wird in ein Erdgasverteilnetz eingespeist und somit dem Erdgas beigemischt. Als Geschäftsmodelle werden die Erbringung von lokalen Netzdienstleistungen und die Optimierung am Spotmarkt berücksichtigt. Für die Beimischung wird eine Vergütung gemäß einer Zeitreihe der Mittelwerte der day-ahead Erdgaspreise an der EEX für die Jahre 2013 bis 2020 angenommen. Für den Strompreis wird die Strompreiszeitreihe für das Szenario D für das Jahr 2050 verwendet.
AF 4: Beimischung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz und Vermarktung von SRL
Analog zu AF 3 mit dem Zusatz, dass die Optimierung am Markt für SRL als weiteres Geschäftsmodell betrachtet wird.
AF 5: Beimischung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz und Preisszenario aus 2022
Analog zu AF 3 mit dem Unterschied, dass für die Erdgas und Strompreise die <i>day-ahead</i> Zeitreihen an der EEX für das Jahr 2022 verwendet werden, in dem es aufgrund der Ukraine-krise zu einer starken Preiserhöhung kam.
AF 6: Einspeisung von Wasserstoff in ein Wasserstoffnetz
Der von der PtGA produzierte Wasserstoff wird in ein Wasserstoffverteilnetz eingespeist, welches von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt wird. Als Geschäftsmodelle werden die Erbringung von lokalen Netzdienstleistungen und die Optimierung am Spotmarkt berücksichtigt. Für den produzierten Wasserstoff werden feste Wasserstoffpreise und für den Strompreis wird die Strompreiszeitreihe für das Szenario D für das Jahr 2050 verwendet.
AF 7: Einspeisung von Wasserstoff in ein Wasserstoffnetz und Vermarktung von SRL
Analog zu AF 6. Zusätzlich wird das Geschäftsmodell Optimierung am Markt für SRL berücksichtigt.

Abbildung 3.12 zeigt die von dem Anlagenbetreiber erzielbaren Kapitalwerte für die elektrischen Leistungsklassen der PtGA von $P_{el,1} = 1,3 \text{ MW}$ bis $P_{el,7} = 3,9 \text{ MW}$ in einem Balkendiagramm. Diese Leistungen liegen innerhalb des zuvor definierten Leistungskorridors der netzdienlichen Dimensionierung der PtGA.



AF: Anwendungsfall; BG: Beimischungsgrenze; WP: Wasserstoffpreis;
SRL: Sekundärregelleistung;

Abbildung 3.12: UW-RE – Gesamtübersicht der erzielbaren Kapitalwerte aus der Sicht des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers in Mio. € für die unterschiedlichen elektrischen Leistungen

Die untersuchten elektrischen Leistungsklassen der PtGA sind jeweils von niedriger zu hoher Leistung als Balken von links nach rechts aufgetragen. Die untersuchten AF 3 bis 7 sind auf der horizontalen Achse dargestellt. Es zeigt sich, dass die Anwendungsfälle, bei denen Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz eingemischt wird (AF 3 bis 5), nicht wirtschaftlich tragfähig sind. Dies ist auf das geringe Erlöspotenzial zurückzuführen, das für die Substitution von Erdgas angenommen wird. Dabei ist zusätzlich festzustellen, dass auch der AF 4, bei dem zusätzlich die Optimierung am Markt für SRL betrachtet wird, nur marginal besser abschneidet. Auch im AF 5, bei dem der Erdgaspreis und der Strompreis aus dem Jahr 2022 zur Analyse herangezogen werden, ist zu sehen, dass dies keinen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Für diese AF werden jeweils nur negative Kapitalwerte erzielt. Am besten schneidet der AF 4 mit einer Beimischungsgrenze von 30 Vol.-% ab. Für diesen beträgt der Kapitalwert für die Investition in die PtGA -180.000 € . Die optimale Leistungsklasse für diese AF (3

bis 5) beträgt jeweils $P_{el,opt} = 1,3 \text{ MW}$, da mit dieser der geringste Verlust für die Investition zu Buche steht. Neben diesen wirtschaftlichen Implikationen sind weitere Hürden für die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas vorhanden, die sowohl potenzielle Investoren als auch die Netzbetreiber zusätzlich zu einem risikoaversen Verhalten verleiten können. Hervorzuheben sind hier die Umstellungsmaßnahmen bei den Erdgasbrennwertthermen sowie fluktuierende Brennwerte und folglich die Notwendigkeit der Beschaffung von zusätzlicher Messwerttechnik zu nennen.

In den AF, in denen Wasserstoff direkt über einen festen Wasserstoffpreis vermarktet wird, sind hingegen positive Kapitalwerte erzielbar. Ab einem Wasserstoffpreis von 2 €/kg ist dies der Fall. Aus der Sicht eines Anlagenbetreibers würde dies laut der zugrundeliegenden Investitionstheorie die Investition in die PtGA attraktiv machen. Die optimale Leistungsklasse im AF 7, bei einem Wasserstoffpreis von 2 €/kg, liegt beispielsweise bei einer elektrischen Leistung von $P_{el,opt} = 2,9 \text{ MW}$. In Abbildung 3.13 sind die jährlichen Gewinne der unterschiedlichen modellierten Geschäftsmodelle in Tausenden von Euro pro Jahr für diese PtGA dargestellt.

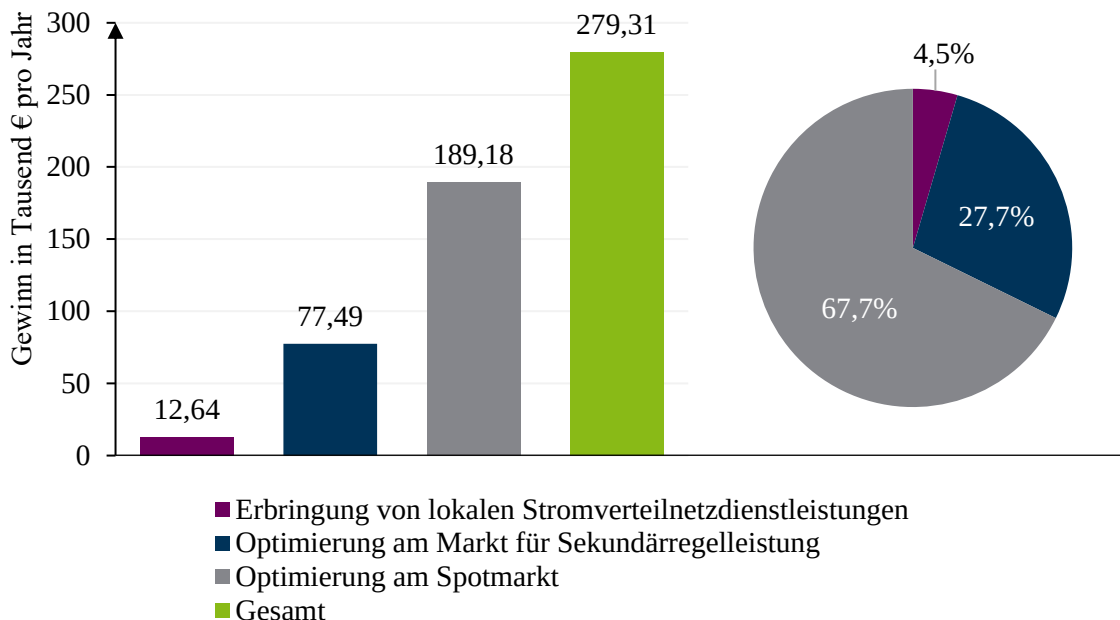


Abbildung 3.13: Jährliche Gewinne aus der Perspektive des PtGA-Betreibers für die optimale elektrische Leistungsklasse von $P_{el,opt} = 2,9 \text{ MW}$ für die unterschiedlichen Geschäftsmodelle als absolute (Balkendiagramm links) und relative (Kreisdiagramm rechts) Darstellung.

Es zeigt sich, dass insgesamt ein jährlicher Gewinn von etwa 280.000 € erzielt werden kann. Rund 68 % davon resultieren aus der Optimierung am Spotmarkt. Darauf folgen die Gewinne aus der Optimierung am Markt für SRL mit rund 28 %. Die Gewinne aus der Erbringung von lokalen NDL machen rund 5 % der Gesamtsumme aus.

3.3.4 Ergebnisse aus der Sicht des Netzbetreibers

Aus der Perspektive des Netzbetreibers entstehen Kosten bei der Bereitstellung von NDL durch SKA. Zur Quantifizierung dieser Kosten wird die Formel (0.2) verwendet.

$$K_{\text{NDL},t_0} = K_{\text{KL},t_0} + \sum_{t=1}^M \left(\sum_{i=1}^n (K_{\text{EB},i} + K_{\text{AP},i}) \right) \cdot (1+z)^{-t} \quad (0.2)$$

K_{NDL,t_0} : Barwert der Gesamtkosten für die Erbringung von Netzdienstleistungen (NDL) aus der Sicht des Netzbetreibers im Investitionsjahr in €

K_{KL,t_0} : Investitionskosten für die Kopplungsleitung (KL) zur Verbindung der Sektorenkopplungsanlage mit beiden Verteilnetzen im Investitionsjahr in €

t : Laufvariable für die Jahre der kalkulatorischen Lebensdauer der Sektorenkopplungsanlage

M : kalkulatorische Lebensdauer der Sektorenkopplungsanlage in Jahren

i : Laufvariable für die Berechnungszeitschritte im Basisjahr

n : Anzahl an Stromnetzdienstleistung im Basisjahr

$K_{\text{EB},i}$: Kosten für die Aktivierungsprämie im Rahmen der Stromnetzdienstleistung i in €

$K_{\text{AP},i}$: Kosten für den Energiebezug der Sektorenkopplungsanlagen im Rahmen der Stromnetzdienstleistung i in €

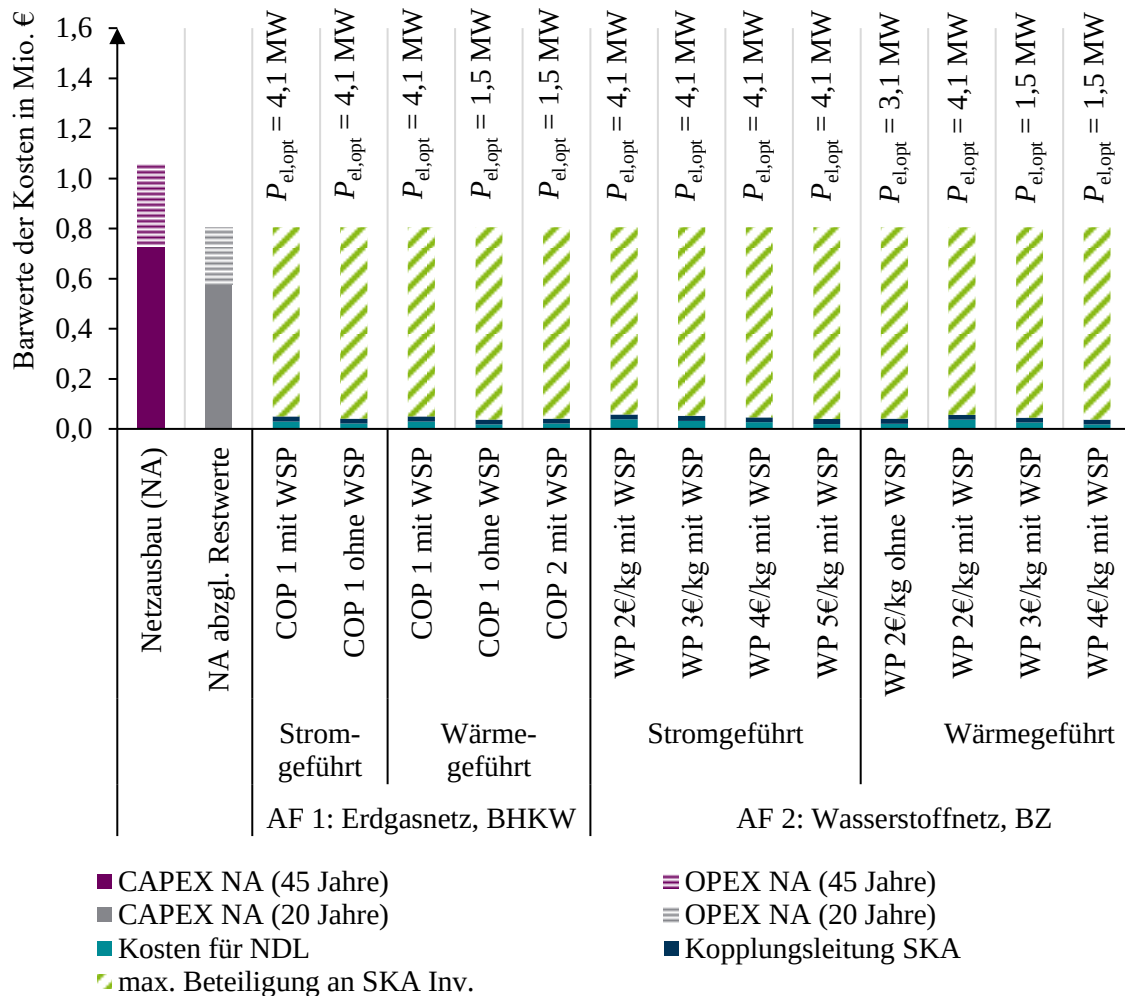
z : Kalkulatorischer Zinssatz in %

Die Gesamtkosten K_{NDL,t_0} setzen sich zusammen aus den Kosten für die Kopplungsleitung K_{KL,t_0} im Investitionsjahr und der Summe der Kosten für den Energiebezug der SKA $K_{\text{EB},i}$ und der Aktivierungsprämie bei der Erbringung von NDL K_{AP} . Diese werden je nach Zahlungszeitpunkt und über die Lebensdauer der SKA M mit dem kalkulatorischen Zinssatz z auf das Investitionsjahr t_0 abgezinst.

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus der Perspektive des Stromnetzbetreibers beispielhaft für die gleichen AF, wie sie zuvor für den Anlagenbetreiber beschrieben wurden, untersucht.

3.3.4.1 KWKA im Stromverteilnetz UW-H

Das nachfolgende Balkendiagramm (Abbildung 3.14) veranschaulicht die Kosten gemäß Formel (0.2) für verschiedene AF von KWKA, die zur Unterstützung des Stromverteilnetzes UW-H eingesetzt werden. Die AF sind gemäß Tabelle 3.4 unterteilt. Zusätzlich sind die Kosten für den konventionellen Netzausbau als Vergleichsvariante dargestellt. Dabei sind sowohl die Gesamtkosten, die aus den Anteilen der CAPEX und OPEX bestehen, als auch die CAPEX- und OPEX-Anteile abzüglich der Restwerte berücksichtigt. In diesem Zusammenhang sind die Kosten auf die Lebensdauer der alternativen Planungsoption der netzdienlichen Nutzung der KWKA normiert. Hierbei werden die Restwerte der Betriebsmittel (Kabel mit einer angenommenen Lebensdauer von 45 Jahren) gemäß einer linearen Abschreibung von den Gesamtkosten als Barwert, unter der Annahme einer Lebensdauer von 20 Jahren für die KWKA, subtrahiert.



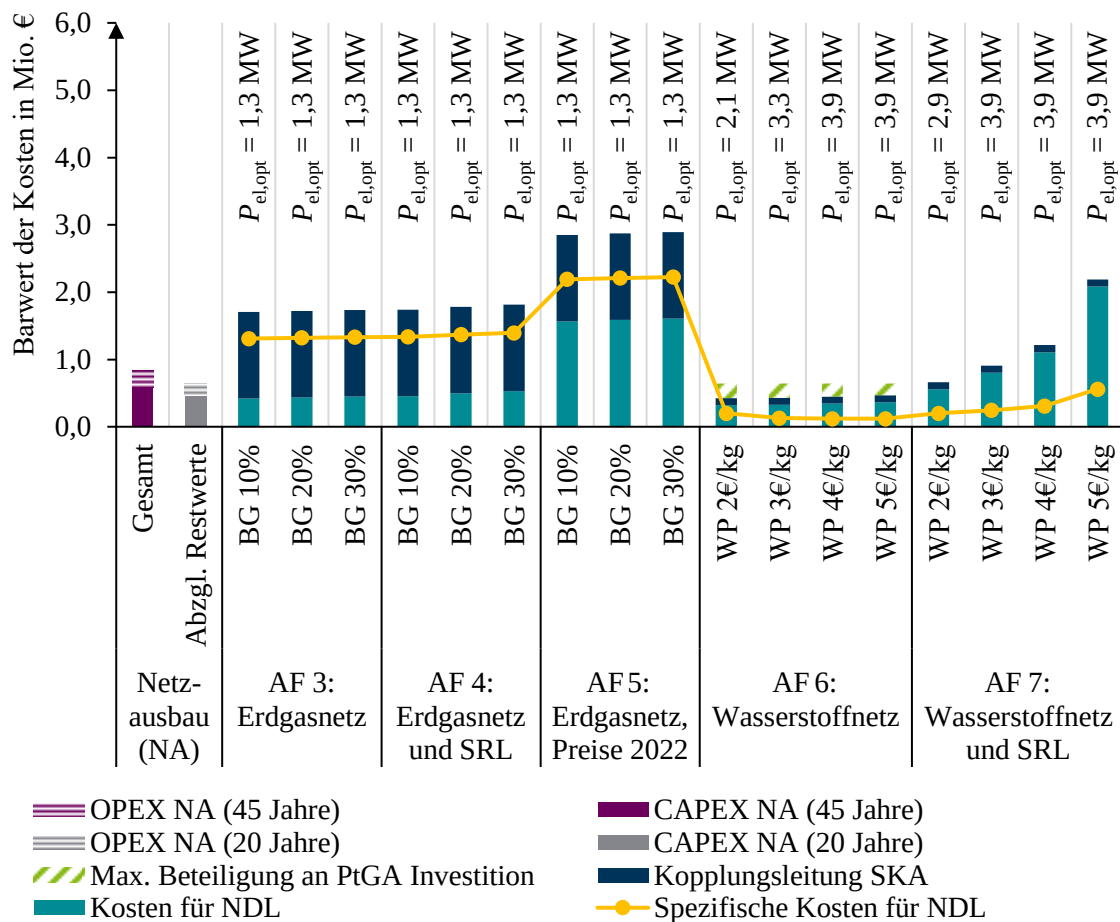
NA: Netzausbau; AF: Anwendungsfall; BHKW: Blockheizkraftwerk; COP: CO₂-Preis; WSP: Wärmespeicher; BZ: Brennstoffzelle; WP: Wasserstoffpreis; NDL: Netzdienstleistungen; SKA: Sektorenkopplungsanlage

Abbildung 3.14: UW-H Halbring 4 - Vergleich der Planungsvarianten aus der Perspektive des Netzbetreibers

Die Kosten für die AF, in denen die KWKA zur Bereitstellung von NDL eingesetzt wird, sind deutlich geringer als die Kosten für den Netzausbau. Dies ist hauptsächlich auf die geringen Investitionskosten für den Anschluss der KWKA (Kosten für die Kopplungsleitung) zurückzuführen. Zum anderen treten die NDL nur in wenigen Stunden (157 Stunden, was etwa 2 % der Jahresstunden entspricht) pro Jahr auf. Die Betriebsweise (strom- oder wärmegeführt), der verwendete Energieträger (Erdgas oder Wasserstoff) sowie der Einsatz eines WSP spielen dabei nur eine untergeordnete Rolle. In der Abbildung sind die Kostendifferenzen zwischen der Netzausbauplanungsvariante abzüglich der Restwerte und den Varianten, in denen die KWKA netzdienlich eingesetzt wird, durch gestrichelte grüne Balken dargestellt. Diese Differenz repräsentiert den maximalen Beitrag, den der Netzbetreiber leisten könnte, um dieselben Kosten wie beim Netzausbau zu erzielen. Diese Kosteneinsparungen könnten beispielsweise durch eine Beteiligung des Netzbetreibers an der Investition in die KWKA in Verhandlungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber genutzt werden.

3.3.4.2 PtGA im Stromverteilnetz UW-RE

Das vorliegende Balkendiagramm (Abbildung 3.15) zeigt die Kosten aus der Perspektive des Netzbetreibers für eine PtGA, die NDL erbringt. Die Balken für die AF 3 bis 7 repräsentieren die Kosten für die NDL, bestehend aus den Kosten für die Kopplungsleitung zur Verbindung der PtGA an beide Verteilnetze bzw. Energiesektoren und den Kosten für die Erbringung der NDL. Als Vergleichsgröße sind die CAPEX und OPEX für den Netzausbau dargestellt, sowohl als Gesamtsumme als auch als Summe abzüglich der Restwerte nach 20 Jahren, was der angenommenen kalkulatorischen Lebensdauer der PtGA entspricht.



NA: Netzausbau; AF: Anwendungsfall; BG: Beimischungsgrenze; WP: Wasserstoffpreis; SRL: Sekundärerelleistung; NDL: Netzdienstleistungen; SKA: Sektorenkopplungsanlage

Abbildung 3.15: UW-RE Halbring 4 - Vergleich der Planungsvarianten aus der Perspektive des Netzbetreibers

Es zeigt sich, dass die meisten Varianten, in denen über einen Zeitraum von 20 Jahren NDL von der PtGA erbracht werden, teurer sind als der Netzausbau. Besonders für die Anwendungsfälle, in denen Wasserstoff dem Erdgasnetz beigemischt wird, sind die Kosten erheblich höher. Dies resultiert zum Großteil daraus, dass die Kopplungsleitung aufgrund regulatorischer Vorgaben an der GDRA erfolgen muss und daher die Kosten für diese wesentlich höher ausfallen. Zusätzlich resultieren aus den Ersatzzahlungen für unwirtschaftliche Zeitschritte – bedingt durch das geringe wirtschaftliche Potenzial des Geschäftsmodells – hohe Kosten für die NDL. Lediglich in den AF, in denen Wasserstoff direkt in ein

dediziertes Wasserstoffnetz eingespeist wird, fallen die Kosten niedriger aus als die Netzausbaukosten. Ein wesentlicher Vorteil dieser AF liegt darin, dass die Kopplungsleitung durch die Möglichkeit einer dezentralen Einspeisung in das Wasserstoffnetz deutlich kosteneffizienter ist. Wenn zusätzlich zur direkten Vermarktung von Wasserstoff über einen festen Wasserstoffpreis auch SRL vermarktet wird, steigen die Kosten erneut an. Dies liegt daran, dass mit zunehmender Rentabilität der Geschäftsmodelle die Ausgleichszahlungen ansteigen, da das NDL-Geschäftsmodell direkt mit den anderen Geschäftsmodellen konkurriert. Pro Zeitschritt wird sichergestellt, dass mindestens das beste Ergebnis (höchster Gewinn aus allen Geschäftsmodellen) inklusive einer Gewinnmarge von dem Netzbetreiber ausgezahlt wird. Die spezifischen Kosten für die NDL sind als gelbe Linie dargestellt und zeigen die Kosten pro MW installierter elektrischer Leistung der PtGA. Die jeweilige optimale Leistung $P_{el,opt}$ resultiert aus der betriebswirtschaftlich optimierten Dimensionierung, welche in Abschnitt 3.3.3 beschrieben ist.

3.4 Erkenntnisse zur integrierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen und abgeleitete Handlungsempfehlungen

Die Haupte Erkenntnisse, die im Rahmen dieser Arbeit gewonnen wurden, werden anschließend kurz und prägnant aufgelistet.

- Ein entscheidender Aspekt der integrierten Planung ist die Zusammenarbeit zwischen den Stakeholdern. So sollten mindestens die Perspektiven der Verteilnetzbetreiber, der Betreiber von Sektorenkopplungsanlagen sowie die volkswirtschaftliche Perspektive betrachtet werden. Diese Stakeholder sollten bereits in dem Planungsprozess integriert werden. Darüber hinaus sollte die Zusammenarbeit der einzelnen Planungsabteilungen für die einzelnen Energiesektoren bei den Verteilnetzbetreibern incentiviert werden. In Zukunft sollten die Entwicklungen der einzelnen Energiesektoren nicht getrennt, sondern als Gesamtenergieleitplanung über alle Energiesektoren betrachtet werden.
- Die optimale Integration von Sektorenkopplungsanlagen in das Energiesystem wird voraussichtlich speziell in den letzten Jahren der Energiewende relevant. Bedingt durch die langen Investitions- und Genehmigungszyklen sind jedoch schon jetzt planerische Maßnahmen notwendig um eine solche optimale Integration zu gewährleisten.
- Je nach Betrachtungsperspektive können die optimalen Lösungen der integrierten Planung voneinander abweichen. Der regulatorische Rahmen sollte so ausgestaltet werden, dass ein volkswirtschaftliches Optimum, unter Berücksichtigung der anderen Zielparаметer des EnWG, angestrebt wird.
- Grundsätzlich ist ein netzdienlicher Einsatz von Sektorenkopplungsanlagen aus Sicht des Netzbetreibers nur bei niedriger, bis moderater Beanspruchung, sinnvoll, da sonst die Kosten für Netzdienstleistungen (NDL) die eines konventionellen Netzausbaus übersteigen. Direkt an einzelne netzausbaueverursachende Anlagen gekoppelte Sektorenkopplungsanlagen können auch für höhere Beanspruchungszeiten sinnvoll eingesetzt werden. Vor allem die Kombination aus

Windenergieanlagen und Power-to-Gas-Anlagen ist hier zu nennen. Grundsätzlich gilt jedoch der Zusammenhang, dass NDL umso wirtschaftlicher konkurrenzfähig sind, je geringer die jährlichen Beanspruchungszeiten sind.

- In der Regel können Sektorenkopplungsanlagen nicht als reine Betriebsmittel mit dem Netzausbau konkurrieren. Nur wenn eine Zusammenarbeit mit dem Anlagenbetreiber und ein daraus resultierendes Flexibilitätsangebot in Anspruch genommen wird, können diese Anlagen konkurrenzfähig werden und Netzausbaumaßnahmen verhindern oder das Ausmaß dieser verringern.
- Aller Voraussicht nach wird das Angebot von NDL für Betreiber von Sektorenkopplungsanlagen kein primäres Geschäftsmodell darstellen. Einnahmen, die durch NDL generiert werden, sollten vielmehr als zusätzliche Verdienstmöglichkeit ausgestaltet werden, die dazu führt, dass dezentrale Sektorenkopplungsanlagen möglichst an den optimalen Stellen in den Energieverteilnetzen positioniert und betrieben werden.
- Eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz unter dem angenommenen Szenario für den Erdgasabsatz, ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht realisierbar. Dies ist vorrangig auf die angenommenen Rückgänge des Gasabsatzes im Wärmesektor und eine niedrige Durchdringung der anderen Energiesektoren in dem betrachteten Szenario für das Gasverteilnetz zurückzuführen. Zusätzlich fällt ins Gewicht, dass alle betrachteten Strompreise deutlich über den betrachteten und als realistisch angenommenen Erdgaspreisen liegen.
- Die Betreiber der Power-to-Gas-Anlagen konnten in den betrachteten Szenarien nur dann positive Kapitalwerte erzielen, wenn angenommen wird, dass das Erdgasnetz in ein Wasserstoffnetz umgestellt und der Wasserstoff über einen entsprechenden Preis direkt vermarktet wird.
- Im Hinblick auf die Energiepreise werden aus der Perspektive des Betreibers von Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftliche Ergebnisse für Wasserstoffpreise von 2 €/kg bis 6 €/kg berechnet. Die Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wie Brennstoffzellen, hingegen sind von niedrigen Wasserstoffpreisen abhängig (2 €/kg bis 4 €/kg) und dessen wirtschaftliche Aussichten hängen stark von den Freiheitsgraden bei der Vermarktung ab. So schneiden in dieser Arbeit stromgeführte Anlagen deutlich besser ab als wärmegeführte.
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die wärmegeführt betrieben werden, können voraussichtlich nur in einem sinnvollen wirtschaftlichen Rahmen betrieben werden, wenn ein Wärmespeicher eingesetzt wird.
- Es ist eine Tendenz zu erkennen, dass bereits etablierte Geschäftsmodelle, in denen aus Gas Strom und Wärme erzeugt werden, in naher Zukunft durch die Integration von Wasserstoff in das Energiesystem zunehmend an wirtschaftlichem Potenzial verlieren. Das liegt daran, dass die Wasserstoffpreise bezogen auf den energetischen Inhalt die Strompreise voraussichtlich übertreffen werden. In der Vergangenheit war dieser Zusammenhang durch die niedrigen Erdgaspreise invertiert.

- Die integrierte Planung, gefolgt vom simulierten Betrieb der Sektorenkopplungsanlagen, führte in keinem der betrachteten Anwendungsfälle zu einer Notwendigkeit der Anpassung des Gasverteilnetzes. Es ist davon auszugehen, dass die bereits vorhandenen Netzkapazitäten insbesondere in städtischen und vorstädtischen Versorgungsgebieten dazu ausreichen netzdienliche Sektorenkopplungsanlagen aufzunehmen. Diese Kapazitäten sind allerdings nur in den Hochdruckleitungsabschnitten vorhanden. Demzufolge kann bei einer Umstellung auf Wasserstoffnetze und einem wegbleibenden Wasserstoff-Haushaltsbedarf von einem Rückbau der darunter liegenden Mittel- und Niederdruck Netzabschnitte ausgegangen werden.
- Eine Plattform für die Vermarktung von lokalen Stromnetzdienstleistungen sollte geschaffen werden. Vertragliche Absicherungen sollten dem Netzbetreiber Planungssicherheit für die Integration von Sektorenkopplungsanlagen als Planungsoptionen in dessen strategische Verteilnetzplanung garantieren.

4 Untersuchung und Konzepterweiterung einer dynamischen Vermaschung

4.1 Hintergrund und Ziel

Aufbauend auf dem bereits in ENSURE Phase 1 untersuchten Lösungsansatz einer dynamischen Vermaschung von MS-Netzen wurden in der Phase 2 weitere Untersuchungen anhand eines realen MS-Netzes mit einem realen Anwendungsfalls untersucht sowie das Simulationsmodell und Betriebsführungskonzept für die Umsetzung einer dynamischen Vermaschung im realen Netzbetrieb weiterentwickelt. Das Ziel der Pilotanlage Vermaschungskonzepte ist es, anhand von Netzsimulationen zu zeigen, dass durch eine gezielte, von der Netzsituation abhängige Vermaschung die Netzkapazität erhöht und der Netzausbau verringert werden kann.

Insbesondere die MS-Netze stehen vor einer großen Herausforderung hervorgerufen durch den steigenden Zubau an EE-Anlagen (PV und Wind) und neuen Lasten (Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge). Durch den zunehmenden Anschluss der neuen Einspeiser und Lasten werden die MS-Netze stärker belastet und stoßen an ihre technischen Grenzen, sodass Leitungsüberlastungen und/oder Spannungsbandverletzungen entstehen können, welche es zu vermeiden bzw. zu beheben gilt. Um die dadurch verbundenen hohen Kosten des klassischen Netzausbaus zu umgehen, kann eine dynamische Vermaschung nützlich sein, um zunächst die vollständige Netzkapazität zu nutzen, bevor weitere Ausbaumaßnahmen in Betracht gezogen werden. [8]

Die Abbildung 4.1 zeigt dazu einen schematischen Aufbau einer beispielhaften Untersuchung einer dynamischen Vermaschung, wo zwei Vermaschungskonzepte betrachtet werden. Zum einen wird das Konzept der Ringschließung betrachtet, bei der gezielt die offenen Trennstellen zur Reduzierung von Grenzwertverletzungen geschlossen betrieben werden. Bei dem zweiten Konzept, die Ringkupplung, werden möglichst zwei nah beieinanderliegende MS-Knoten aus unterschiedlichen Ringen miteinander verbunden, um weitere Reduktionen von vorhandenen Grenzwertverletzungen zu erzielen. Durch diese Maßnahmen können, wie bereits in ENSURE Phase 1 gezeigt, zum Teil deutliche Ersparnisse gegenüber dem konventionellen Netzausbau erreicht werden.

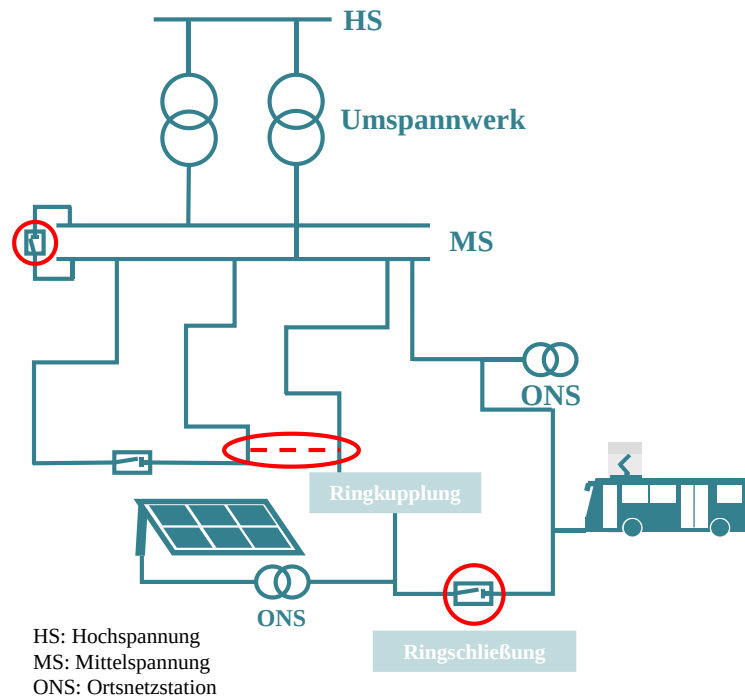


Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau einer beispielhaften Untersuchung einer dynamischen Vermaschung

4.2 Methodisches Vorgehen

Zunächst wird das methodische Vorgehen zur Potentialabschätzung einer dynamischen Vermaschung vorgestellt, welches sich in vier wesentliche Schritte aufteilt (siehe Abbildung 4.2).

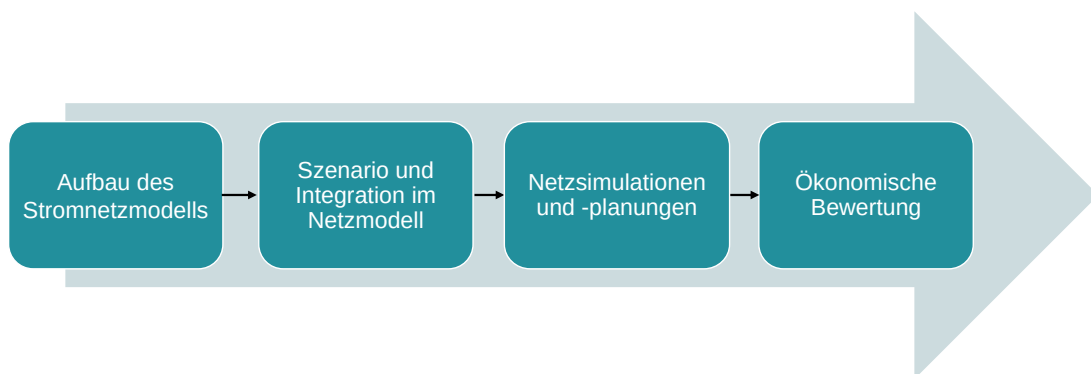


Abbildung 4.2: Methodisches Vorgehen zur Potentialabschätzung

Im ersten Schritt wird ein rechenfähiges Stromnetzmodell der Mittelspannungsebene mit hinterlegten Lastdaten und Zeitreihen für Leistungsflussberechnungen aufgebaut. Als nächstes wird ein zukünftiges Szenario für 2030 mit dem Fokus auf den Zubau von PV-Anlagen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge sowie Schnellladestationen an Tankstellen bzw. für den öffentlichen Personennahverkehr (Elektrobusse) ausgewählt und auf das zu untersuchende MS-Netz disaggregiert. Im Anschluss daran werden zeitreihenbasierte Leistungsflussberechnungen für den Status Quo und das zukünftige Szenario durchgeführt und die Ergebnisse auf die Einhaltung zulässiger Netzbetriebszustände geprüft. Im Falle von

Grenzwertverletzungen (Überschreitung der Auslastungsgrenze von Betriebsmitteln und/oder Spannungsbandprobleme) wird das MS-Netz einerseits konventionell überplant, andererseits wird eine Trennstellenverlagerung und eine dynamische Vermaschung als weitere Planungsvarianten in Betracht gezogen. Nach der Auswertung der Simulationsergebnisse nach den einzelnen Planungsvarianten werden diese ökonomisch bewertet und gegenübergestellt, sodass abschließend eine Aussage über die kostengünstigste Planungsvariante getroffen werden kann.

4.3 Potentialbestimmung einer dynamischen Vermaschung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Teilnetzuntersuchung dargestellt. Hierzu soll zuerst anhand der Versorgungsaufgabe des Jahres 2019 der Auslastungszustand des Netzes ohne etwaige Ertüchtigungsmaßnahmen untersucht werden und darauf aufbauend ein Szenario implementiert werden, welches die zukünftige Versorgungsaufgabe im Jahre 2030 prognostiziert. Anschließend werden die betrachteten Planungsvarianten sowohl auf technischer als auch ökonomischer Ebene miteinander verglichen und auf dessen Basis das Potential einer dynamischen Vermaschung ermittelt.

4.3.1 Netzmodell

Der Anwendungsfall und ein geeignetes MS-Netz im Netzgebiet der SW Kiel wurden bereits in den Meilensteinen MS6.1.1 „Anwendungsfall und Spezifikation je Pilotanlage bestimmt“ und MS6.1.2 „Optimaler Einsatzort je Pilotanlage identifiziert“ bestimmt. Das ausgewählte Mittelspannungsnetz ($U_n = 10 \text{ kV}$) enthält dabei folgenden Daten:

- Strukturdaten:
 - Leitungslängen und -art der Mittelspannungskabel
 - Netztechnische Lokalisierung der Ortsnetzstationen u. Schnellladegeräte
 - Position der offenen Normtrennstellen
 - Anzahl der Anschlussnehmer und jeweilige Nutzungsart (Wohngebäude/Gewerbe) jeder Ortsnetzstation
- Lastdaten (für Kalenderjahr 2019):
 - Schleppzeigerwerte der Ortsnetzstationen
 - Reale Lastmessung der Ortsnetzstationen; sofern vorhanden (15min.-Spitzenwerte)
 - Abgangsmessungen der Mittelspannungsabgänge eines Umspannwerks (15min.-Durchschn.-Werte)
 - Lastmessungen der Großtransformatoren (110/10 kV)

Mithilfe der jeweiligen Nutzungsverteilung (Anzahl Privathaushalte bzw. Gewerbe) des Niederspannungsnetzes werden Lastkurven auf Basis von Standardlastprofilen ermittelt. Diese werden auf den jeweiligen Schleppzeigerwert eines Ortsnetztransformators normiert. Ferner werden bei der Integration der zukünftigen Versorgungsaufgabe Zeitreihen für das Ladeverhalten (in Abhängigkeit der Ladeleistung und Anzahl an Ladepunkten pro Netzknoten) sowie Erzeugungsprofile der PV-Anlagen auf Basis der geographischen Lage des Umspannwerks mit Hilfe geeigneter Modelle der BUW erstellt.

Das Netzmodell umfasst für jeden Anwendungsfall und den damit verbundenen Netzabschnitt die gesamte MS-Ebene eines Umspannwerks. Damit soll sichergestellt werden, dass auch belastbare Aussagen über das Potential einer Ringkupplung getroffen werden können.

4.3.2 Szenario

Das aufgebaute Szenario für das Jahr 2030 ist der Abbildung 4.3 zu entnehmen. Die regionalisierten Ladestationen und PV-Anlagen werden aus SW Kiel internen Arbeiten und dem ENSURE-Szenario D für das Netzgebiet bestimmt.



Abbildung 4.3: Überblick des betrachteten Last- und Erzeugerzuwachs im Szenario 2030

Zunächst wird eine pauschale Lasterhöhung von 5 % im Netz vorgenommen. Hierzu wird jede einzelne Last im Netz mit dem Faktor 1,05 multipliziert, um vorhandene Unsicherheiten im prognostizierten Modell zu berücksichtigen. Neben einer pauschalen Lasterhöhung sind auch konkrete Anwendungsfälle in dem Netzmodell implementiert. Hierzu wird angenommen, dass ein großer Parkplatz eines Einkaufszentrums zukünftig über Ladestationen verfügt. Eine am gleichen Ort lokalisierte Tankstelle wird darüber hinaus mit Super-Chargern mit einer Leistungsklasse von 250 kW ausgestattet. Zudem werden auch die bereits heute bzw. in naher Zukunft installierten Opportunity Charger für die Busse des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) berücksichtigt. Neben öffentlicher Ladeinfrastruktur wird im gesamten MS-Netz auch die private Ladeinfrastruktur in die Betrachtungen mit einbezogen. Hierzu wird anhand der Verteilung der Privathaushalte im Netzgebiet und der prognostizierten Mehrlast durch private Ladeinfrastruktur des betrachteten MS-Netzes aus SWKN-internen Arbeiten ein Zukunftsmodell entwickelt, welches Ladestationen auf Ortsnetzebene disaggregiert in das Netzmodell einbindet. Dies hat eine netztechnische Einbindung von 573 Ladestationen mit einer Gesamtleistung von 9,1 MW zur Folge. Für eine valide Zukunftsprognose muss darüber hinaus auch die zukünftige Einspeisung mitbetrachtet werden. Da es sich um ein gewerblich geprägtes MS-Netz ohne nennenswerte Freiflächen handelt, wird sich

hierbei auf Dach-PV-Anlagen beschränkt. Dabei handelt es sich um eine Gesamtleistung von etwa 3 MW, die ebenfalls auf Ortsnetzstationsebene disaggregiert wurde.

4.3.3 Simulationsergebnisse

Die Abbildung 4.4 zeigt die Simulationsergebnisse des Jahres 2019 vom MS-Netz. Auf der linken Seite finden sich dabei die Spannungsniveaus der Knoten des MS-Netzes. Die Grenze (graue Fläche) begrenzt das zulässige Spannungsband und liegt zwischen $96 \% \leq U/U_n \leq 106 \%$. Auf der rechten Seite sind die jeweiligen Auslastungen der Leitungen zu sehen. Hierbei wird prozentual angegeben, wie hoch der Leistungsstrom im Verhältnis zum maximalen thermischen Grenzstroms der jeweiligen Leitung (in %) liegt. Eine besondere Bedeutung kommt hierbei einer Leistungsauslastung von 60 % zu (siehe graue Fläche). Diese Grenze wurde bewusst gesetzt, da einerseits eine Kapazitätsreserve für Leitungen in offen betriebenen Ringen geschaffen wird (n-1-sichere Auslegung), andererseits bei Papiermasse-Kabeln ein stark ansteigender Alterungseffekt ab einer 60 %-igen Leitungsauslastung zu beobachten ist. Auf der dritten Achse sind die 35.040 Zeitstempel aufgeführt, welche die Gesamtheit aller 15-Min. des Kalenderjahres 2019 abbilden. Der Status Quo 2019 beinhaltet hierbei noch keinen Einfluss durch die Opportunity Charger des elektrifizierten ÖPNV.

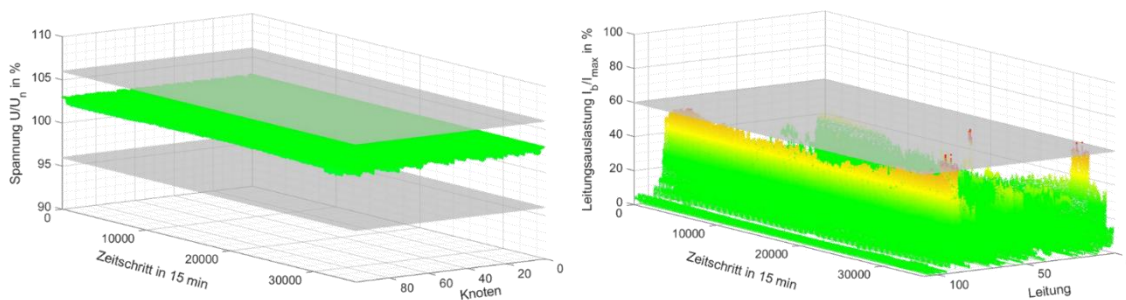


Abbildung 4.4: Simulationsergebnisse für den Status Quo (2019) der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik)

Deutlich erkennbar ist in der linken Grafik, dass im Betrachtungszeitraum keine Verletzungen des Spannungsbandes existieren. Das Spannungsband befindet sich dabei an jedem Netzknoten ausnahmslos im zulässigen Bereich. Unkritisch sieht die Netzsituation ebenfalls für die Leitungsauslastungen im untersuchten Netzgebiet aus. Zu erkennen sind hierbei lediglich zwei Leitungen, die eine temporäre Leitungsauslastung von 40 % - 50 % aufweisen. Hierbei handelt es sich auf einerseits um einen längeren MS-Ring, andererseits um eine Stichleitung eines Abgangs, wobei hier – anders als bei Ringstrukturen – eine maximale Leitungsauslastung von 100 % anzunehmen ist. Die kurze signifikante Mehrbelastung zu Ende des Jahres deuten auf eine temporäre Querversorgung des Mittelspannungshalbrings hin und repräsentieren kein Verbrauchsverhalten. Es lässt sich somit zusammenfassen, dass der Netzzustand im betrachteten Zeitraum keine Überlastungen aufweist und somit keinen Handlungsbedarf ausweist.

Neben der Untersuchung des derzeitigen Potentials einer dynamischen Vermaschung ist deutlich interessanter dieses Potential für eine zukünftige Lastsituation zu untersuchen, welche im Rahmen der Ener-

gewende prognostiziert wird. Hierzu wurde ein auf das Teilnetzgebiet zugeschnittenes Last- und Einspeiseszenario entwickelt, welches aus mehreren Bausteinen besteht. Die Abbildung 4.5 zeigt die Leitungsauslastungen und Knotenspannungen nach Hinzunahme des Zukunftsszenarios.

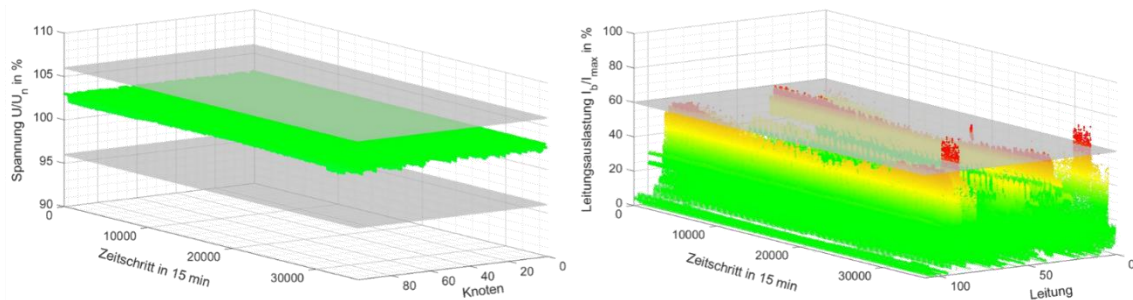


Abbildung 4.5: Simulationsergebnisse für das Szenario 2030 (E-KFZ & PV) der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik)

Trotz einer signifikanten Mehrlast durch das oben beschriebene Zukunftsszenario bleiben die prognostizierten Knotenspannungen im Teilnetzgebiet unkritisch. Größere Veränderungen zeigen sich in der prognostizierten Leitungsauslastung. Hier ist durch die Opportunity Charger des ÖPNV in den betroffenen Halbringen eine Erhöhung auf knapp über 60 % zum thermischen Grenzstrom zu erwarten. Saisonale Schwankungen insbesondere in den kalten Monaten um die Jahreswende zeichnen sich ab. Auch in den MS-Abschnitten, die nicht unmittelbar von der Installation der Opportunity Charger für den ÖPNV betroffen sind, ist eine Erhöhung der Last zu erkennen. Zu einigen Zeitpunkten werden im Teilnetzgebiet die zulässigen Leitungsauslastungen bei insgesamt drei Kabeln, wenn auch nur temporär, überstiegen.

4.3.4 Planungsvarianten

Zur Reduzierung bzw. Vermeidung der in Abschnitt 4.3.3 gezeigten Überschreitungen der zulässigen Leitungsauslastungen wird eine dynamische Ringschließung mit Hilfe des an der BUW entwickelten Simulationsmodells simuliert [8]. Das Ziel hinter der dynamischen Ringschließung ist es durch eine optimierte und auf die Netzsituation abgestimmte Topologie die Netzausbaukosten zu minimieren. Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung für die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen nach der Simulation einer dynamischen Ringschließung im Netz sind der Abbildung 4.6 zu entnehmen.

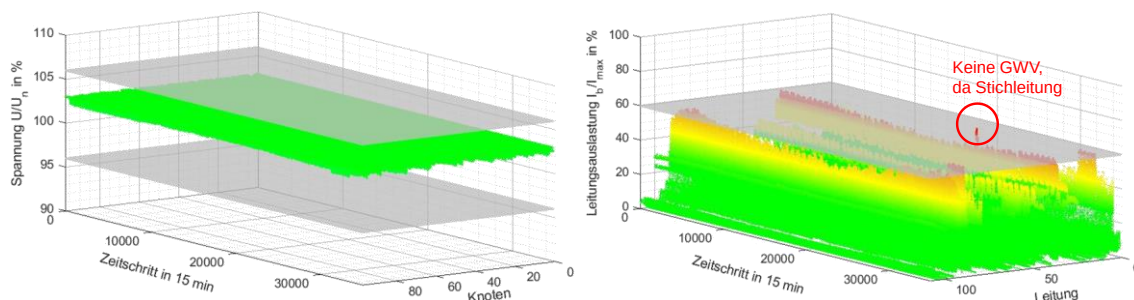


Abbildung 4.6: Simulationsergebnisse für das Szenario 2030 (E-KFZ & PV) der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik) nach der dynamischen Ringschließung

Es ist in der Abbildung zu erkennen, dass die Knotenspannungen weiterhin unkritisch sind und zu keinem Zeitpunkt Grenzwertverletzungen aufweisen. Die Ergebnisse der Leitungsauslastungen zeigen, dass durch eine dynamische Ringschließung die Grenzwertverletzungen deutlich reduziert werden können. Zur Auswertung der Anzahl an vorgenommenen Schalthandlungen zeigt die Abbildung 4.7 die Zeitpunkte, an denen die Trennstellen in den beiden Ringen geschlossen wird.

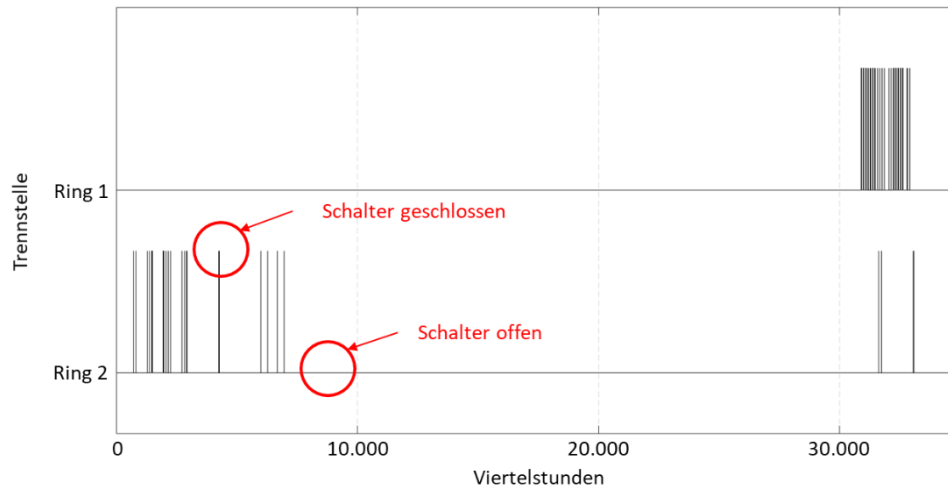


Abbildung 4.7: Schaltvorgänge der dynamischen Ringschließung im Szenario 2030

Bei der Trennstelle im Ring 1 werden insgesamt 116 Schalthandlungen durchgeführt, bei der Trennstelle im Ring 2 66 Schalthandlungen. Dabei wird Ring 1 für insgesamt 30 Stunden im Jahr geschlossen, der Ring 2 wird für insgesamt 13,5 Stunden geschlossen betrieben, sodass daraus ein nur sehr geringer Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit im Netz abgeleitet wird.

Als weitere Planungsvariante wurde eine Trennstellenverschiebung im Netz vorgenommen. Dabei wird die Trennstelle innerhalb des offenen Rings in Richtung des höher ausgelasteten Halbrings verschoben, um vorhandene Kapazitäten des deutlich geringer ausgelasteten Halbrings zu nutzen. Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung für die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen nach der vorgenommenen Trennstellenverschiebung im Netz sind der Abbildung 4.8 zu entnehmen.

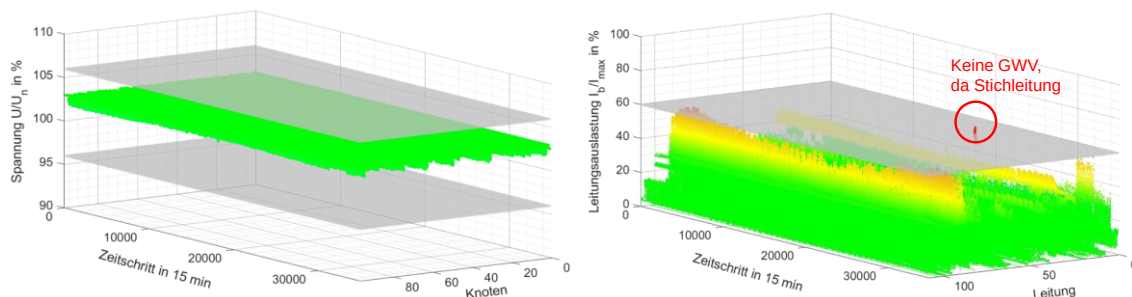


Abbildung 4.8: Simulationsergebnisse für das Szenario 2030 der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik) nach der Trennstellenverschiebung

Wie bereits bei den vorherigen Auswertungen gezeigt, ist die Knotenspannungen über das Jahr hinweg durchweg unkritisch. Die Ergebnisse der Leitungsauslastungen zeigen, dass durch die Trennstellenverschiebung alle Grenzwertverletzungen behoben werden und somit keine weiteren Netzausbaumaßnahmen notwendig sind.

4.3.5 Ökonomische Bewertung

Im Rahmen der ökonomischen Bewertung der einzelnen Planungsvarianten wird die Barwertmethode zu Grunde gelegt [9]. Dabei werden alle anfallenden Investitions- und Betriebskosten mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 % auf das Bezugsjahr 2021 aufsummiert. Da die einzelnen Planungsvarianten auf einem Zukunftsszenario für 2030 basieren, wird als Investitionszeitpunkt das Jahr 2025 gewählt, in dem die Umsetzung der Netzplanung beginnt. Die Abbildung 4.9 gibt eine Übersicht über die Berechnung und Bestandteile der Kosten zur ökonomischen Bewertung.

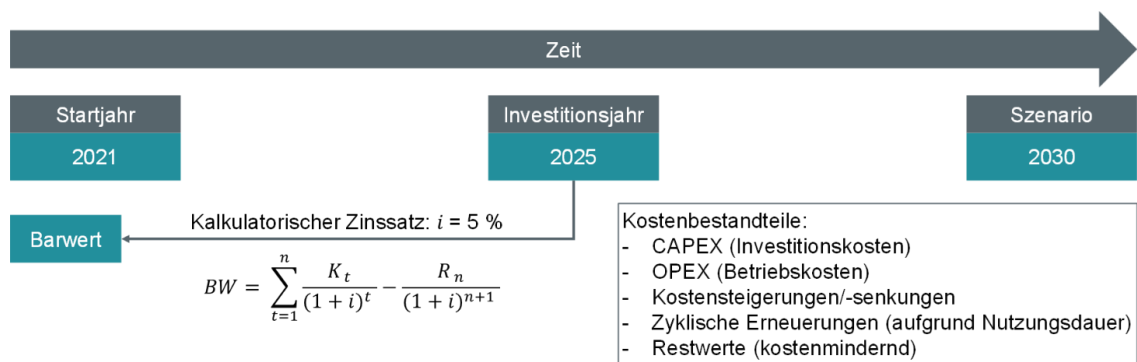


Abbildung 4.9: Übersicht der Methode zur ökonomischen Bewertung

Auf Basis der gezeigten Methode werden alle anfallenden Kosten für die Planungsvarianten des konventionellen Netzausbaus (KN), einer dynamischen Vermaschung (DV) und einer Trennstellenverlagerung (TV) als Barwerte gebildet (siehe Abbildung 4.10).

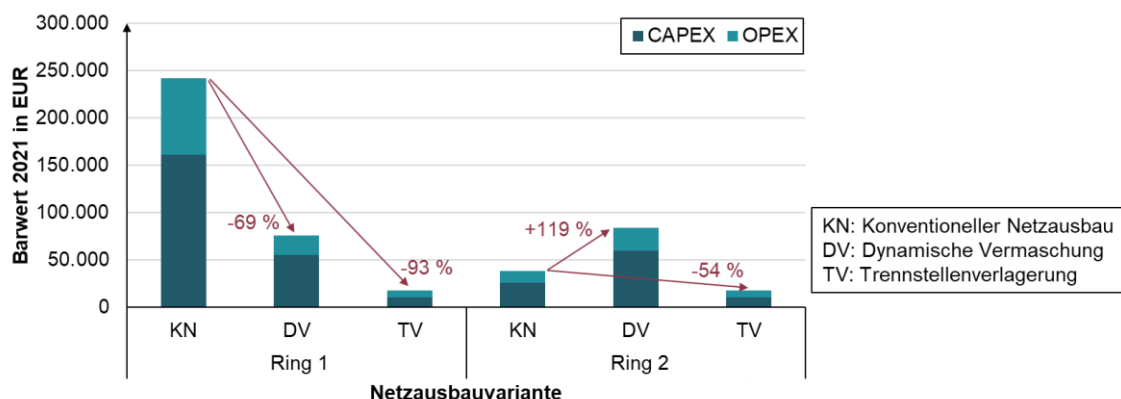


Abbildung 4.10: Ergebnis der ökonomischen Bewertung

An dieser Stelle sei anzumerken, dass die Planungsvarianten für die Ringe 1 sowie 2 zunächst getrennt voneinander betrachtet wurden und Synergien bisher noch nicht berücksichtigt wurden (wie z.B. das bereits Vorhandensein des Expertensystems zur dynamischen Vermaschung in der Netzleitstelle). Zu

sehen ist, dass eine Trennstellenverlagerung die günstigste Planungsvariante in beiden Ringen darstellt, da vorhandene Netzkapazitäten durch eine Verschiebung der Trennstelle in Richtung des deutlich höheren ausgelasteten Abgangs genutzt werden können. Nichtsdestotrotz können im Ring 1 durch eine dynamische Vermaschung die konventionellen Ausbaukosten um ca. 70 % gesenkt werden. Im Ring 2 können hingegen keine monetären Vorteile gegenüber dem konventionellen Netzausbau geschaffen werden, was insbesondere an den insgesamt geringen Kosten des Netzausbaus für den Austausch eines kurzen Kabelabschnitts im Netz liegt.

4.4 Betriebsführungskonzept zur dynamischen Vermaschung

Zur Umsetzung einer dynamischen Vermaschung im Netzbetrieb ist es notwendig, ein geeignetes Betriebsführungskonzept zu entwickeln, welches auf Basis der aktuellen bzw. prognostizierten Netzsituation eine optimale Vermaschung des Netzes ermittelt. Die Abbildung 4.11 gibt einen Überblick über das entwickelte Betriebsführungskonzept.

In einem ersten Schritt werden zunächst die Daten in die zentrale Datenplattform eingebunden. Diese Daten müssen alle notwendigen Daten enthalten, um den aktuellen bzw. prognostizierten Netzzustand eines MS-Netz zu bestimmen. Neben dem Netzmodell werden aktuelle Messdaten von verteilten Sensoren im Netz (Abgangsmesswerte aus dem Umspannwerk, Messwerte von bereits gemessenen Ortsnetzstationen) sowie Wetterdaten (Sonneneinstrahlung und Temperatur) für die Last- und Erzeugungsprognose im MS-Netz benötigt.



Abbildung 4.11: Betriebsführungskonzept zur Umsetzung einer dynamischen Vermaschung im Netzbetrieb

Auf Basis dieser Daten können die Lasten sowie die PV-Einspeisungen prognostiziert werden. Da zunächst der Testbetrieb einer dynamischen Vermaschung und der Ablauf des Betriebsführungskonzeptes von dem Einlesen der Messdaten bis hin zur Optimierung der Schalterstellungen im Vordergrund steht,

wird in dem Konzept zur Prognose der Lasten zunächst ein vereinfachtes Verfahren berücksichtigt. Dabei wird der Leistungswert der Last aus dem Wert des Vorjahres dieser Last unter Berücksichtigung des Wochentages, der Uhrzeit und der historischen sowie aktuellen Temperatur für die Prognose der Last gebildet. Bei der PV-Prognose werden insbesondere die Wetterdaten (Sonneneinstrahlung und Temperatur) als Berechnungsgrundlage für die derzeitige PV-Einspeisung im MS-Netz verwendet. In dem hier betrachteten Netzgebiet und Anwendungsfall der SW Kiel können zudem Daten einer bereits vorhandenen Mobilitätsplattform des ÖPNV in Kiel für das Ladeverhalten der Busse an den Opportunity Chargern verwendet werden. Diese Plattform verfügt über ein Live-Tracking der Busse an den Haltestellen, an denen die Opportunity Charger angebunden sind, welches auf einem Geofencing-Modell basiert.

Die prognostizierten Daten werden im Anschluss dem Simulationsmodell zur dynamischen Vermaschung bereitgestellt und in dem Netzmodell integriert. Mittels einer Leistungsflussberechnung kann das Netz auf Grenzwertverletzungen in dem prognostizierten Zeitfenster geprüft werden. Sollten Grenzwertverletzungen auftreten, wird eine optimale Schalterstellung berechnet. Das entwickelte Simulationsmodell zur dynamischen Vermaschung wurde bereits in dem Meilensteinbericht MS6.2.1 „Technisches Konzept: Vermaschungskonzept“ ausführlich beschrieben.

Das Ergebnis der optimalen Schalterstellungen wird dann der Netzleitstelle als Handlungsempfehlung bzw. Fahrplan übermittelt. Das Leitstellenpersonal kann dann auf dessen Basis ein Signal an die jeweiligen fernsteuerbaren Schalter im Netz senden.

5 Konzeptentwicklung für das netzdienliche Betriebsverhalten von Batteriespeichern an Elektroladestationen

5.1 Hintergrund und Ziel

Durch die steigende Zahl an Elektrofahrzeugen und den Zubau an Ladestationen in Deutschland steigen die Lasten, welche an das elektrische Energieversorgungsnetz angeschlossen sind. Der dadurch ansteigende Leistungsfluss erhöht die Belastung für das Netz und kann zu Überlastungen von Betriebsmitteln führen. Um diesen neuen Belastungen gerecht zu werden, muss das elektrische Energieversorgungsnetz ertüchtigt werden. Die Möglichkeit des Netzausbaus ist aufwendig und kostenintensiv. Um diese Kosten zu verringern oder den Netzausbau zu vermeiden, können Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel Batteriespeicher eingesetzt werden. Batteriespeicher können überschüssige elektrische Energie zwischenspeichern und später, bei Bedarf, ins Netz zurück speisen. Somit sind Batteriespeicher als Kurzzeitspeicher für den netzdienlichen Einsatz technisch gut geeignet. [10]

Ziel bei der Konzeptentwicklung für das netzdienliche Betriebsverhalten von Batteriespeichern an Elektroladestationen ist es, ein Simulationsmodell zu entwickeln, welches automatisiert ein Betriebsprofil für Batteriespeicher für unterschiedliche Netzbetriebsverhalten generiert. Grundlage für die Auslegung des Betriebsprofils und die Dimensionierung des Batteriespeichers ist ein netzdienlicher Einsatz, um Netzengpässe zu vermeiden oder weitestgehend zu verringern. Das Simulationsmodell soll so entwickelt werden, dass der Batteriespeicher in Abhängigkeit der aktuellen Netzsituation dem Netz Strom zuführt (in Starklastfällen) oder Strom entnimmt (Starkeinspeisefälle), sofern zu diesen Zeitpunkten Grenzwertverletzungen in Form von Betriebsmittelüberlastungen und/oder Spannungsbandverletzungen auftreten. Neben dem netzdienlichen Einsatz wird auch der marktdienliche Einsatz betrachtet, um die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers zu erhöhen.

5.2 Methodisches Vorgehen und Modellaufbau

Das methodische Vorgehen für den Aufbau und die Validierung eines Simulationsmodells zur automatisierten Erstellung von Betriebsprofilen für Batteriespeicher lässt sich in vier Schritte unterteilen (siehe Abbildung 5.1).



Abbildung 5.1: Methodisches Vorgehen für den Aufbau und die Validierung eines Simulationsmodells zur automatisierten Erstellung von Betriebsprofilen für Batteriespeicher

Zunächst wird ein mathematisches Modell aufgebaut, welches auf Basis der aktuellen Leistungsflusssituation in einem MS-Netz ein Betriebsprofil zur Behebung der auftretenden Grenzwertverletzungen er-

stellt (Leistungsaufnahme bzw. -abgabe des Batteriespeichers). Das mathematische Modell wird anschließend in einer Programmierungsumgebung im Rahmen einer automatisierten Leistungsflussberechnung auf Basis von Zeitreihen umgesetzt. Durch beispielhafte Netzsimulationen und unter Betrachtung verschiedener Anwendungsfälle soll das Modell auf eine korrekte und konzeptgemäße Funktionsweise getestet werden. Zudem soll ein beispielhafter Anwendungsfall, nämlich der Einsatz eines Batteriespeichers in einem Parkhaus, welches mit Ladestationen ausgestattet ist, untersucht und bewertet werden. Ableitend aus den Untersuchungen kann das Modell vollständig validiert werden.

Das mathematische Modell wird vereinfacht für die Behebung einer Leitungsüberlastung näher erläutert. Der zu modellierende Batteriespeicher soll so eingesetzt werden, dass er bei einer Leitungsüberlastung mit einem Leistungsfluss in Richtung des überlagerten Netzes (Rückspeisefall) dem Netz Strom entzieht und bei einer Überlastung mit Leistungsfluss in Richtung der Anlage (Starklastfall) dem Netz Strom zuführt (siehe Abbildung 5.2).

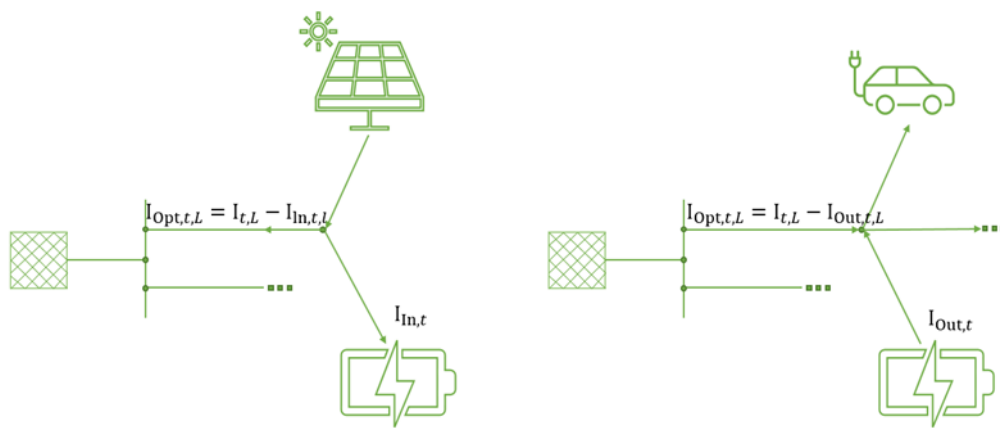


Abbildung 5.2: Leitungsentlastung im Starkeinspeisefall (links) und Starklastfall (rechts)

Der Strom, der im ersten Fall entnommen wird, ist aus Sicht der Anlage betrachtet positiv und der eingespeiste Strom im zweiten Fall negativ. In erster Linie gilt es, durch das Entnehmen der elektrischen Energie, den Strom auf den Leitungen so zu begrenzen, dass er den thermischen Grenzstrom der jeweiligen Leitung nicht überschreitet. Das Einspeisen des Stroms bei Bedarf soll sicherstellen, dass auch in einem Starklastfall jede Last mit dem benötigten Strom versorgt werden kann, ohne dass es zu Leitungsüberlastungen kommt. Entzieht der Speicher dem Netz Strom oder speist Strom ein, erhält man für die Leitung L einen optimierten Strom $I_{Opt,t,L}$.

Bei dem vorliegenden Netzmodell wird die Zeit t in Viertel-Stunden-Takten vorgegeben. Zur Vereinfachung werden in dieser Berechnung die Zeitpunkte als ganze Zahlen gesetzt ($t_1 = 0,25 \text{ h} = 1$, $t_2 = 0,5 \text{ h} = 2$ usw.). Der dem Netz zu entnehmende Strom $I_{red,t,L}$ zum Zeitpunkt t an der Leitung L berechnet sich wie in Gleichung 4.1 dargestellt. Dabei sind $I_{t,L}$ der momentane Strom an der Leitung L zum Zeitpunkt t und $I_{th,L}$ der thermische Grenzstrom der Leitung L . Dieser wird mit einem Korrekturfaktor k multipliziert, welcher von der Netztopologie abhängig ist. Bei Ringnetzen beträgt dieser $k = 0,6$ und bei

Stichleitungen $k = 1$. Der Strom $I_{\text{Out},t}$, welcher dem Netz in einem Starklastfall vom Speicher zugeführt werden soll, entspricht dem Strom $I_{\text{In},t}$ mit negativem Vorzeichen, da in diesem Fall die Leitungsüberlastungen in die entgegengesetzte Richtung auftreten (siehe Gleichung 4.2 und 4.3).

$$I_{\text{red},t,L} = \left(\frac{-I_{t,L}}{|I_{t,L}|} \right) (|I_{t,L}| - I_{\text{th}} \cdot k) \quad (4.1)$$

$$I_{\text{In},t} = I_{\text{red},t,L} \quad \forall I_{\text{red},t,L} \geq 0 \quad (4.2)$$

$$I_{\text{Out},t} = I_{\text{red},t,L} \quad \forall I_{\text{red},t,L} \leq 0 \quad (4.3)$$

Um Verluste zu berücksichtigen, welche beim Ein- und Ausspeichern auftreten, muss der Wirkungsgrad η des Speichers mitbetrachtet werden. Zur Vereinfachung werden nicht die verschiedenen Wirkungsgrade für das Ein- und Ausspeichern betrachtet, sondern ein allgemeiner Wirkungsgrad festgelegt. Bei Lithium-Ionen-Akkus beläuft sich der Wirkungsgrad η_{ges} auf 88 % bis 98 % [11]. Um diesen zu berücksichtigen, muss der zu entnehmende Strom mit diesem multipliziert werden (siehe Gleichung 4.4). Dadurch ergibt sich der Strom, welcher tatsächlich eingespeichert wird. Da mit dem Gesamtwirkungsgrad gearbeitet wird, kann dieser Strom weiterbetrachtet werden, ohne das weitere Verluste berücksichtigt werden müssen. Um zu verhindern, dass durch den Einsatz des Speichers eine zusätzliche Leitungsüberlastung an der Leitung auftritt, an der der Speicher an das Netz angeschlossen ist, wird der maximal zu entnehmende bzw. zugeführte Strom durch den thermischen Grenzstrom der vorherigen Leitung begrenzt (siehe Gleichung 4.5).

$$I_{\text{In},t,\text{reell}} = I_{\text{In},t} \cdot \eta_{\text{ges}} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{In/Out},t,\text{max}} \leq I_{\text{th},L} \quad (4.5)$$

Aus dem berechneten einzuspeisenden bzw. zu entnehmendem Strom des Batteriespeichers für das netzdienliche Verhalten kann im Weiteren dieser in eine Leistungsgröße umgerechnet werden. Dieses mathematische Modell wurde im Anschluss in die Programmierumgebung eingebunden.

Als Programmierumgebung wurde Matlab[®] ausgewählt, womit es möglich ist, über eine COM-Schnittstelle im Netzberechnungsprogramm PSS[®]Sincal automatisiert Befehle auszuführen und bspw. Strukturdaten vom Netzmodell oder Leistungsflussergebnisse abzurufen. Um das aufgebaute Modell zu validieren, werden im folgenden Abschnitt der Anwendungsfall und die Simulationsergebnisse vorgestellt.

5.3 Simulationsergebnisse

Zur Auswertung und Validierung der erstellten Betriebsprofile der Batteriespeicher wurde das aus dem Projekt SimBench öffentlich zur Verfügung stehende städtische MS-Netz ausgewählt [12]. Das Netz und dessen Lasten und Einspeiser basieren auf einer Prognose für das Jahr 2034. Die hinterlegten Zeitreihen für die Lasten und Einspeiser liegen in 15-Minuten-Schritten für ein gesamtes Jahr vor. Um für die Validierung sicherzustellen, dass eine Überlastung der Leitungen vorliegt, wurde eine zusätzliche

Last eingesetzt. Das Ziel hierbei ist es nicht, eine realitätsgerechte Netzausbauplanung für ein konkretes MS-Netzmodell durchzuführen, sondern das Tool zur Simulation eines Batteriespeichers anhand konkreter Anwendungsfälle zu validieren und beispielhafte Wirtschaftlichkeitsberechnungen für diese Fälle unter den getroffenen Annahmen vorzunehmen.

Als Anwendungsfall wurde primär der netzdienliche Einsatz von Batteriespeichern in mit Ladepunkten ausgestatteten Parkhäusern und zusätzlich eine markorientierte Betriebsfahrweise untersucht. Bei der Simulation wurden mehrere Fälle hinsichtlich des Ausstattungsgrads an installierten Ladepunkten berücksichtigt, welche in der Tabelle 5.1 zusammengefasst sind.

Tabelle 5.1: Betrachtete Ausstattungsgrade an Ladepunkten in den Untersuchungen am Beispiel eines Parkhauses

Anwendungsfall	Anzahl der Ladepunkte in Stück	Installierte Leistung in MW
1	30	0,66
2	60	1,32
3	100	2,2
4	300	6,6

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für den maximal berücksichtigten Ausstattungsgrad von 300 Ladepunkten mit jeweils einer Ladeleistung von $P = 22 \text{ kW}$, also mit einer insgesamt installierten Ladeleistung von $P = 6,6 \text{ MW}$, beispielhaft betrachtet. Das Parkhaus befindet sich an einem MS-Abgang in einem offen betriebenen Halbring, also an einer Stichleitung in dem städtischen MS-Netz. Es werden die Leistungsflussergebnisse vor und nach dem Einsatz des Batteriespeichers miteinander verglichen, wobei sich die Ergebnisdarstellung auf die Auswertung der Leitungsbelastungen beschränkt, da Spannungsbandverletzungen bzw. Überlastungen der Transformatoren im Umspannwerk nicht aufgetreten sind.

Die Abbildung 5.3 zeigt das Ergebnis der Leitungsbelastungen vor dem Einsatz des Batteriespeichers bei einer Parkhausausstattung von 300 Ladepunkten. Es ist zu erkennen, dass einige Leitungen entlang des Pfades von dem Parkhaus bis zum Umspannwerk deutliche Leitungsüberlastungen aufzeigen, also wo sich der Leistungsstrom oberhalb der Grenze von 60 % gemessen am thermischen Grenzstrom der jeweiligen Leitung befindet. Aus diesem Grund wird der Speicher eingesetzt, um lokal zusätzliche Energie bereitzustellen, sodass die Leitungsüberlastungen vermieden werden.

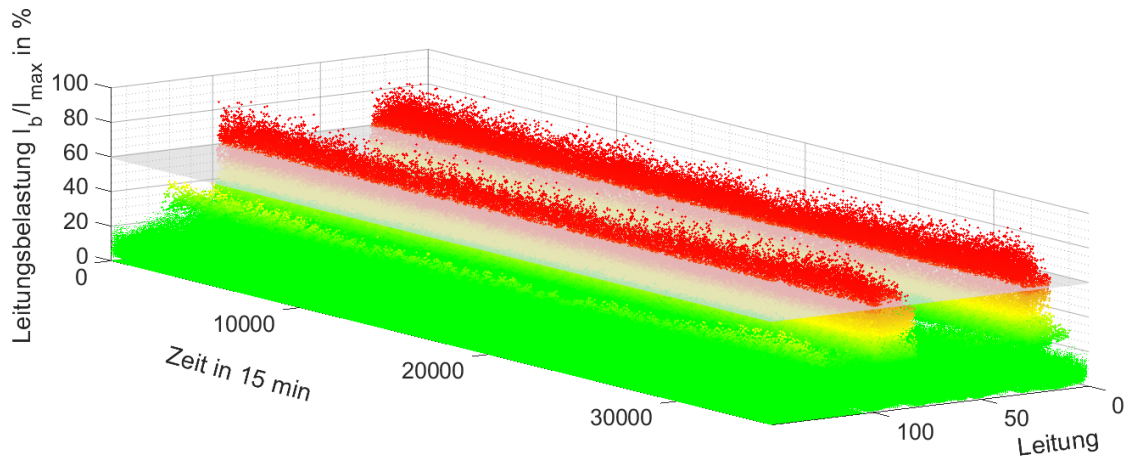


Abbildung 5.3: Leitungsbelastung vor Einsatz des Speichers, 300 Ladepunkte

Die Abbildung 5.4 zeigt die Leitungsprofile nach dem Einsatz des Batteriespeichers. Durch einen Speicher mit einer Leistung von 2,62 MW und einer Kapazität von 16,61 MWh lassen sich die Leitungsüberlastungen vollständig beheben. Somit kann gezeigt werden, dass das entwickelte Simulationsmodell korrekt funktioniert, was durch weitere Untersuchungen der anderen Anwendungsfälle bestätigt werden konnte.

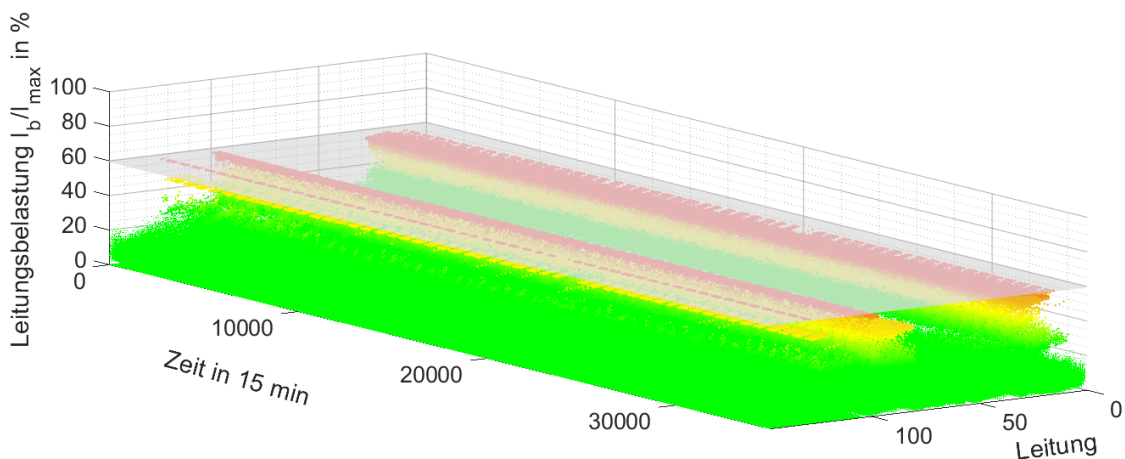


Abbildung 5.4: Leitungsbelastung nach Einsatz des Speichers, 300 Ladepunkte

Als Nächstes werden für eine Beispielwoche die Zeitreihen des Parkhauses und des Batteriespeichers für den Fall mit 300 Ladepunkten gegenübergestellt (siehe Abbildung 5.5). Zu sehen ist die erste Woche und wie sich der Speicher zu Beginn auflädt, um für einen möglichen Betriebseinsatz bereit zu sein und ausreichend Energie bereitzuhalten. Während des zweiten Tages ist die geringste Ladepunktauslastung für die betrachtete Woche vorhanden. Der Batteriespeicher muss maximal mit einer Leistung von etwas über 0,5 MW einspeisen. Zwischendurch kann er sich trotz Betrieb der Ladepunkte aufladen. Dies ist möglich, da die anderen Lasten an diesem Strang zu diesen Zeiten das Netz nicht stark belasten. An den restlichen Tagen in der Woche ist der Verlauf des Betriebsprofils der Ladepunkte des Parkhauses sehr ähnlich. Die maximale Leistung der Ladepunkte tritt zu Beginn jedes Tages auf und liegt immer bei ca. 2 MW. Entsprechend speist der Batteriespeicher zu Beginn jeden Tages am meisten ein. Dabei liegt

seine Leistung ebenfalls bei ca. 2 MW. Zudem kann er sich an den restlichen Tagen tagsüber nicht wieder aufladen, da er immer einspeist. Die Aufladung findet erst nach Schließung des Parkhauses und über Nacht statt.

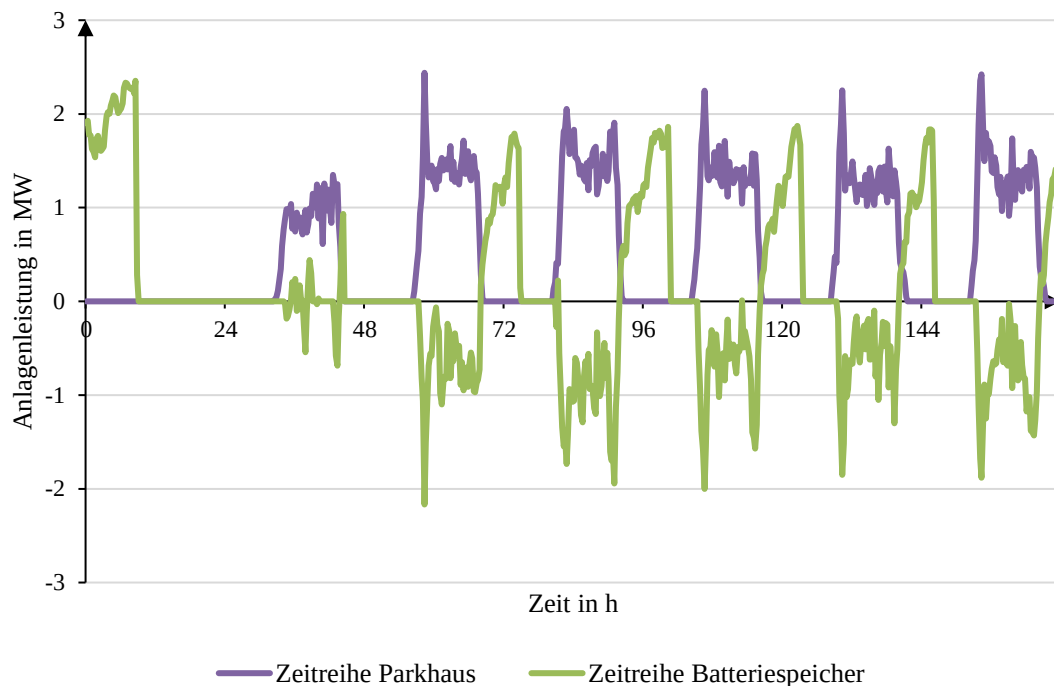


Abbildung 5.5: Anlagenleistung der Ladepunkte im Parkhaus und des Batteriespeichers für eine Beispielwoche

Wie in den gezeigten Abbildungen zu sehen ist, wird der Speicher vom entwickelten Simulationsmodell so dimensioniert, dass alle Überlastungen auf den Leitungen konzeptgemäß behoben werden. Die größten Überlastungen treten auf, wenn die größte Last ans Netz angeschlossen ist. In diesem Fall ist auch der Batteriespeicher am größten dimensioniert. Der Strom, der auf den Leitungen fließt, bleibt nach Einsatz des Speichers in jedem Fall unter 60 % des maximal zulässigen Stroms. Die Ergebnisse der weiteren betrachteten Anwendungsfälle hinsichtlich der Batteriespeichergröße sind der Tabelle 5.2 zu entnehmen, in der die maximale Leistung und Speicherkapazität aufgeführt sind, welche sich aus den Untersuchungen ergeben. Wie zu erkennen ist, wird der Speicher von Fall zu Fall größer dimensioniert, da die angeschlossene Last immer größer wird.

Tabelle 5.2: Maximale Leistung und Kapazität des Batteriespeichers für die betrachteten Anwendungsfälle

Anwendungsfall	Maximale Leistung des Batteriespeichers in MW	Kapazität des Batteriespeichers in MWh
1	0,55	0,53
2	0,85	2,05
3	1,44	4,72
4	2,62	16,61

Nachdem gezeigt wurde, dass das netzdienliche Betriebsverhalten, so wie es programmiertechnisch im Simulationsmodell umgesetzt wurde, korrekt funktioniert, erfolgt im Anschluss eine wirtschaftliche Bewertung des Anwendungsfalls des Parkhauses unter Berücksichtigung der verschiedenen Ausstattungsgrade an Ladepunkte. Dabei werden für die verschiedenen Speichergrößen die Investitions- und Betriebskosten berechnet und diese mit den Kosten des konventionellen Netzausbaus unter Anwendung der Barwert-Methode verglichen [9].

Als Kosten für den Batteriespeicher werden 350 €/kWh für die Kapazität und 150 €/kW für die Leistungselektronik angenommen. Zudem wird von einer jährlichen Preissteigerung von $-0,5\%$ ausgegangen und es wird ein Kalkulationszinssatz von 6% angenommen. Die Betriebskosten werden bei 15 €/kW·a angenommen. [13, 14]

Da für den Speicher eine Lebenszeit von 20 Jahren angenommen wird, müssen mehrere Batteriespeicher erworben werden, um eine ökonomische Vergleichbarkeit zu den Leitungen mit einer angenommenen Lebensdauer von 45 Jahren vornehmen zu können. Dies wird entsprechend bei der Anwendung der Barwert-Methode berücksichtigt. Für die ökonomische Auswertung des konventionellen Netzausbaus werden für die Leitungsertüchtigungen Kosten für Material und Tiefbaumaßnahmen in Anlehnung an [15] festgelegt. Zusätzlich wird die Flexibilität des Batteriespeichers außerhalb der Öffnungszeiten (zwischen 21 Uhr und 8 Uhr) des Parkhauses dazu verwendet, um am Day-Ahead-Markt zusätzliche Erlöse durch den Einkauf günstiger elektrischer Energie und den Verkauf dieser Energie zu höheren Preisen zu erzielen.

Die Ergebnisse der Kostenbewertung der unterschiedlichen Ausbaumaßnahmen sind in der Abbildung 5.6 dargestellt.

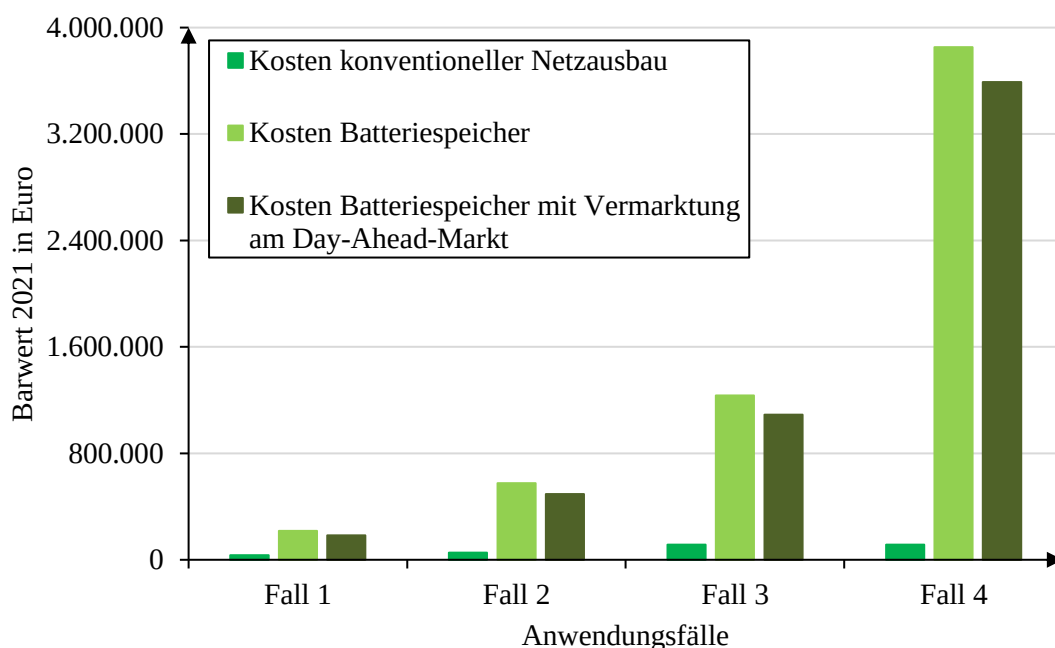


Abbildung 5.6: Kostenbewertung der verschiedenen Netzausbaumaßnahmen als Barwerte (2021)

Es ist ersichtlich, dass trotz der zusätzlichen Generierung von Erlösen am Day-Ahead-Markt die hohen Kosten für die Batteriespeicher nur marginal kompensiert werden können und somit aus wirtschaftlicher Sicht der konventionelle Netzausbau die zu empfehlende Variante ist. Im maximalen Fall können durch die Erlöse am Day-Ahead-Markt lediglich maximal 15 % der Gesamtinvestitionskosten des Batteriespeichers erwirtschaftet werden. Der Speicher wird allerdings nur nachts zum Kauf und Verkauf von Energie zur Verfügung gestellt. Wenn der Speicher auch tagsüber marktorientiert eingesetzt werden kann, lassen sich zusätzliche Gewinne erzielen. Allerdings hat der netzdienliche Betrieb in den in dieser Arbeit betrachteten Fällen immer Vorrang, weshalb die Gewinne, durch weitere Vermarktungen tagsüber, nicht signifikant gesteigert werden können. Die Wirtschaftlichkeit kann auch erhöht werden, wenn der Speicher für Systemdienstleistungen, also der Erbringung von Primärregelleistung, zur Verfügung gestellt wird. Dabei muss die Energie, welche für die Lastspitzenkappung benötigt wird, reserviert werden. Die restliche Menge kann am Regelleistungsmarkt angeboten werden. Da bei entsprechender Speichergröße sich der Speicher nur in bestimmten Grenzen bewegen darf, was den Füllstand angeht, muss für die zusätzliche Vermarktung des Speichers am Regelleistungsmarkt dieser eventuell größer dimensioniert werden. Bei optimaler Kombination von Lastspitzenkappung und Primärregelleistung können weitere Gewinne erzielt werden [16].

Es gibt also mehrere Möglichkeiten, um größere Erlöse aus dem Betrieb des Batteriespeichers zu generieren. Allerdings ist die Kombination aller verschiedener Netzbetriebsverhalten nur schwer miteinander vereinbar. Für eine dennoch größtmögliche Kosten-Nutzen-Funktion des Batteriespeichers sollte dieser keine allzu große Differenz zwischen Leistung und Kapazität aufweisen. Eine gute Möglichkeit um die Kosten für den Netzausbau so gering wie möglich zu halten ist eine Kombination aus konventionellem Netzausbau und aus dem Einsatz von Batteriespeichern. So würden die Batteriespeicher kleiner dimensioniert, was die Kosten senken würde. Der Speicher wird somit nur für die Lastspitzen eingesetzt. Je nachdem wie oft diese Lastspitzen auftreten kann der Speicher zusätzlich vermarktet werden.

6 AP 2.2: „Konkretisierung der zukünftigen Energiesystemstrukturen“ (Arbeiten der 1. Verlängerungsphase)

In der ersten Verlängerungsphase des Projekts wurden zusätzliche Arbeiten durchgeführt, die sich als relevant für die Projektphase 2 erwiesen haben und in den ursprünglichen Planungen nicht vorgesehen waren. Diese Arbeiten waren darauf ausgerichtet, die zukünftigen Strukturen des Energiesystems weiter zu konkretisieren, um die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung der Projektziele zu schaffen. Besonderes Augenmerk lag darauf, die Ergebnisse für eine Demonstration in der dritten Projektphase vorzubereiten und somit einen praxisnahen Einblick in die entwickelten Konzepte und Methoden zu ermöglichen. Zusätzlich lag der Fokus darauf entwickelte Lösungen zu vergleichen und über Schnittstellen miteinander zu verbinden sowie Ergebnisse zu aktualisieren oder zu verschriftlichen und zu veröffentlichen.

6.1 Onboarding der BUW-Tools in das Digitale Abbild sowie Simulation und Validierung von Anwendungsfällen für die Demonstration

Aufbau einer Verbindung zum Digitalen Abbild

Aufgrund datenschutzrechtlicher Aspekte wurde die Verbindung zum Digitalen Abbild über eine virtuelle Maschine der SH-Netz aufgebaut. Über eine Schnittstelle kann innerhalb der virtuellen Maschine das Netzmodell abgerufen werden. Das Netzmodell ist ein ländliches Mittelspannungsnetz mit einer Nennspannung von $U_n = 20 \text{ kV}$ und liegt in *Pandapower* vor.

Neben dem Abrufen des Netzmodells ist zudem die Integration der Messwerte erforderlich, um auf Basis von realen Daten eine Leistungsflussberechnung umsetzen zu können. Die Messwerte werden über einen *connection string* abgerufen. Dabei wurde in *python* ein Skript geschrieben, welches jeden Tag automatisiert die Messwerte abrufen und als Excel-Datei speichert. Die Messwerte kommen von den eingebauten RTU-Messgeräten im Netz, welche mit einer Auflösung von 15 Minuten die Knotenspannung sowie den Strom und die Wirk- und Blindleistung am jeweiligen Netzknoten übermitteln.

Um die allgemeine Funktionsweise zu testen, wurde nicht das gesamte Netzmodell betrachtet, sondern sich lediglich auf einen Netzabschnitt, ein großer offen betriebener Ring, fokussiert. Die empfangenen Messwerte wurden zur weiteren Verwendung entsprechend aufbereitet und um den betrachteten Netzabschnitt reduziert. Da bisher nur eine geringe Anzahl an Netzknoten mit Messgeräten ausgestattet ist, wurde eine Aufteilung der abfließenden Leistung auf die weiteren Netzknoten vorgenommen. Die Aufteilung bezieht sich auf die entlang des Leistungsflusses angeschlossenen Ortsnetzstationen und teilt sich in Abhängigkeit der Bemessungsscheinleistungen der Transformatoren auf. An dieser Stelle sei zu betonen, dass dieses Vorgehen sehr vereinfacht ist und keineswegs eine Verteilung der tatsächlichen Leistungen im Netz widerspiegelt. Dieses vereinfachte Vorgehen wird dennoch für eine allgemeine Prü-

fung der Funktionalität der hier angewendeten Methode und der Tools zu Grunde gelegt. Für eine genauere Netzzustandsermittlung sind weitere Messgeräte im Netz einzubetten und es ist eine *State Estimation* erforderlich. Die Umsetzung der Aufteilung der Leistungswerte wurde automatisiert in einem *python*-Tool umgesetzt. Zudem werden die ermittelten Leistungswerte als Zeitreihen an den Netzknoten hinterlegt, sodass im Anschluss eine Leistungsflussberechnung für den betrachteten Zeitraum durchgeführt werden kann.

Simulationsergebnisse

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, wird sich auf einen Netzabschnitt mit einem offen betriebenen Ring fokussiert. Der schematische Aufbau dieses Ringes ist in der Abbildung 6.1 zu sehen. Die in rot umkreisten Netzknoten zeigen die Stellen, an denen ein RTU-Messgerät vorhanden ist und deren empfangene Messwerte für die Leistungsflussberechnung verwendet werden. Die in blau markierten Netzknoten sind Ortsnetzstationen, an denen jeweils eine Last angeschlossen ist und an denen sich die Leistung entsprechend des vor- bzw. nachgelagerten Messwertes aufteilt. Die grauen Knoten sind als Muffen zu verstehen. Des Weiteren besteht eine offene Trennstelle zwischen den Knoten 116 und 662. Diese offene Trennstelle wird im Rahmen der Vermaschung zur Reduzierung der Leitungsbelastungen und Nivellierung der Netzknoten verwendet.

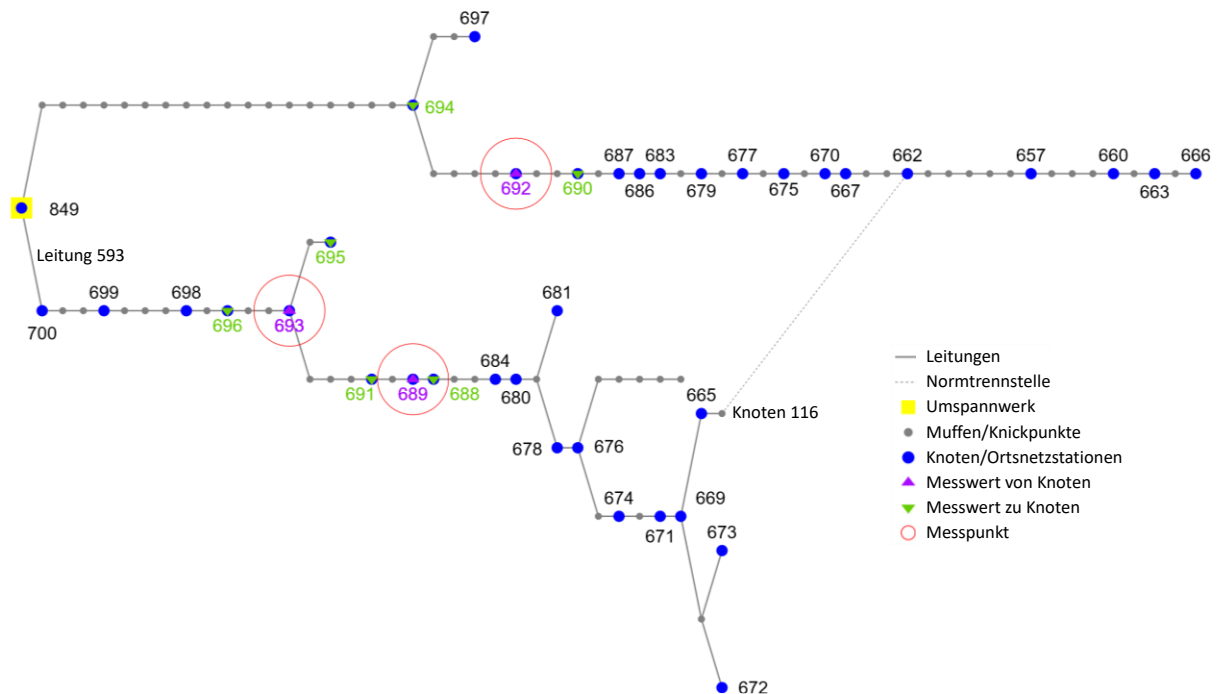


Abbildung 6.1: Betrachteter Ring im Netzmodell des Digitalen Abbildes

Leistungsflussberechnung mit den realen Messwerten

Zunächst wird auf Basis der Messwerte eine Leistungsflussberechnung für den betrachteten Netzabschnitt durchgeführt. Anhand der Abgangsleitung 593 und des Netzknotens 116 (siehe Abbildung 6.1), an dem sich die offene Trennstelle befindet, sollen die Leistungsflussergebnisse exemplarisch aufgezeigt werden. Die Simulation findet dabei für einen Zeitraum von zwei Wochen (01.05.2023 – 15.05.2023) statt und liegt in einer 15-minütigen Auflösung vor. Einerseits wurde der Status Quo mit den Messwerten simuliert, andererseits wurde ein zukünftig angenommener Lastzuwachs um den Faktor 5 untersucht.

In der Abbildung 6.2 wird das Ergebnis der bezogenen Leitungsauslastung der Leitung 593 für den Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5 gezeigt. Die bezogene Leitungsauslastung berechnet sich dabei aus dem Verhältnis von dem Betriebsstrom I zum maximal thermischen Grenzstrom $I_{\max}$ dieser Leitung. Es ist für die zwei Wochen ein sich wiederholender Verlauf der bezogenen Leitungsauslastung zwischen den einzelnen Wochentagen zu erkennen. Die durchschnittliche Leitungsauslastung für die betrachteten zwei Wochen liegt im Status Quo bei $I/I_{\max} = 5,9\%$ und im Maximalfall bei $I/I_{\max} = 15,5\%$. Die Auslastung ist demnach verhältnismäßig gering und befindet sich deutlich unterhalb einer anzunehmenden Maximalauslastung von $I/I_{\max} = 60\%$. Bei einer fiktiven Erhöhung der Last um den Faktor 5 ergibt sich eine deutlich höhere Leitungsauslastung. Diese liegt im Durchschnitt bei $I/I_{\max} = 14,2\%$ und im Maximalfall bei $I/I_{\max} = 74,6\%$, sodass hier eine Leitungsüberlastung auftritt.

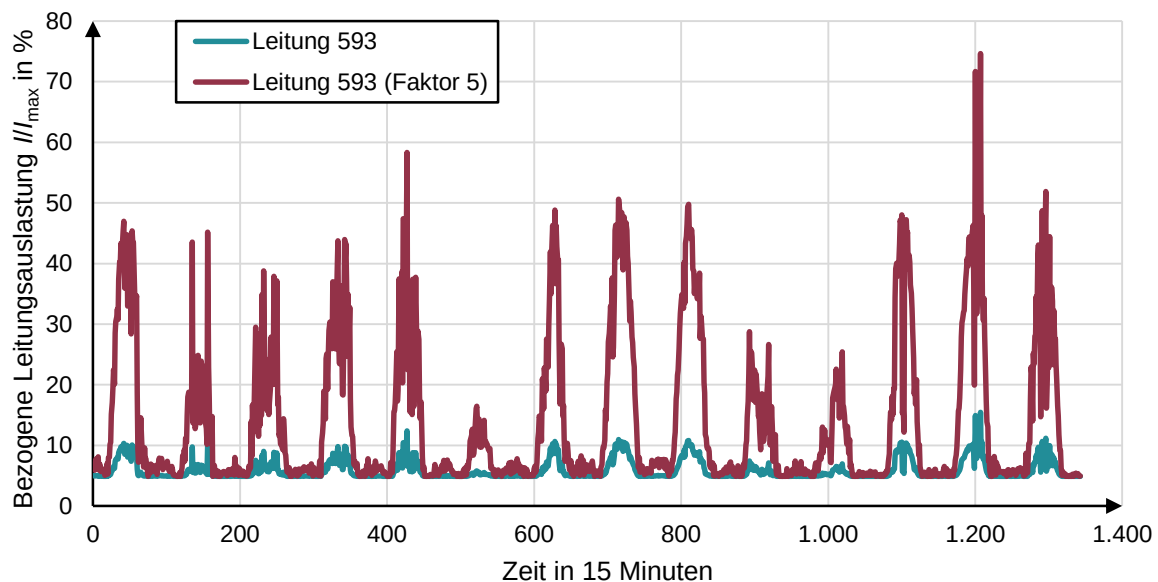


Abbildung 6.2: Bezogene Leitungsauslastung der Abgangsleitung 593 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5

Bei der Betrachtung der bezogenen Spannung am Knoten 116, welcher sich an der offenen Trennstelle befindet, zeigt sich ein dem Verlauf der Leitungsauslastungen analoger Verlauf auf (siehe Abbildung 6.3). Zu den Zeiten, zu denen die Leitungsauslastung höher ist (tagsüber), ist entsprechend die Knotenspannung aufgrund des erhöhten Lastbezuges geringer. Die bezogene Knotenspannung im Status Quo

liegt im Mittelwert bei $U/U_n = 100\%$ und im Minimalfall bei $U/U_n = 99,4\%$. Im fiktiven Fall der Lasterhöhung sinkt die Spannung in Zeiten einer hohen Last deutlich stärker ab und beträgt im Mittel $U/U_n = 99,4\%$ und im Minimalfall $U/U_n = 96,4\%$. Grenzwertverletzungen der Knotenspannung sind somit nicht festzustellen.

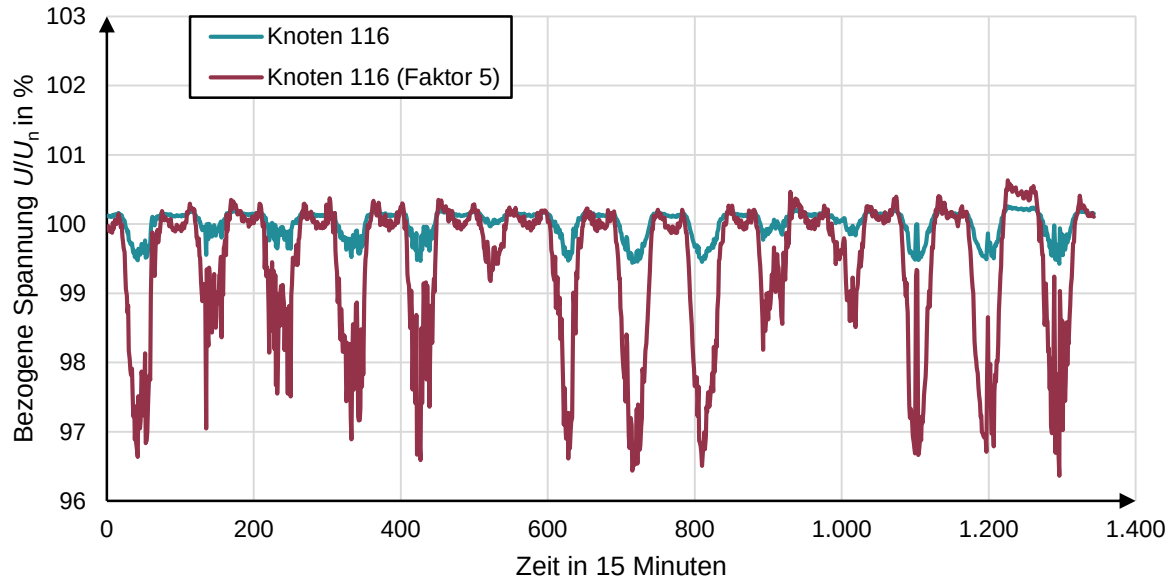


Abbildung 6.3: Bezogene Spannung am Knoten 116 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5

Einfluss einer Ringschließung auf die Netzsituation

Um den Einfluss einer Vermaschung in dem betrachteten Ring zu untersuchen, wird die offene Trennstelle geschlossen betrieben. Die Abbildung 6.4 zeigt den sich ergebenden Verlauf der bezogenen Leitungsauslastung der Abgangsleitung 593 sowohl für den Status Quo als auch für eine Lasterhöhung bei einer Ringschließung. Die mittlere Auslastung im Status Quo beträgt $I/I_{\max} = 5,5\%$, die maximale Auslastung $I/I_{\max} = 13,6\%$ und liegt damit ca. 14 % unter der Auslastung bei einem unvermaschten Betrieb (Trennstelle offen). Das gleiche Bild zeichnet sich bei dem Fall der Lasterhöhung ab. Die Leitungsauslastung liegt dabei im Mittel bei $I/I_{\max} = 13,9\%$ und im Maximalfall bei $I/I_{\max} = 65,3\%$. Zwar tritt immer noch eine Leitungsüberlastung auf, aber es kann ein Absenken der maximalen Leitungsauslastung von ca. 14 % erreicht werden, sodass ein positiver Effekt der Vermaschung erzielt werden kann.

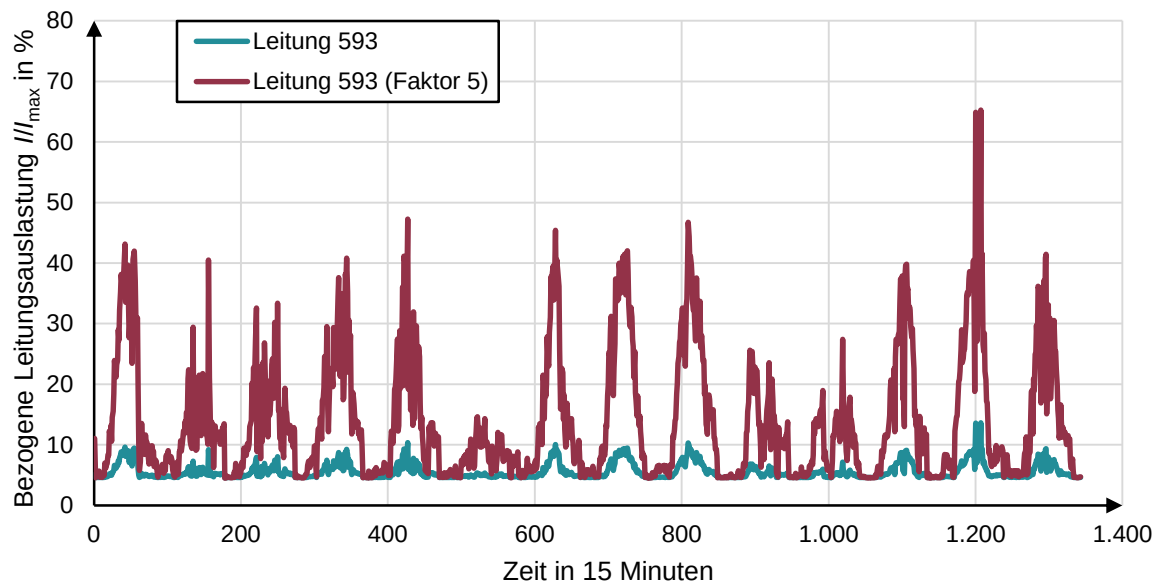


Abbildung 6.4: Bezogene Leitungsauslastung der Abgangsleitung 593 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5 bei einer Ringschließung

Bei der bezogenen Knotenspannung zeigt sich, dass diese im Minimalfall nicht mehr so stark abfällt wie bei einem unvermaschten Netzbetrieb, auch wenn weiterhin die Spannungsspitzen aufgrund der erhöhten Last im Netz in den Tagesstunden deutlich zu erkennen sind (siehe Abbildung 6.5). So beträgt die minimale Knotenspannung im Status Quo $U/U_n = 99,6 \%$ und im Fall der Lasterhöhung $U/U_n = 97,1 \%$.

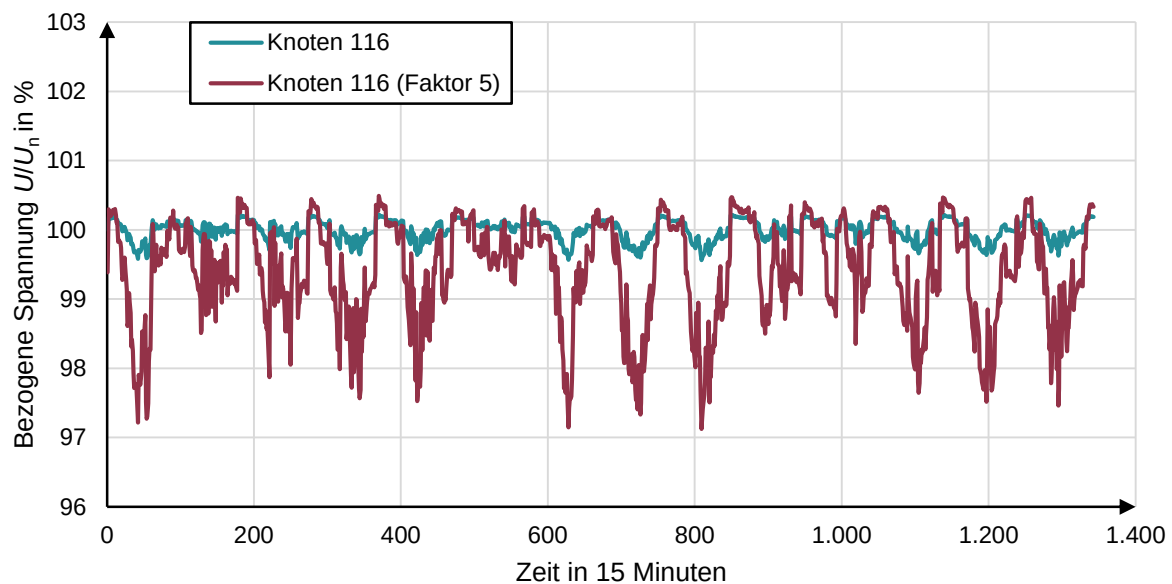


Abbildung 6.5: Bezogene Spannung am Knoten 116 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5 bei einer Ringschließung

Um einen besseren Vergleich eines unvermaschten und vermaschten Netzbetriebes zu veranschaulichen, werden über alle simulierten Zeitpunkte einerseits die maximalen Leitungsauslastungen, andererseits die minimalen Spannungen jeweils als Boxplot dargestellt (siehe Abbildung 6.6).

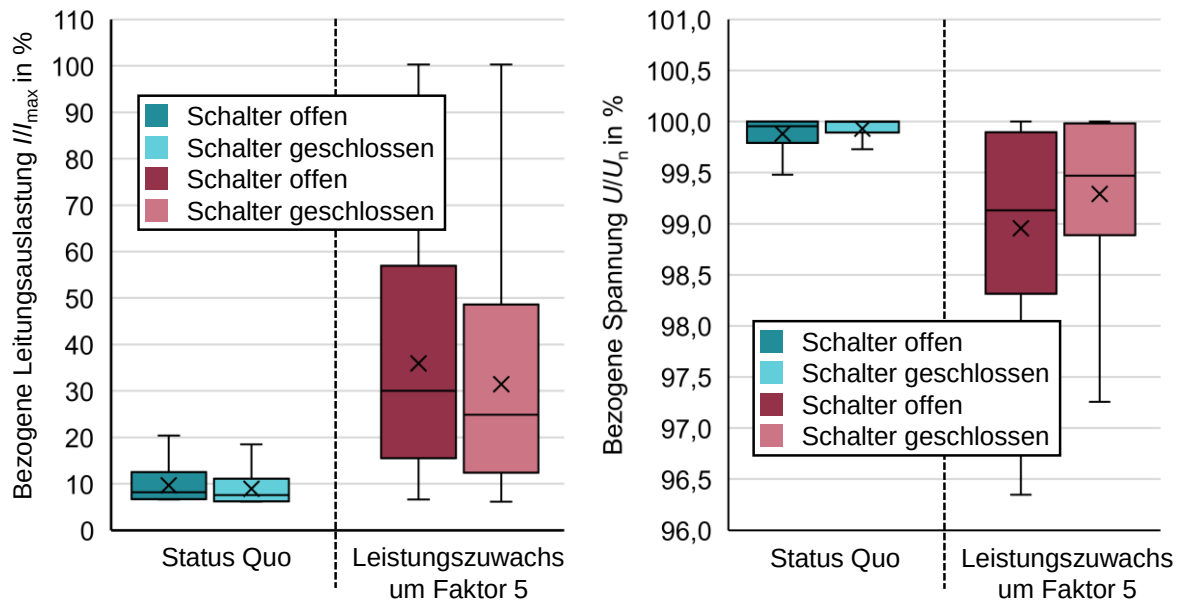


Abbildung 6.6: Vergleich der bezogenen Leitungsauslastungen (links) und bezogenen Knotenspannungen (rechts) ohne und mit einer Ringschließung als Boxplot

Es ist zu erkennen, dass im direkten Vergleich die Leitungsauslastungen im Status Quo und bei einem Lastzuwachs durch einen vermaschten Netzbetrieb deutlich geringer sind. Der Median (mittlerer Strich im Boxplot) und der Mittelwert (mit „x“ gekennzeichnet) sind bei einem geschlossenen Ringbetrieb um ca. 9 % geringer. Bei den Knotenspannungen zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Der Mittelwert und Median ist bei einem geschlossenen Ringbetrieb höher und auch die minimal auftretende Spannung ist im Vergleich zu einem offen betriebenen Ring höher, sodass insgesamt das auftretende Spannungsband beim einer Vermaschung deutlich kleiner ist.

Netzdienliche Betrachtung von Sektorenkopplungsanlagen

Bei der Auswertung der Zeitreihenanalyse, basierend auf den Messwerten fällt auf, dass Grenzwertverletzungen nur durch Lasten verursacht werden und auch nur bei einer künstlichen Erhöhung der Leistung dieser. Im weiteren Verlauf werden für die beiden Halbringe (im Folgenden unterer und oberer Halbring genannt) des untersuchten 20 kV Mittelspannungsringes Sektorenkopplungsanlagen identifiziert, die Grenzwertverletzungen vermeiden können. Da es sich um lastbedingte Grenzwertverletzungen handelt, sind nur Sektorenkopplungsanlagen, die Energie einspeisen dazu geeignet. Diese werden in der Form von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWKA) betrachtet.

Abbildung 6.7 zeigt die Lastfluss-Simulationsergebnisse des unteren Halbringes für den Starklastfall der Messwertzeitreihe. Zu sehen ist, dass bei der angenommenen thermischen Grenzbelastung der Leitungen von 60 % einige Abschnitte überlastet sind. Diese sind in der Abbildung dunkelrot gekennzeichnet. Spannungsbandprobleme kommen indes nicht zustande.

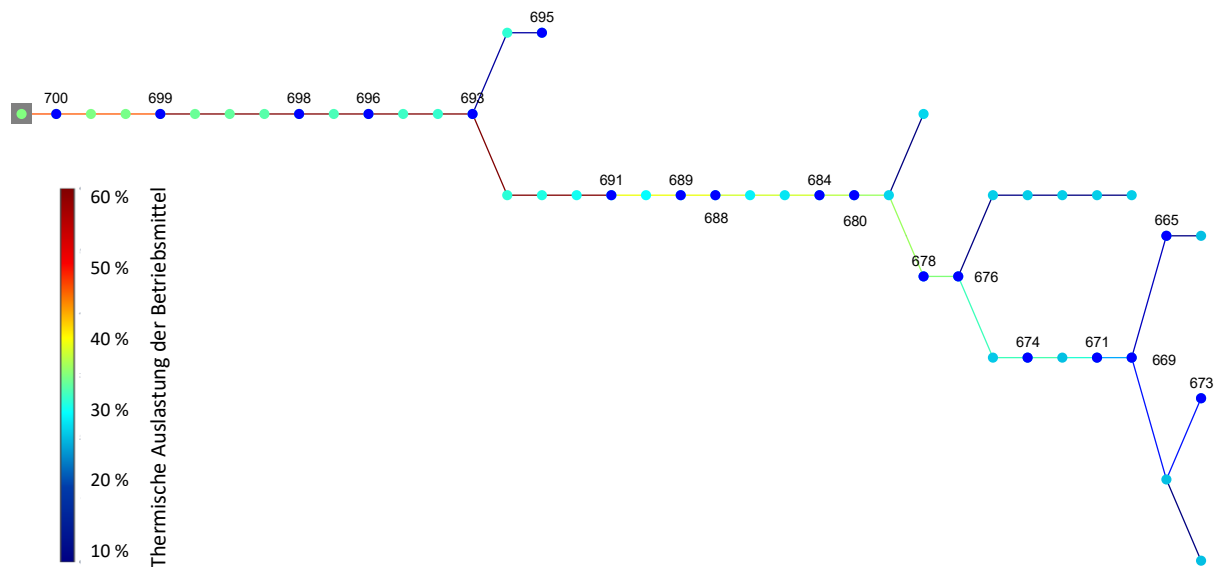


Abbildung 6.7: Simulationsergebnisse des unteren Halbringes im Starklastfall bei einem Leistungszuwachs um den Faktor 5

Zur Behebung der Grenzwertverletzungen werden nun KWKA an den Knoten des Halbringes positioniert. Über ein Optimal-Power-Flow Algorithmus werden anschließend mögliche netzdienliche Positionierungen ermittelt. Zusätzlich wird die minimale elektrische Leistung der Anlagen an dem jeweiligen Knoten identifiziert. Eine detaillierte Beschreibung des genutzten Verfahrens wird in den Meilensteinberichten 2.2.3 und 2.2.4 beschrieben. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 6.8 abgebildet. Zu sehen ist, dass die Grenzwertverletzungen durch die Positionierung von KWKA an unterschiedlichen Knoten vermieden werden können. Allerdings wird je nach Sensitivität der Knoten auf die Grenzwertverletzungen eine unterschiedlich hohe, minimale elektrische Leistung benötigt.

So wird bspw. am Knoten 673 (am Ende des Halbringes) eine elektrische Leistung von ca. 1,20 MW und am Knoten 691 eine elektrische Leistung von 1,22 MW zur Behebung derselben Grenzwertverletzung benötigt. Dadurch, dass es nur zu sehr geringen Sensitivitätsunterschieden kommt kann nicht von einer eindeutig besseren Lösung ausgegangen werden. Technisch gesehen ist jedoch der Knoten 673 der am besten geeignete zur Behebung der Grenzwertprobleme.

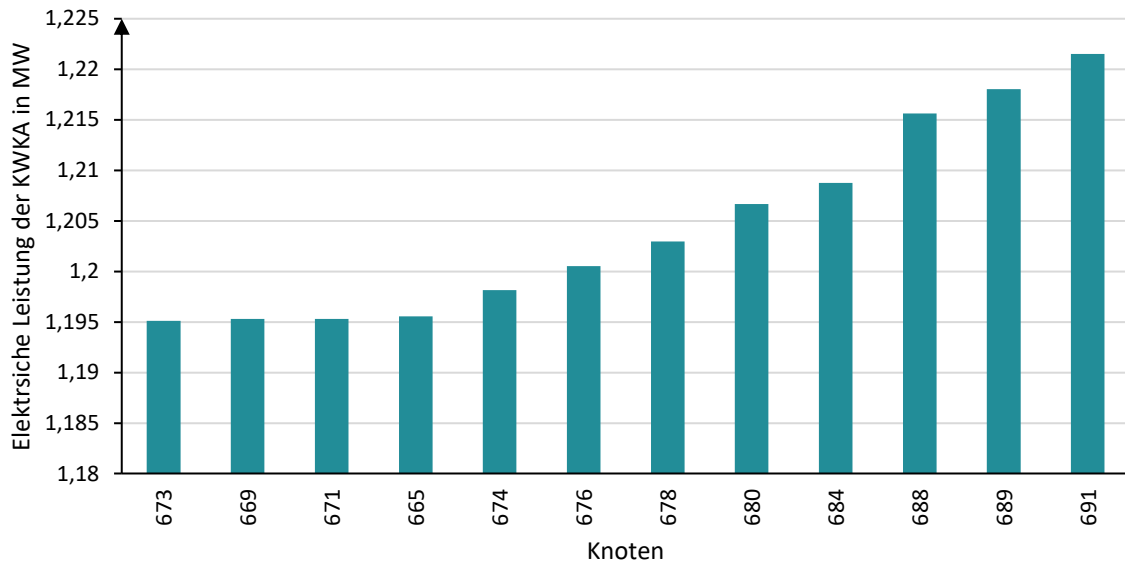


Abbildung 6.8: Benötigte elektrische Leistung an den Stromverteilnetzknuten im unteren Halbring

Abbildung 6.9 zeigt die Ergebnisse der Lastflusssimulation für den oberen Halbring im Starklastfall. Auch hier ist zu sehen, dass lastbedingt einzelne Leitungsabschnitte überlastet sind.

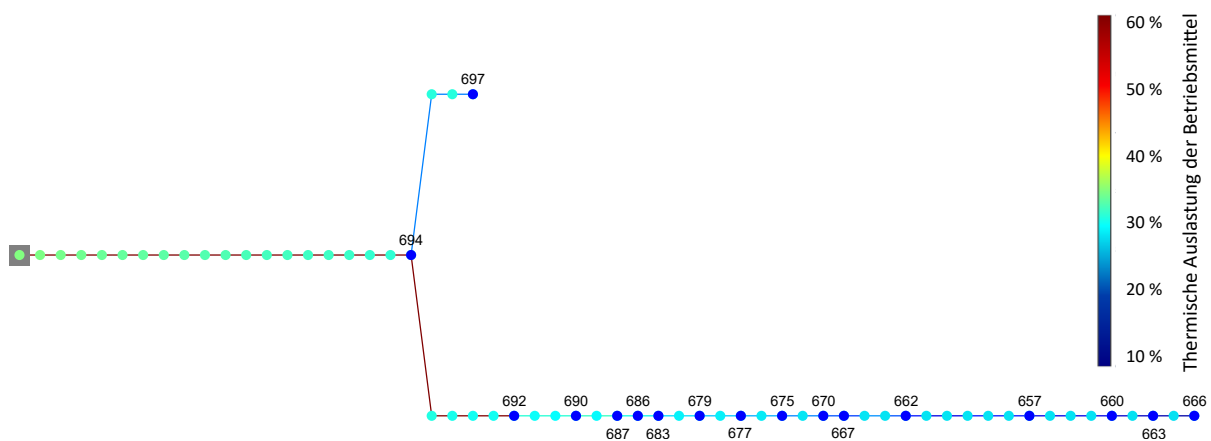


Abbildung 6.9: Simulationsergebnisse des oberen Halbringes im Starklastfall bei einem Leistungszuwachs um den Faktor 5

Zur Behebung dieser Grenzwertverletzungen wurde auch hier der Einsatz von KWKA geprüft. Das Ergebnis in Abbildung 6.10 zeigt auch hier eine hohe Sensitivität aller Knoten auf das Problem der Leistungsüberlastungen. Die Sensitivität ist deswegen an vielen Knoten hoch, da das Problem durch die Summe der Lasten an den ONS und nicht durch einzelne ONS wird verursacht. Deshalb sind auch die meisten Knoten Sensitiv auf das Problem.

Zu sehen ist, dass am Knoten 687 eine elektrische Leistung von ca. 4,27 MW (best case) und am Knoten 666 eine elektrische Leistung von 4,31 MW (worst case) zur Behebung der Grenzwertverletzungen benötigt wird.

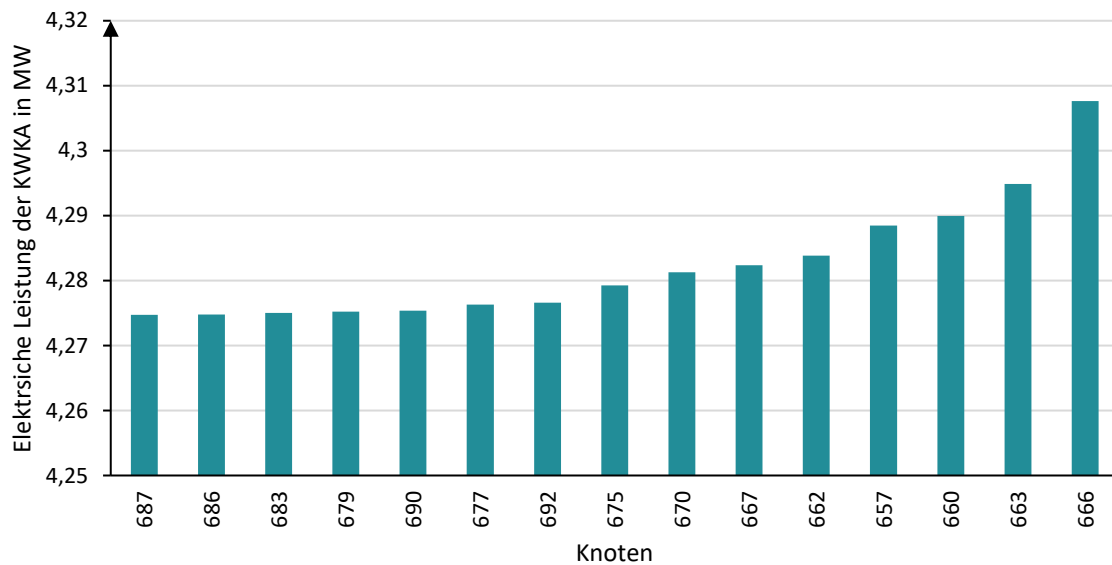


Abbildung 6.10: Benötigte elektrische Leistung an den Stromverteilnetzknuten im oberen Halbring

Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in diesem Meilenstein eine Verbindung zum Digitalen Abbild aufgebaut wurde. Des Weiteren wurden die realen Messdaten der eingebauten Messgeräte im Netz automatisiert abgerufen und für eine Leistungsflussberechnung zu Grunde gelegt. Erste beispielhafte Netzsimulationen zeigen die Funktionsweise der umgesetzten Netzzustandsschätzung. An dieser Stelle sei erneut zu betonen, dass die Umsetzung auf vereinfachten Annahmen basiert und die Simulationsergebnisse nicht die reale Netzsituation widerspiegeln. Für eine reine Prüfung der Funktionsweise der angewendeten Methode ist dieses Vorgehen jedoch dennoch anwendbar. Für eine bessere und genauere Netzzustandsschätzung empfiehlt es sich daher, weitere Messgeräte im Netz einzubauen.

Die Untersuchungen einer Vermaschung im Sinne eines geschlossenen Ringbetriebs zeigen, dass eine Vermaschung in dem betrachteten Ring einen positiven Effekt auf die Reduzierung der Leitungsauslastungen und der Spannungsänderungen aufweist. Daher empfiehlt es sich weitere Untersuchungen hinsichtlich eines erhöhten Vermaschungsgrads im Netz durchzuführen.

Auch die Untersuchungen bezogen auf die netzdienlich einzusetzenden Sektorenkopplungsanlagen ergeben, dass diese einen positiven Effekt auf die Netzsituation haben. Durch die Untersuchungen konnte das Tool zur netzdienlichen Positionierung und Dimensionierung von Sektorenkopplungsanlagen anhand weiterer Netzstrukturen validiert werden.

6.2 Update der Ergebnisse basierend auf den aktualisierten Szenarien

Vorgehensweise und Methode

Abbildung 6.11 visualisiert den dreistufigen Prozess der Aufbereitung der deutschlandweiten Szenariodaten für Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien für die Jahre 2030, 2050 bzw. bei der Aktualisierung 2045. Die Szenariodaten werden zunächst auf nationaler Ebene erzeugt und analysiert und dann auf regionaler Ebene weiter differenziert, bevor sie für einzelne, untersuchte Mittelspannungsnetze auf die Verteilnetzknoten disaggregiert werden.

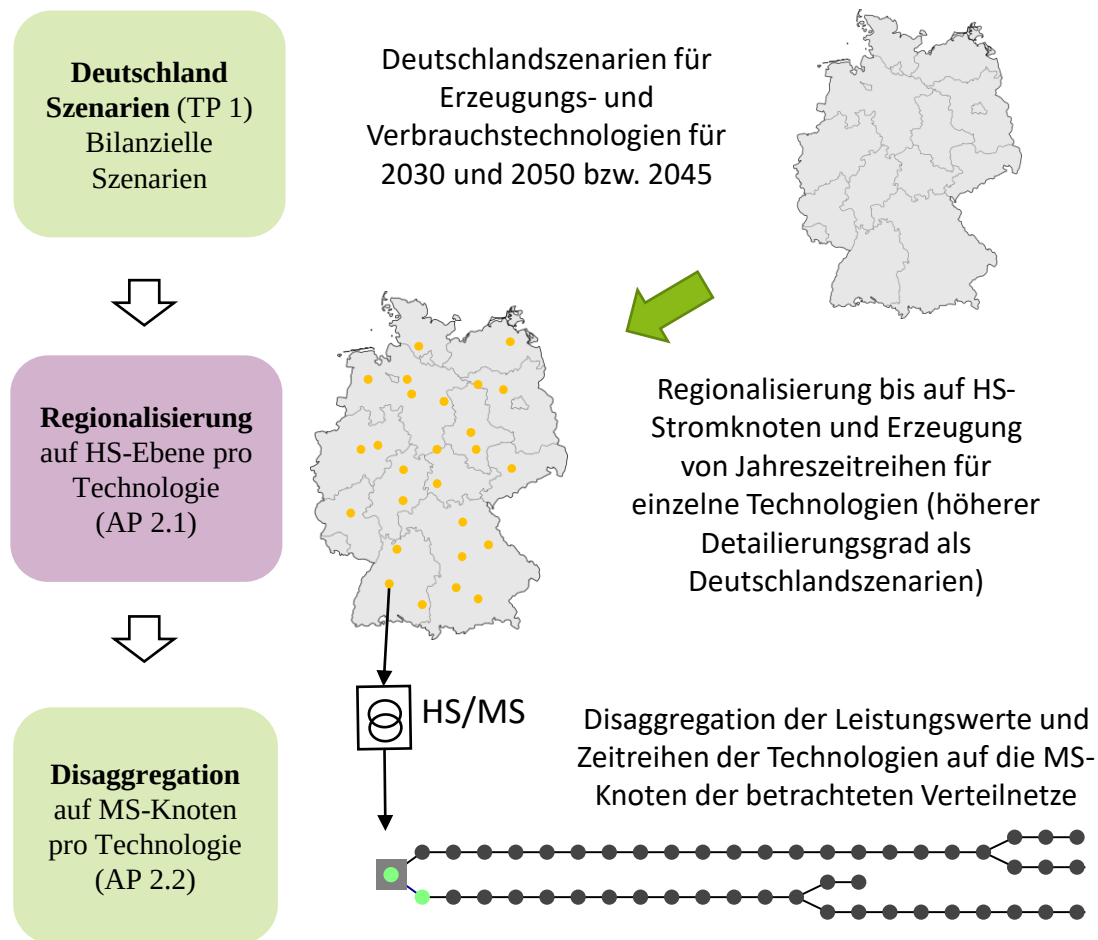


Abbildung 6.11: Vereinfachter Gesamtablauf der Verarbeitung der Szenarien

Im ersten Schritt wurden Deutschlandszenarien für Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien für die Jahre 2030 und 2050 bzw. 2045 erstellt. Im zweiten Schritt, in der Mitte der Abbildung dargestellt, wurde die Regionalisierung dieser Szenarien auf Hochspannungs-Stromknoten durchgeführt. Hier wurde die Datenanalyse verfeinert, indem sie auf spezifischere geographische Gebiete angewendet wurde. Zusätzlich wurden die Technologien spezifiziert und mit Jahreszeitreihen versehen. Im dritten und letzten Schritt wurde eine Disaggregation der Leistungswerte und Zeitreihen der Technologien auf die Mittelspannungs-Knoten der betrachteten Verteilnetze durchgeführt. Diese ermöglicht eine noch detailliertere Untersuchung der Verteilung und Nutzung von Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien und darüber hinaus die Analyse von Lastflussszenarien.

Vergleich der alten und neuen Szenarien im Anwendungsbereich

Im Folgenden werden die Spitzenleistungen der Zeitreihen der einzelnen Technologien für die Versorgungsgebiete zweier Umspannwerke beschrieben. Dabei wird zwischen den alten Szenarien für 2050 und den aktualisierten Szenarien für 2045 verglichen. Betrachtet wird das Szenario D.

Umspannwerk UW-H:

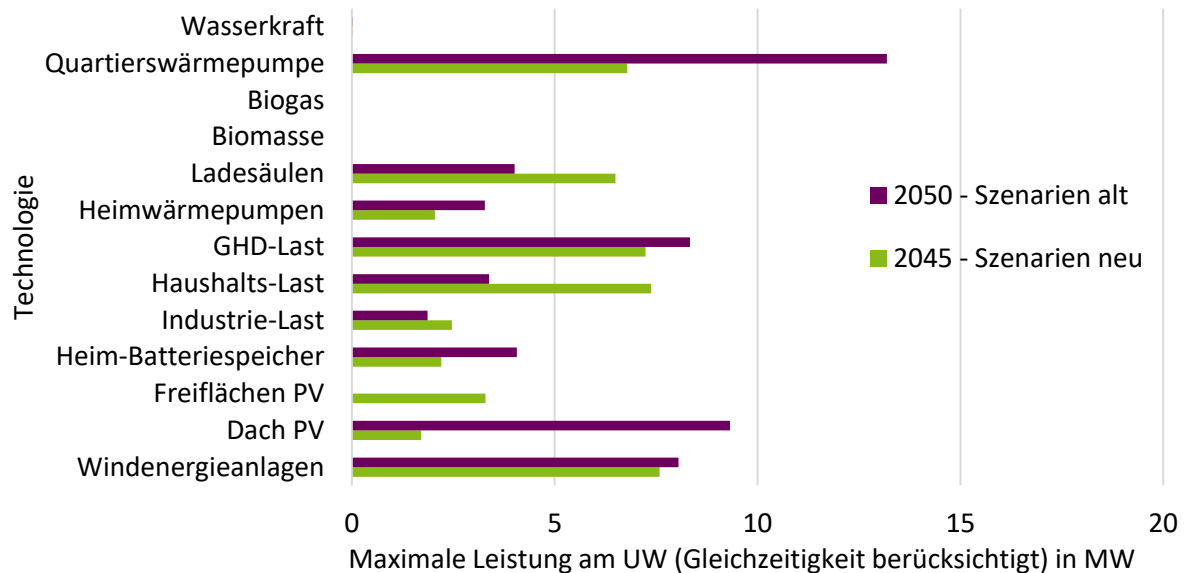


Abbildung 6.12: Vergleich der Leistungen der Technologien für die Szenarien für 2050 und 2045 im Mittelspannungsnetz UW-H

Die Abbildung 6.12 bietet eine vergleichende Analyse zwischen zwei Szenarien, den alten Szenarien für das Jahr 2050 und den aktualisierten Szenarien für das Jahr 2045. Hierbei werden die Spitzenleistungen der Zeitreihen für verschiedene Technologien und Lasten im Versorgungsgebiet des Umspannwerks UW-H verglichen. Bemerkenswerte Unterschiede und Erkenntnisse sind:

- Im Unterschied zum Szenario für 2045 liegt die Leistung der Dach PV im Szenario für 2050 um etwa den Faktor 5 höher.
- Im Szenario für 2050 ist keine Leistung für Freiflächen PV zu erkennen, während im Szenario für 2045 eine Leistung von 3,29 MW verzeichnet wird.
- Die Leistung der Heim-Batteriespeicher im Szenario für 2050 ist etwa doppelt so hoch wie im Szenario für 2045. Dies deutet darauf hin, dass im Szenario für 2050 ein größerer Fokus auf Energiespeicherung liegt.
- Bei den Quartierswärmepumpen liegt die Leistung im Szenario für 2050 fast doppelt so hoch wie im Szenario für 2045.
- Die Haushaltslast im Szenario für 2050 ist mit 3,38 MW deutlich niedriger als im Szenario für 2045, welches eine Leistung von 7,37 MW aufweist.

- Im Szenario für 2045 liegt die Gesamtleistung der Erzeuger bei etwa 15,79 MW und die der Lasten bei etwa 18,61 MW. Im Szenario für 2050 liegt die Gesamtleistung der Erzeuger bei etwa 22,44 MW und die der Lasten bei etwa 16,92 MW.

Umspannwerk UW-RE:

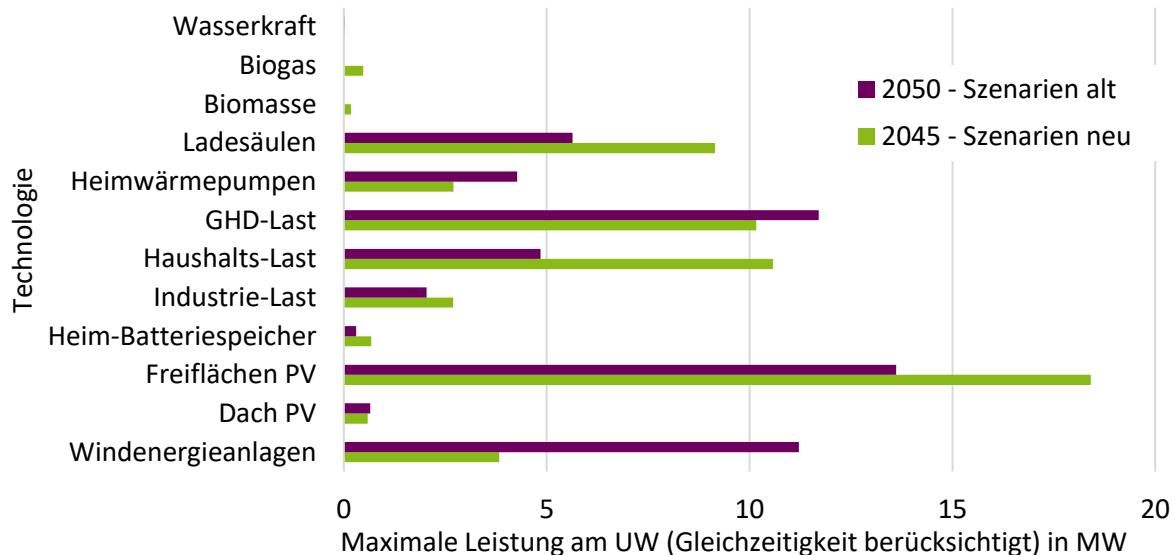


Abbildung 6.13: Vergleich der Leistungen der Technologien für die Szenarien für 2050 und 2045 im Mittelspannungsnetz UW-RE

Die Abbildung zeigt den gleichen Vergleich im Versorgungsgebiet des Umspannwerks UW-RE für die Jahre 2045 und 2050, basierend auf dem Szenario D. Signifikante Unterschiede sind:

- Die Leistung der Windenergieanlagen liegt im Szenario für 2050 fast dreimal so hoch wie im Szenario für 2045. Dies weist auf eine stärkere Nutzung oder eine höhere Kapazität von Windenergieanlagen in diesem Szenario hin.
- Bei den Freiflächen PV ist im Szenario für 2050 eine um etwa 26 % reduzierte Leistung im Vergleich zum Szenario für 2045 zu sehen.
- Die Leistung der Heim-Batteriespeicher ist im Szenario für 2050 weniger als die Hälfte der Leistung im Szenario für 2045, was auf eine geringere Betonung der Energiespeicherung in diesem Szenario hindeuten könnte.
- Bei der GHD-Last liegt die Leistung im Szenario für 2050 etwas höher als im Szenario für 2045.
- Bei den Heimwärmepumpen liegt die Leistung im Szenario für 2050 um etwa 58 % höher als im Szenario für 2045, was auf eine größere Betonung der dezentralen Wärmeerzeugung in diesem Szenario hindeuten könnte.

Im Szenario für 2045 ergibt sich aus den bereitgestellten Daten eine Gesamtleistung der Erzeuger (Windenergieanlagen, Dach PV, Freiflächen PV, Heim-Batteriespeicher, Biomasse, Biogas, Wasserkraft) von etwa 24,92 MW und eine Gesamtleistung der Lasten (Industrie-Last, Haushalts-Last, GHD-Last, Heizwärmepumpen, Ladesäulen) von etwa 32,38 MW. Für das Szenario 2050 sind die entsprechenden Werte etwa 25,80 MW für die Gesamterzeugung und 28,13 MW für die Gesamtlast.

Erkenntnisse

Insgesamt zeigen die aktualisierten Szenarien nur marginale Veränderungen im Vergleich zu den vorherigen Prognosen. Obwohl es Unterschiede in der Erzeugung und den Lasten gibt, sind diese nicht so gravierend, dass sie zu fundamentalen Veränderungen der bereits erzeugten Ergebnisse in den Stromverteilnetzen führen. Die zeitlichen Verschiebungen in den Grenzwertüberschreitungen sind minimal, da die grundlegende Struktur der Netze stabil bleibt. Insgesamt bleiben die Auswirkungen der aktualisierten Szenarien auf die Stromverteilnetze begrenzt, und es kommt lediglich zu leichten Anpassungen bezüglich des Zeitpunkts möglicher Grenzwertverletzungen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die aktualisierten Szenarien bereits für 2045 modelliert wurden, was bedeutet, dass die Umsetzung von Maßnahmen um 5 Jahre beschleunigt werden muss, da insgesamt die Ausprägung der Szenarien ziemlich ähnlich wie die zuvor für 2050 modellierten Szenarien ist.

Insgesamt zeigen die aktualisierten Szenarien (2045) nur geringfügige Veränderungen im Vergleich zu den vorherigen Szenarien für 2050. Obwohl Unterschiede in der Erzeugung und den Lasten existieren, sind sie nicht so signifikant, dass sie grundlegende Veränderungen der bereits erzeugten Ergebnisse in den Stromverteilnetzen bedingen. Die zeitlichen Verschiebungen bei den Grenzwertüberschreitungen sind minimal, da die grundlegende Struktur der Netze stabil bleibt. Die Auswirkungen der aktualisierten Szenarien auf die Stromverteilnetze bleiben insgesamt begrenzt, und es kommt lediglich zu leichten Anpassungen bezüglich des Zeitpunkts möglicher Grenzwertverletzungen. Jedoch ist zu beachten, dass die aktualisierten Szenarien bereits für 2045 modelliert wurden, was eine Beschleunigung der Maßnahmenumsetzung um 5 Jahre erforderlich macht, da die Ausprägung der Szenarien insgesamt ähnlich zu den zuvor für 2050 modellierten ist.

6.3 AG Wasserstoff: Verschriftlichung der wasserstoffbezogenen Ergebnisse und Modellierungen in einem gemeinsamen Dokument

Die hauptsächlichen Ergebnisse wurden verschriftlich und in einem zehn seitigen Fachbericht in Zeitschrift gwf Gas + Energie veröffentlicht:

Autoren: Wayas, L.; Jakob, J.; Perau, C.; Husarek, D.;

Titel: Wasserstoff im Energiesystem: Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Wasserstoff des Forschungsprojektes ENSURE II

Verlag: gwf Gas + Energie 4/2024, Vulkan-Verlag GmbH, Essen (2024)

6.4 Zusammenführen des BUW Simulationstools mit dem EE-Hub Gas

Schnittstellenlösung

Zur Verbindung der beiden in ENSURE entwickelten Simulationstools: 1. BUW-Tool zur integrierten Planungs- und Betriebssimulation von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzinfrastrukturen und 2. Energie-Hub Gas, werden an der Schnittstelle der beiden Tools Daten ausgetauscht. Das Gesamtkonzept mit Schnittstelle ist in Abbildung 6.14 visualisiert.

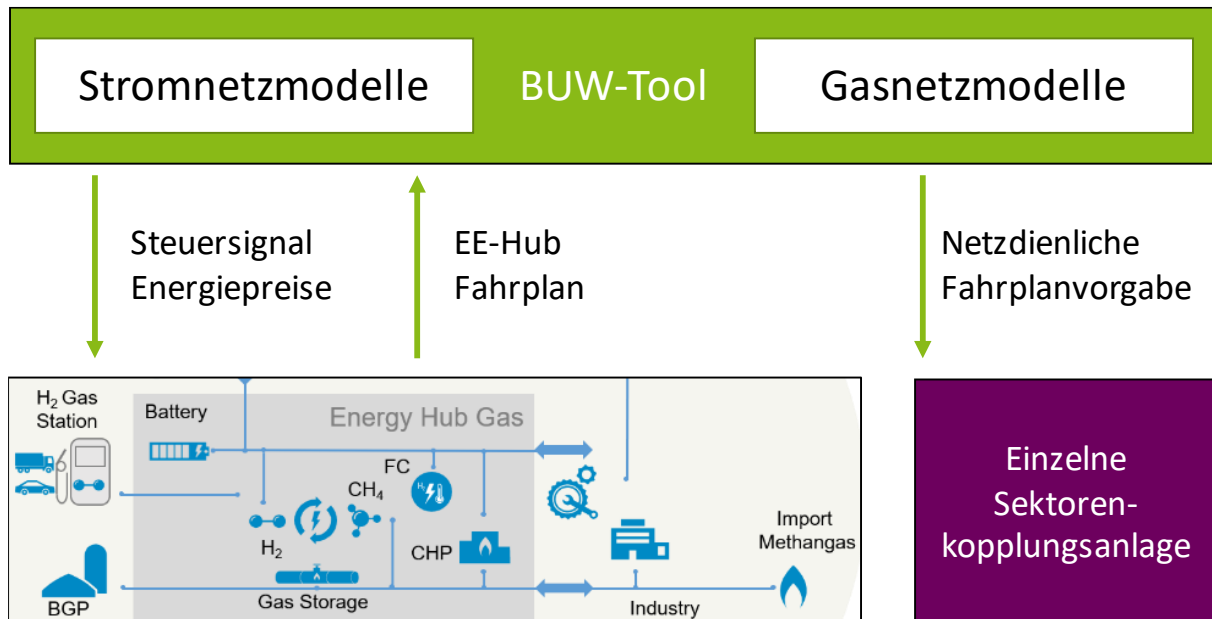


Abbildung 6.14: Schnittstellenlösung zur Zusammenführung der beiden Simulationstools

Herauszustellen ist, dass der EE-Hub in dem aktuellen Simulationsframework ein Steuersignal erhält, welches mit den NDL für das Stromnetz einhergeht. Dies bedeutet, dass der EE-Hub angereizt wird das Stromverteilnetz zu entlasten. Mithilfe dieses Steuersignals und von Preiszeitreihen wird in der Simulationsumgebung des EE-Hubs ein optimaler Fahrplan mit einem evolutionären Algorithmus erstellt. Dieser Fahrplan wird anschließend über die Schnittstelle an das BUW Simulationstool übergeben. Mit diesem wird anschließend das netzdienliche Verhalten mit einer Jahresnetzsimulation verifiziert. Im Unterschied dazu wird im BUW-Tool eine feste Fahrplanvorgabe für eine Sektorenkopplungsanlage mit einem OPF-Algorithmus erstellt.

Simulationsergebnisse

Im Folgenden wird ein Anwendungsfall betrachtet, der dazu dient die Funktionalität der Schnittstelle sowie das Zusammenwirken der beiden Tools zu untersuchen. Im Anschluss daran werden Erkenntnisse bzgl. der unterschiedlichen Funktionalitäten der Tools hervorgehoben.

Fahrpläne EE-Hub und BUW-Tool

Grundsätzlich ist eine hohe Korrelation zwischen dem Fahrplan der PtGA, der von dem BUW-Tool erstellt wurde, und dem Fahrplan des EE-Hubs gegeben. Die generierten Fahrpläne sind in Abbildung 6.15 als direkter Vergleich abgebildet.

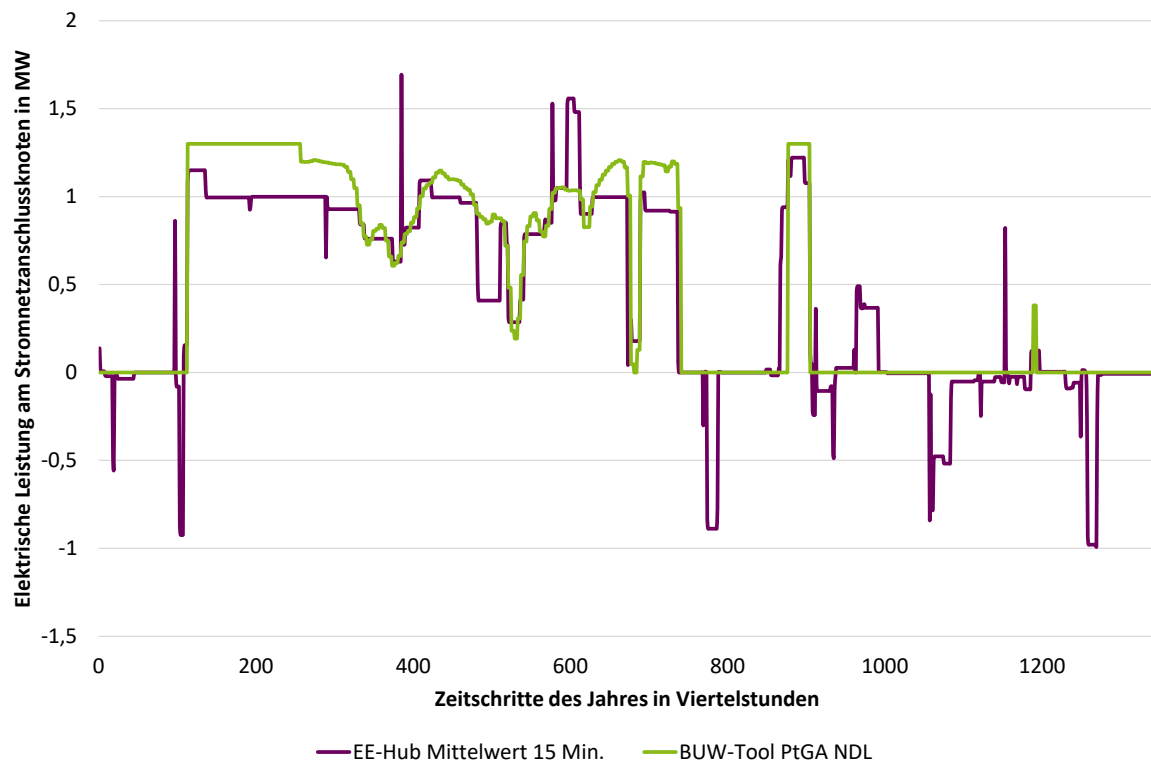


Abbildung 6.15: Fahrpläne des EE-Hubs und der PtGA in den ersten beiden Wochen des Jahres (1344 Viertelstunden)

Zu sehen ist, dass der EE-Hub in einigen Zeitschritten von dem rein netzdienlichen Fahrplan der PtGA abweicht. Diese Abweichungen kommen insbesondere durch implementierte Speicherrestriktionen oder eine Disparität der Verfolgung konkurrierender Zielfunktion des EE-Hubs zustande. Zeitschritte mit negativen Leistungswerten sind mit einer Netzeinspeisung gleichzusetzen. Diese erfolgt durch Einspeiseanlagen in dem Anlagenverbund des EE-Hubs währenddessen die PtGA nur als Last in dem Stromverteilnetz agiert.

Im Folgenden wird mit diesen Fahrplänen eine Stromnetzsimulation durchgeführt, um die Auswirkungen auf das Stromverteilnetz zu untersuchen.

Auswirkungen auf das Stromverteilnetz

Die Ergebnisse der Stromnetzsimulation für die ersten zwei Wochen des Jahres sind in der Abbildung 6.16 dargestellt. Zu sehen ist die maximale Leitungsauslastung pro Zeitschritt in dem Halbring 16. Zusätzlich zu den beiden Fällen, in denen die Fahrpläne aus der Abbildung 6.15 eingesetzt werden, ist in

lila gestrichelt dargestellt, wie sich die Leitungsauslastung ohne den Einsatz der Flexibilitäten verhalten würde. Zu sehen ist, dass sich sowohl der EE-Hub als auch die PtGA netzdienlich verhalten. Allerdings kommt es bei den beiden Simulationstools zu leichten Abweichungen. Unterschiede im Verhalten sowie deren Ursachen werden nachfolgend erläutert und sind in der Abbildung in rot nummeriert gekennzeichnet.

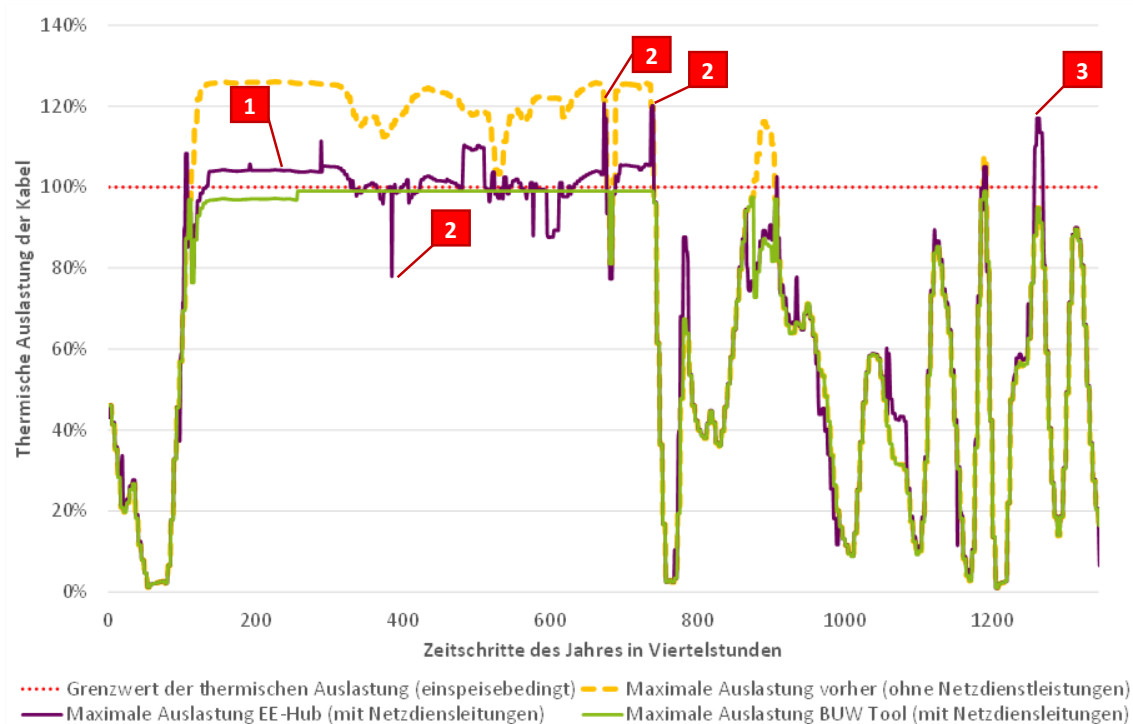


Abbildung 6.16: Maximale Leistungsauslastung vor und nach der Erbringung von Netzdienstleistungen durch eine PtGA oder den EE-Hub im Halbring 16 im Versorgungsgebiet des UW-RE in den ersten beiden Wochen des Jahres (1.344 Viertelstunden)

Unterschiede im Verhalten des EE-Hubs und der PtGA:

1. Leichte Abweichung zwischen dem Fahrplan der PtGA, die NDL als harte Restriktion erbringt, und dem Fahrplan des EE-Hubs. Beim Konzept des EE-Hubs fließen die NDL als Steuersignal in die Zielfunktion der Optimierung ein. Die NDL fließen aber nur gewichtet (hier mit 60 %) in die Zielfunktion mit ein. Der restliche Anteil (hier 40 %) fließt über die betriebswirtschaftliche Optimierung in die Zielfunktion ein.
2. Spitzen im Fahrplan des EE-Hubs. Diese werden in der Optimierung durch Speicherrestriktionen verursacht.
3. In Zeiten in denen keine NDL gefordert sind (es im Zustand vor der Erbringung von NDL also nicht zu Grenzwertverletzungen kam) kann der EE-Hub selbst zu Grenzwertverletzungen führen. Hier wären weitere Informationen in Form eines Steuersignals durch den Netzbetreiber

hilfreich, sodass der EE-Hub nur innerhalb der Netzrestriktionen betriebswirtschaftlich optimiert werden kann.

Erkenntnisse

Der EE-Hub ist in der aktuellen Konzeptionierung und mit der genutzten Priorisierung der Zielfunktion (60 % NDL und 40 % betriebswirtschaftliche Optimierung) nicht dazu geeignet alle Grenzwertverletzungen im Stromverteilnetz vollständig zu beheben. Allerdings verhält sich der EE-Hub trotzdem netzdienlich und kann in Kombination mit anderen Maßnahmen oder Flexibilitäten den alternativ erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren. Damit der EE-Hub nicht selbst Grenzwertverletzungen im Stromverteilnetz verursacht, müssen die Netzrestriktionen in der Optimierung des EE-Hubs berücksichtigt werden. Diese könnten bspw. in das Steuersignal integriert werden. Durch eine höhere Priorisierung der NDL mit einer Verschiebung der Gewichtung der Zielfunktionen ist eine bessere Erfüllung der NDL zu erwarten. Weitere Untersuchungen sind hierzu notwendig.

7 AP 8.2: „Konsolidierende Arbeiten für ENSURE-Bausteine“ (Arbeiten der 2. Verlängerungsphase)

In der zweiten Verlängerungsphase des Projekts wurden vorbereitende Arbeiten für die dritte Projektphase durchgeführt, insbesondere im Rahmen der ENSURE-Bausteine. Diese zusätzlichen Arbeiten waren darauf ausgerichtet, die Projektergebnisse weiter zu konsolidieren und die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung in der letzten Phase des Projekts zu schaffen.

7.1 Identifikation eines geeigneten Mittelspannungsnetzes zur Analyse einer dynamischen Vermaschung und Aufbau eines rechenfähigen Netzmodells

In diesem Abschnitt wird die Anwendung der im Rahmen von ENSURE 2 entwickelten dynamischen Vermaschung in den unterschiedlichen MS-Netzen der Stadtwerke Meerbusch und Stadtwerke Willich untersucht. Dazu wurden zuerst rechenfähige Modelle der MS-Netze erstellt. Anhand dieser wurden hauptsächlich die Topologie der Netze, die Anzahl der Grenzwertverletzungen im aktuellen Stand des Netzes und zwei Szenarien betrachtet. Zusätzlich wurde beispielhaft der Einfluss einer Ringschließung auf die Leitungsauslastungen und Spannung beider Halbringe berechnet und diskutiert. Auf dieser Basis wurden geeignete MS-Netze identifiziert. Diese Arbeiten dienen als Vorarbeit für eine Pilotierung der Durchführung der dynamischen Vermaschung im Feld. Diese soll in einem möglichen Baustein im Rahmen des ENSURE 3 Projekts stattfinden.

Erkenntnisse:

Betrachtet wurden zwei Versorgungsgebiete, wobei Versorgungsgebiet 1 als drei einzelne Teilnetze untersucht wurde. Sowohl im aktuellen Zustand als auch in den betrachteten Szenarien „Technologiemixszenario“ (TM80) und „Elektrifizierungsszenario“ (EL80) der dena-Leitstudie für das Jahr 2030 treten Grenzwertverletzungen der Leitungsauslastung und des Spannungsbands auf [17]. Einige dieser Verletzungen können direkt durch das Schließen der betroffenen Ringe oder durch zusätzliches Schließen von Ringkupplungen behoben oder verringert werden. Da in vielen Fällen beide Halbringe von Grenzwertverletzungen betroffen sind, kann eine Ringschließung zwar die Höhe der Verletzungen verringern, dies führt jedoch auch zur Entstehung weiterer Grenzwertverletzungen. Da hier Extremfälle betrachtet wurden, die im realen Betrieb selten auftreten, können in realen, weniger lastintensiven Netz-situationen auftretende Verletzungen mithilfe der dynamischen Vermaschung behoben werden. Am Beispiel eines Rings in einem der Teilnetze wurde gezeigt, dass die dynamische Vermaschung die Netzkapazität erhöhen und Grenzwertverletzungen beheben kann. Weitere Untersuchungen werden im Laufe des Projekts mit den ENSURE-Szenarien und entsprechenden Zeitreihen durchgeführt, um die Häufigkeit der Grenzwertverletzungen festzustellen. Dadurch können auch weitere Netzsituationen abseits der beiden Extrema betrachtet werden.

Die dynamische Vermaschung kann in jedem der vorliegenden Netze angewandt und zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen eingesetzt werden. Die Netze liegen als rechenfähiges Modell vor.

7.2 Integration der ENSURE-Szenarien in einen bestehenden Wärmeatlas für eine Energieleitplanung

Als Grundlage für weitere Arbeiten in der dritten Projektphase sollten in der Verlängerungsphase unter anderem die ENSURE-Szenarien aus der Phase 2 in den Wärmeatlas der SWKiel Netz integriert werden. Dazu fand zunächst eine Regionalisierung der Deutschland-Szenarien auf das Versorgungsgebiet der SWKiel Netz statt. Mittels einer weiteren knotenscharfen Disaggregation der Szenarien können so die ermittelten Größen im weiteren Projektverlauf in den Wärmeatlas integriert werden.

Erkenntnisse:

Der Regionalisierung der Szenarien lagen die zukünftigen Wärmebedarfe entsprechend der Entwicklungen der Wärmebedarfe der deutschlandweiten ENSURE Szenarien (Ergebnis der Phase 2) zugrunde. Für die Integration der Szenarien in den Wärmeatlas wurde die Entwicklung der Energieträger entsprechend anteilig an die Entwicklung des Gesamtwärmebedarfes angeglichen. Die Integration der Szenarien hat unter anderem eine deutlich geringere Nutzung des vorhandenen Fernwärmenetzes ergeben. Dies resultiert aus den Szenarien, die eine Effizienz- (insb. Sanierungsmaßnahmen) und Suffizienzsteigerung annehmen. Verglichen dazu, ist der Wärmebedarf basierend auf dem Energieträger Biomasse stark angestiegen. Da diese Entwicklungen unwahrscheinlich sind, wurde zum Vergleich eine zweite Variante der Entwicklung der Energieträger entwickelt. Diese berücksichtigt nicht nur die Szenarien, sondern legt den Fokus auch auf die vorrangige Nutzung des bestehenden Fernwärmenetzes und den Ausbau von Wärmepumpen.

Da zum aktuellen Zeitpunkt noch kein vollständiger Zugriff auf den Wärmeatlas besteht, werden die Szenarien anhand von kumulierten Angaben zum Wärmeverbrauch auf die Stadt Kiel angewandt. Eine detailliertere Integration der Szenarien erfolgt im Projektverlauf der Phase 3 von ENSURE, sobald der Vollzugriff auf den Wärmeatlas besteht.

7.3 Identifikation von Nutzergruppen sowie zu visualisierende technische Größen eines Assistenzsystems für Ortsnetze

In diesem Abschnitt werden die ersten Vorarbeiten für ein Assistenzsystem einer digitalen Ortsnetzstation beschrieben. Es wurden zuerst allgemeingültige Problemstellungen in Ortsnetzen herausgearbeitet. Daraufgehend sind Nutzergruppen identifiziert worden, die von dem zu entwickelnden Assistenzsystem beim Bewältigen dieser Probleme unterstützt werden könnten. Dafür wurden die Daten, die für die Visualisierung relevant sind, erarbeitet. Diese können entweder direkt aus den Messwerten abgeleitet werden oder erfordern weitere Analysen.

Erkenntnisse

Wie erwartet führt der Ausbau von dezentralen Einspeisern und leistungsintensiven Verbrauchern zu neuen, großen Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber. Darunter fallen neben dem höheren Aufkommen an Überlastsituation auch die Verschlechterung der Spannungsqualität, die aufgrund des traditionellen „Blindflug“ in Niederspannungsnetzen nicht erfasst werden können. Da der größte Anteil der neuen Verbraucher und Einspeiser aus erneuerbaren Energien an den Mittel- und Niederspannungsnetzen angeschlossen ist und weiterhin wird, sind die entsprechenden Netzbetreiber besonders betroffen. Digitale Ortsnetze können einen Beitrag leisten, den Bedarf an direktem, kostenintensivem Netzausbau zu verringern, indem der Netzzustand bei Bedarf mit Netzaktorik sowie Einspeise- bzw. Verbraucherregelung im technisch akzeptablen Rahmen gehalten wird. Dafür muss zwingend Messsensorik in die Niederspannungsnetze verbaut und der Netzzustand überwacht werden. Aufgrund der somit auftretenden großen Datenmenge sollte das Personal entsprechend ihren Aufgaben und Kenntnissen durch ein Visualisierungs- und Assistenzsystem unterstützt werden. Als Nutzergruppen dieses Systems wurden die Netzplanung, der Netzbetrieb, die Monteure, das Management und das Asset Management identifiziert. Das Assistenzsystem sollte somit unter anderem den aktuellen Netzzustand darstellen können und bei der Fehlerortung behilflich sein. Die relevanten Informationen sollten dann den jeweiligen Nutzergruppen zur schnelleren, datenbasierten Entscheidungsfindung aggregiert dargestellt werden.

8 Fazit und weiterer Forschungsbedarf

Im Rahmen der zweiten Projektphase von ENSURE lag der Fokus der Arbeiten der Bergischen Universität Wuppertal auf der dynamischen Vermaschung von Mittelspannungsnetzen sowie der integrierten Planung und dem koordinierten Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen. Zusätzlich wurden zukünftige Versorgungsaufgaben geclustert und das netzdienliche Betriebsverhalten von Batteriespeichern an Elektroladestationen untersucht. In den beiden Verlängerungsphasen des Projektes wurden weitere Arbeiten durchgeführt, die insbesondere der Vorbereitung der dritten Projektphase dienten. Dazu gehörten Arbeiten, in denen Simulationstools von Projektpartnern mit eigenen Simulationstools zusammengeführt oder die Ergebnisse der AG Wasserstoff dokumentiert wurden. Zudem wurden Grundlagen für spezifische Untersuchungen in der dritten Projektphase vorbereitet, indem beispielsweise die zu untersuchenden Netze ausgewählt wurden. Im Folgenden werden die hauptsächlichen Erkenntnisse zusammengefasst und weiterer Forschungsbedarf dargestellt.

Die Ergebnisse der Untersuchung einer dynamischen Vermaschung im Netzgebiet der SW Kiel zeigen den technischen Mehrwert im betrachteten Szenario. Die Leitungsauslastung konnte mithilfe einer dynamischen Vermaschung reduziert werden. Ähnliche Ergebnisse werden ebenfalls durch die alternative Ertüchtigungsmaßnahme einer Trennstellenverschiebung erreicht. Dies zeugt von einer zukünftigen leicht unsymmetrischen Leistungsverteilung zwischen zwei durch eine Normtrennstelle verbundene Mittelspannungshalbringe. Durch Hinzunahme der ökonomischen Bewertung lässt sich an dieser Stelle der Vorteil der Trennstellenverschiebung erkennen, da diese mit deutlich geringeren Kosten verbunden ist. Aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse wird sich daher im Netzgebiet der SW Kiel zunächst gegen die Einführung einer dynamischen Vermaschung im regulären Netzbetrieb entschieden. Nichtsdestotrotz konnte das technische und wirtschaftliche Potential einer dynamischen Vermaschung gegenüber einem Ausbau des Netzes durch neue, leistungstärkere Leitungen aufgezeigt werden. Dieses Ergebnis wird durch viele bereits im Vorfeld durchgeführte Netzuntersuchungen innerhalb des Projekts bestätigt. Durch das entwickelte Betriebsführungskonzept schafft eine erste Grundlage für eine Realisierung einer dynamischen Vermaschung im Netzbetrieb. Darauf aufbauend und ausblickend auf die anknüpfende Phase 3, soll dieses Konzept weiterentwickelt und in einem realen Netzbetrieb bei einem anderen Netzbetreiber getestet werden. Dabei wird eine Pilotierung im Rahmen einer zeitweisen Durchführung einer dynamischen Vermaschung angestrebt.

Die Untersuchungen zur integrierten Planung und zum koordinierten Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen haben gezeigt, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzbetreibern und Betreibern von Sektorenkopplungsanlagen entscheidend ist. Eine optimale Integration von Sektorenkopplungsanlagen (SKA) wird besonders in den letzten Jahren der Energiewende wichtig, wobei langfristige planerische Maßnahmen bereits jetzt erforderlich sind. Der regulatorische Rahmen sollte ein volkswirtschaftliches Optimum anstreben, um diese Maßnahmen zu unterstützen. Netzdienliche SKA sind besonders

bei niedriger bis moderater Beanspruchung sinnvoll, da sie ansonsten die Kosten eines konventionellen Netzausbaus übersteigen könnten. Netzdienstleistungen bieten dabei eher eine zusätzliche Verdienstmöglichkeit als ein primäres Geschäftsmodell für Betreiber von SKA. Die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz hat sich als wirtschaftlich nicht realisierbar erwiesen, da die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen stark vom Vorhandensein einer Wasserstofftransportinfrastruktur oder von Fördermaßnahmen abhängt. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen schneiden besser ab, wenn sie stromgeführt betrieben werden und sind nur mit Wärmespeichern wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben. Die Integration von Wasserstoff wird voraussichtlich bestehende Geschäftsmodelle, die auf der Erzeugung von Strom und Wärme aus Gas basieren, schwächen, da Wasserstoffpreise die Strompreise übersteigen könnten. Die Kapazitäten der untersuchten Gasverteilnetze sind besonders in den Hochdruckleitungsabschnitten ausreichend für die Aufnahme von SKA. Um Netzbetreibern Planungssicherheit zu bieten, sollte eine Plattform zur Vermarktung lokaler Netzdienstleistungen geschaffen werden. Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere bei der Integration des Wärmesektors, der in der zweiten Projektphase weitgehend vernachlässigt wurde. Ziel sollte es sein, eine umfassende Energieleitplanung zu entwickeln, bei der die Energienutzung im Vordergrund steht und nicht die einzelnen Energieträger.

9 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchungen einer dynamischen Vermaschung Mittelspannungsnetzen werden in die dritte Projektphase von ENSURE überführt und bilden die Grundlage für die geplante Pilotierung in einem realen Netzgebiet eines assoziierten Partners und Verteilnetzbetreibers. Die Expertise in dem Bereich und das für die Simulation einer dynamischen Vermaschung weiterentwickelte Tool TESLA wird an dem Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik im Rahmen des Wissenstranfers an die nächste Generation der Forschenden weitergegeben. In der dritten Projektphase wird diese Expertise erneut angewandt und eine Integration von open source Programmen (python und pandapower zusätzlich zu matlab und Sincal) in das Tool TESLA evaluiert.

Ebenso werden die Ergebnisse der Untersuchung der Planung und dem koordinierten Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze in der dritten Projektphase berücksichtigt. Der Fokus wird dabei auf der Integration des Wärmesektors liegen und somit aktuelle Themen wie die kommunale Wärmeplanung tangieren. Das Gesamtkonzept soll zu einer Energieleitplanung weiterentwickelt werden in der nicht die einzelnen Energieträger, sondern die Energienutzung im Vordergrund stehen sollen. So sollen, ausgehend von den Energiebedarfen optimale Transformationspfade abgeleitet werden.

Zusätzlich sollen Co-Simulationen mit anderen Lösungsansätzen mit dem Ziel einer digitalen Einbindung in den Großdemonstrator weiterverfolgt werden. Hierbei erscheint insbesondere die Co-Simulation der dynamischen Vermaschung mit dem adaptiven Schutzkonzept sinnvoll. Aber auch eine mögliche Co-Simulation der anderen Lösungsansätze wird eruiert.

Insgesamt werden sowohl in der dritten Phase von ENSURE als auch außerhalb von ENSURE weitere Kooperation mit Partnern aus der Industrie sowie mit Verteilnetzbetreibern angestrebt. Die gewonnenen Expertise kann somit am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik vertieft und weitergegeben werden, sodass eine effizientere Gestaltung der zukünftigen Energiesystemstrukturen vorangetrieben werden kann.

Sowohl auf Fachkonferenzen als auch in den Lehrveranstaltungen werden die von der BUW im Rahmen des ENSURE-Projektes gewonnenen Erkenntnisse der Öffentlichkeit präsentiert. In der Entwicklung von Modellen sowie bei Aufbereitung von Netzdaten und Szenarien nehmen kontinuierlich Bachelor- und Masterstudenten der Universität teil. Die Erkenntnisse liefern somit einen konkreten Beitrag mit vielversprechenden Erfolgsaussichten hinsichtlich wirtschaftlicher und technischer Gesichtspunkte zur Ausgestaltung zukünftiger Stromnetzstrukturen im Transformationsprozess der Energiewende.

10 Erfolge Veröffentlichungen

Tabelle 10.1: Übersicht der im Rahmen des Projekts angefertigten und geplanten Publikationen

Nr.	Titel der Veröffentlichung (Paper, Poster, Vortrag)	Art der Veröffentlichung (Konferenz, Studie)
1	Integrierte Planung und koordinierter Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen	Dissertation (Veröffentlichung geplant bei epubli)
2	Wasserstoff im Energiesystem: Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Wasserstoff des Forschungsprojektes ENSURE II	gwf Gas + Energie 4/2024, Vulkan-Verlag GmbH, Essen (2024)
3	Dynamisch vermaschte Netztopologien für moderne Mittelspannungsnetze	Dissertation (veröffentlicht bei epubli)
4	Economic and Technical Benefits of Integrated Power and Gas Grid Planning in Distribution Grids	Proceedings of the CIRED 2023 Conference, Rome, 2023
5	Effects of Static and Dynamically Meshed Topologies on Short-Circuit Currents and the Reliability of Medium Voltage Grids	Proceedings of the CIRED 2021 Conference, Geneva, 2021
6	Optimal Dimensioning of Power-to-Gas Units in the Context of Integrated Power and Gas Grid Planning in Distribution Grids	4th International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Vaasa, Finland (2021)
7	Preisentwicklung von Elektrolyseuren für Power-to-Gas-Anlagen	gwf Gas + Energie 9/2020, Vulkan-Verlag GmbH, Essen, 2020
8	Optimal Switch Configuration Algorithm for Dynamically Meshed Power Distribution Grids	3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Istanbul, Turkey, 2020
9	Simulation of an Integrated Planning of Power and Gas Distribution Grids Considering Power-to-Gas and Gas-to-Power Units	Proceedings of the CIRED Workshop 2020, Berlin (2020)

11 Verzeichnisse

11.1 Literaturverzeichnis

- [1] Statistisches Bundesamt, "Gemeindeverzeichnis-Informationssystem GV-ISys," Accessed: Jan. 25 2022. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/_inhalt.html
- [2] J. A. Hartigan and M. A. Wong, "Algorithm AS 136: A K-Means Clustering Algorithm," Band 28 1, 1979.
- [3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., "Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen," 2019.
- [4] F. Ramm, "OpenStreetMap Data in Layered GIS-Format," [Online]. Available: <http://download.geofabrik.de/osm-data-in-gis-formats-free.pdf>
- [5] M. Kerzel and M. Zdrallek, "Preisentwicklung von Elektrolyseuren für Power-to-Gas-Anlagen," *gwf Gas + Energie* 9/2020, 2020.
- [6] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., "BHKW-Kenndaten 2005: Module, Anbieter, Kosten," 2005. [Online]. Available: http://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2005/broschueren/05_05_05_BHKW-Kenndaten-2005.pdf
- [7] J. Wagner, R. Madlener, O. Hennes, and H. Schmitz, "Auswirkungen von CO₂-Preisen auf den Gebäude-, Verkehrs- und Energiesektor," 2019.
- [8] M. Kerzel, *Dynamische Vermaschung von Mittelspannungsnetzen zur Erhöhung der Stromnetzkapazität*, 1st ed. Berlin: epubli GmbH, 2023.
- [9] R.-B. Schmidt, *Unternehmungsinvestitionen: Strukturen, Entscheidungen, Kalküle*, 4th ed.: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 1984.
- [10] W. Zander *et al.*, "dena-Netzflextudie: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Markt-anwendungen in der Stromversorgung," Berlin, 2017.
- [11] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, and V. Quaschnig, "Stromspeicher-Inspektion 2020," 2020.
- [12] S. Meinecke, N. Bornhorst, L.-P. Lauven, J.-H. Menke, and M. Braun, "SimBench - Dokumentation: Dokumentationsversion DE-1.0.1," Sep. 2021.
- [13] C. Langolf and D. Strauß, "Projektarbeit FNK 11: Quartierspeicher - das Zukunftsmodell für Stadtwerke!," Kaiserslautern, 2018.
- [14] R. Schmidt, E. Schnittmann, J. Meese, B. Dahlmann, M. Zdrallek, and T. Armoneit, "Revenue-optimized Marketing of electric Vehicles' Flexibility Options," Esslingen, 2019.

- [15] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski, and M. Zdrallek, "Planungs - und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen," Wuppertal, Neue Energie aus Wuppertal, Band 35.
- [16] R. Schmidt, E. Schnittmann, B. Dahmann, M. Zdrallek, and T. Armoneit, "Erschließung neuer Einsatzoptionen für Batteriegroßspeicher zur Realisierung einer kombinierten Vermarktungsstrategie," Dortmund, 2019.
- [17] T. Bründlinger *et al.*, "Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050," 2018. [Online]. Available: https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

11.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Zeitplan der Arbeiten	3
Abbildung 2.1: Methodisches Vorgehen zur Clusterung auf MS-Netzebene	6
Abbildung 2.2: Voronoi-Flächenbildung	7
Abbildung 2.3: Installierte Leistungen nach Erzeugern in den Szenarien 2030 und 2050.....	7
Abbildung 2.4: Einteilung der MS-Netzgebiete in Einwohnerdichteklassen.....	8
Abbildung 2.5: Geographische Verteilung der Versorgungscluster für das Szenario D 2030 (linke Grafik) und 2050 (rechte Grafik) in MS-Netzen.....	10
Abbildung 3.1: Flussdiagramm zur Methode der integrierten Planung von Strom- und Gasverteilnetzen unter Berücksichtigung von Sektorenkopplungsanlagen (SKA).....	14
Abbildung 3.2: Geografische Überschneidung der betrachteten Stromverteilnetze und des betrachteten Hochdruck-Gasverteilnetzes, zusätzlich sind alle stromnetzseitig möglichen Standorte für stromnetzdienliche Power-to-Gas-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dargestellt	16
Abbildung 3.3: Stromverteilnetz UW-H im Starklastfall als Gesamtnetz links und überlasteter Halbring 4 als Teilnetz im Starklastfall rechts	18
Abbildung 3.4: Überlasteter Halbring 4 als Teilnetz des Stromverteilnetzes UW-H im Starklastfall und anliegendes Hochdruck Gasverteilnetz sowie mögliche Standorte für netzdienliche KWKA.....	19
Abbildung 3.5: Stromverteilnetz UW-RE im Starkeinspeisefall als Gesamtnetz links und überlasteter Halbring 16 als Teilnetz im Starklastfall rechts	21
Abbildung 3.6: Überlasteter Halbring 16 als Teilnetz des Stromverteilnetzes UW-RE im Starkeinspeisefall und anliegendes Hochdruck Gasverteilnetz sowie mögliche Standorte für netzdienliche PtGA.....	22
Abbildung 3.7: Maximale Leistungsauslastung vor und nach der Erbringung von Netzdienstleistungen durch eine PtGA im Halbring 16 im Versorgungsgebiet des UW-RE	24

Abbildung 3.8: Spezifische Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen unter Berücksichtigung einer angenommenen Preisdigression bis 2050. Für Brennstoffzellen werden dieselben Kostenannahmen getroffen (eigene Abbildung aus [5]).....	25
Abbildung 3.9: Genutzte spezifische Investitionskosten für Erdgas-Blockheizkraftwerke (BHKW) (eigene Abbildung aus [6]).....	26
Abbildung 3.10: UW-H – Gesamtübersicht der erzielbaren Kapitalwerte aus der Sicht des KWK-Anlagenbetreibers in Mio. € für die unterschiedlichen elektrischen Leistungen P_{el}	28
Abbildung 3.11: Jährliche Gewinne aus der Perspektive des KWKA-Betreibers für die optimale elektrische Leistungsklasse von $P_{el,opt} = 4,1 \text{ MW}$ für die unterschiedlichen Geschäftsmodelle als absolute (Balkendiagramm links) und relative (Kreisdiagramm rechts) Darstellung.	29
Abbildung 3.12: UW-RE – Gesamtübersicht der erzielbaren Kapitalwerte aus der Sicht des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers in Mio. € für die unterschiedlichen elektrischen Leistungen	31
Abbildung 3.13: Jährliche Gewinne aus der Perspektive des PtGA-Betreibers für die optimale elektrische Leistungsklasse von $P_{el,opt} = 2,9 \text{ MW}$ für die unterschiedlichen Geschäftsmodelle als absolute (Balkendiagramm links) und relative (Kreisdiagramm rechts) Darstellung.	32
Abbildung 3.14: UW-H Halbring 4 - Vergleich der Planungsvarianten aus der Perspektive des Netzbetreibers.....	34
Abbildung 3.15: UW-RE Halbring 4 - Vergleich der Planungsvarianten aus der Perspektive des Netzbetreibers.....	35
Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau einer beispielhaften Untersuchung einer dynamischen Vermaschung.....	40
Abbildung 4.2: Methodisches Vorgehen zur Potentialabschätzung.....	40
Abbildung 4.3: Überblick des betrachteten Last- und Erzeugerzuwachs im Szenario 2030.....	42
Abbildung 4.4: Simulationsergebnisse für den Status Quo (2019) der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik).....	43
Abbildung 4.5: Simulationsergebnisse für das Szenario 2030 (E-KFZ & PV) der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik).....	44
Abbildung 4.6: Simulationsergebnisse für das Szenario 2030 (E-KFZ & PV) der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik) nach der dynamischen Ringschließung.....	44
Abbildung 4.7: Schaltvorgänge der dynamischen Ringschließung im Szenario 2030.....	45
Abbildung 4.8: Simulationsergebnisse für das Szenario 2030 der Knotenspannungen (linke Grafik) und Leitungsauslastungen (rechte Grafik) nach der Trennstellenverschiebung.....	45
Abbildung 4.9: Übersicht der Methode zur ökonomischen Bewertung	46
Abbildung 4.10: Ergebnis der ökonomischen Bewertung.....	46
Abbildung 4.11: Betriebsführungskonzept zur Umsetzung einer dynamischen Vermaschung im Netzbetrieb	47
Abbildung 5.1: Methodisches Vorgehen für den Aufbau und die Validierung eines Simulationsmodells zur automatisierten Erstellung von Betriebsprofilen für Batteriespeicher	49

Abbildung 5.2: Leitungsentlastung im Starkeinspeisefall (links) und Starklastfall (rechts)	50
Abbildung 5.3: Leitungsbelastung vor Einsatz des Speichers, 300 Ladepunkte.....	53
Abbildung 5.4: Leitungsbelastung nach Einsatz des Speichers, 300 Ladepunkte.....	53
Abbildung 5.5: Anlagenleistung der Ladepunkte im Parkhaus und des Batteriespeichers für eine Beispielwoche	54
Abbildung 5.6: Kostenbewertung der verschiedenen Netzausbaumaßnahmen als Barwerte (2021)	55
Abbildung 6.1: Betrachteter Ring im Netzmodell des Digitalen Abbildes	58
Abbildung 6.2: Bezogene Leitungsauslastung der Abgangsleitung 593 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5	59
Abbildung 6.3: Bezogene Spannung am Knoten 116 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5.....	60
Abbildung 6.4: Bezogene Leitungsauslastung der Abgangsleitung 593 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5 bei einer Ringschließung	61
Abbildung 6.5: Bezogene Spannung am Knoten 116 im Status Quo und bei einem Lastzuwachs um den Faktor 5 bei einer Ringschließung.....	61
Abbildung 6.6: Vergleich der bezogenen Leitungsauslastungen (links) und bezogenen Knotenspannungen (rechts) ohne und mit einer Ringschließung als Boxplot.....	62
Abbildung 6.7: Simulationsergebnisse des unteren Halbringes im Starklastfall bei einem Leistungszuwachs um den Faktor 5	63
Abbildung 6.8: Benötigte elektrische Leistung an den Stromverteilnetzknuten im unteren Halbring..	64
Abbildung 6.9: Simulationsergebnisse des oberen Halbringes im Starklastfall bei einem Leistungszuwachs um den Faktor 5	64
Abbildung 6.10: Benötigte elektrische Leistung an den Stromverteilnetzknuten im oberen Halbring.	65
Abbildung 6.11: Vereinfachter Gesamtablauf der Verarbeitung der Szenarien.....	66
Abbildung 6.12: Vergleich der Leistungen der Technologien für die Szenarien für 2050 und 2045 im Mittelspannungsnetz UW-H.....	67
Abbildung 6.13: Vergleich der Leistungen der Technologien für die Szenarien für 2050 und 2045 im Mittelspannungsnetz UW-RE.....	68
Abbildung 6.14: Schnittstellenlösung zur Zusammenführung der beiden Simulationstools	70
Abbildung 6.15: Fahrpläne des EE-Hubs und der PtGA in den ersten beiden Wochen des Jahres (1344 Viertelstunden)	71
Abbildung 6.16: Maximale Leistungsauslastung vor und nach der Erbringung von Netzdienstleistungen durch eine PtGA oder den EE-Hub im Halbring 16 im Versorgungsgebiet des UW-RE in den ersten beiden Wochen des Jahres (1.344 Viertelstunden).....	72

11.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Arbeitspakete und Aufgabenbeschreibung.....	1
Tabelle 2.1: Ergebnis der Clusterung von Versorgungsaufgaben für das Szenario D 2030 und 2050 ...	9
Tabelle 3.1: Netzdienliche Dimensionierung der Sektorenkopplungsanlagen an den Standorten mit der minimalen elektrischen Leistung. Detaillierte Betrachtung erfolgt für grün markierte Anlagen..	17
Tabelle 3.2: Priorisierung für die Positionierung der KWKA (Standort mit dem höchsten Bewertungsindex δ ist in grün dargestellt)	20
Tabelle 3.3: Priorisierung für die Positionierung der PtGA (Standort mit dem höchsten Bewertungsindex δ ist in grün dargestellt)	23
Tabelle 3.4: Untersuchte Anwendungsfälle für die betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung einer KWKA im Versorgungsgebiet vom UW-H	27
Tabelle 3.5: CO2 Preisszenarien für das Jahr 2050 nach [7, S. 4]	28
Tabelle 3.6: Untersuchte Anwendungsfälle für die betriebswirtschaftlich optimierte Dimensionierung einer PtGA im Versorgungsgebiet vom UW-RE	30
Tabelle 5.1: Betrachtete Ausstattungsgrade an Ladepunkten in den Untersuchungen am Beispiel eines Parkhauses	52
Tabelle 5.2: Maximale Leistung und Kapazität des Batteriespeichers für die betrachteten Anwendungsfälle.....	54
Tabelle 10.1: Übersicht der im Rahmen des Projekts angefertigten und geplanten Publikationen.....	80

11.4 Abkürzungsverzeichnis

AF	Anwendungsfälle
AP	Arbeitspaket
BG	Beimischungsgrenze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BUW	Bergische Universität Wuppertal
BW	Barwert
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Investitionskosten
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
COM	Component Object Model

COP	CO ₂ -Preis
DV	Dynamische Vermaschung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
E-Kfz	Elektrokraftfahrzeug
EL80	Elektrifizierungsszenario
ENSURE	Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDRA	Gasdruckregelanlage
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GWV	Grenzwertverletzung
HD	Hochdruck
HS	Hochspannung
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Kfz	Kraftfahrzeug
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KN	Konventionaler Netzausbau
KWKA	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage(n)
MS	Mittelspannung
NA	Netzausbau
NDL	Netzdienstleistungen
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Operational Expenditures

OPF	Optimal Power Flow
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage(n)
PV	Photovoltaik
RTU	Remote Terminal Units
SH-Netz	Schleswig-Holstein Netz
SKA	Sektorenkopplungsanlagen
SRL	Sekundärregelleistung
SW	Stadtwerke
TESLA	Tool zur Trennstellenanalyse
THGW	Treibhausgasemissionen
TM80	Technologiemixszenario
TP	Teilprojekt
TV	Trennstellenverlagerung
UW	Umspannwerk
WEA	Windenergieanlage(n)
WSP	Wärmespeicher