



Kurzbericht der
TenneT TSO GmbH
zum Kopernikus-Projekt ENSURE Phase 2
Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF Förderkennzeichen: 03SFK1E0-2

von 01.02.2020 bis 31.12.2023

Juni 2024

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland befindet sich durch die Energiewende seit Jahren in einem Prozess der Umgestaltung. Kennzeichnend hierfür ist die weiter fortschreitende Anpassung der elektrischen Energieerzeugung mit den Außerbetriebnahmen von Großkraftwerken und dem Ausbau volatiler und örtlich verteilter Einspeisung von regenerativer Energie. Neue Anforderungen an die Versorgung mit elektrischer Energie ergeben sich auch durch die steigende Elektrifizierung von Anwendungen, z. B. die Nutzung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen zu Heizzwecken, sowie die zunehmend bidirektionalen Leistungsflüsse aufgrund der verteilten und volatilen Einspeisung und der zunehmenden Nutzung von verteilten Speichern, z. B. in der Elektromobilität.

Für die notwendigen technischen Anpassungen gelten weiterhin die drei Ansprüche des Zieldreiecks der Energieversorgung Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, die allerdings durch zwei weitere Anforderungen ergänzt werden müssen. Zum einen ist die Akzeptabilität von Maßnahmen in der elektrischen Energieversorgung insbesondere in unmittelbarer Umgebung der Anlagen ein entscheidender Faktor geworden. Zudem hat sich seitens der Bürger der Wunsch nach einer aktiven Partizipation an der Energieversorgung entwickelt.

Das Forschungsprojekt ENSURE als Teil der Förderinitiative Kopernikus-Projekte für die Energiewende des Bundesministeriums für Bildung und Forschung erforscht geeignete Energienetzstrukturen für den aktuellen Transformationsprozess. Diese Herausforderungen der Energiewende für die Energieinfrastrukturen ergeben für ENSURE folgende zentrale Leitfragen:

1. Wie verändern sich die Versorgungsaufgaben unter Berücksichtigung zukünftiger sowie sich ändernden gesellschaftlichen, ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen über das Jahr 2030 hinaus?
2. Welche technischen Herausforderungen ergeben sich aus den sich ändernden Versorgungsaufgaben für die Energieinfrastrukturen?
3. Mit welchen Netzstrukturen und Technologien sollen diese Herausforderungen bewältigt werden?

Dabei evaluiert ENSURE fortlaufend die gesellschaftlichen, ökonomischen, ökologischen und politischen Rahmenbedingungen sowie die technischen Anforderungen, die sich aus der Energiewende ergeben, und leitet hiervon im Austausch mit Stakeholdern den regionalen und überregionalen Handlungsbedarf für eine zuverlässige Energieversorgung ab. Der ganzheitliche inter- und transdisziplinäre Ansatz ist ein herausragendes Merkmal des Forschungsprojekts ENSURE.

Das Forschungsprojekt ENSURE hat eine Gesamtlaufzeit von 10 Jahren und dabei in drei Phasen unterteilt. Der Schwerpunkt der Phase 2 lag auf der Entwicklung und Pilotierung von Technologien und Konzepten, so dass diese unter Realbedingungen getestet und in der dritten Phase demonstriert werden können.

Die Fragestellungen wurden gemeinsam mit den 20 Partnern aus der Forschung (Bergische Universität Wuppertal, Christian-Albrechts-Universität, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft, Fachhochschule Westküste, Karlsruher Institut für Technologie, Öko-Institut, RWTH Aachen Universität, Technische Universität Dortmund, Technische Universität

Ilmenau), Industrie (Maschinenfabrik Reinhausen, OFFIS, Schleswig-Holstein Netz AG, Siemens AG, SWKiel Netz GmbH) und Gesellschaft (Deutsche Umwelthilfe, Germanwatch) bearbeitet.

Die wesentlichen Beiträge der TenneT TSO GmbH lagen in ENSURE Phase 2 in der Konzeptionierung des Energiekosmos ENSURE, der Konzeptentwicklung für eine ganzheitliche Zustandsüberwachung, den beiden Pilotanlagen des digitalen Umspannwerks 400 sowie des dynamischen HGÜ-Konvertermanagements (HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Außerdem wurden mehrere Vorschläge zur Anpassung des regulatorischen Rahmens erarbeitet.

Mit dem **Energiekosmos ENSURE** wurde ein Demonstrationskonzept für die dritte Phase entwickelt, welches mittels neuartiger Betriebsmittel und Netzstrukturen sowie umfangreicher Digitalisierung mehr Flexibilität im Netzbetrieb schafft, um die künftigen Herausforderungen des Energiesystems zu meistern. Der besondere Mehrwert des Konzepts liegt im ganzheitlichen Zusammenspiel der eingesetzten Technologien, Anlagen und Konzepte.

Für die **ganzheitliche Zustandsüberwachung** wurde vorgestellt, welches es mittels der Digitalisierung von Netzassets erlaubt deren Instandhaltungsplanung zu optimieren. Mit dem Wechsel von einer zeitbasierten zu einer zustandsbasierten oder risikobasierten Wartung können wesentliche Betriebskosten eingespart werden. Dies ist insofern wichtig, da vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels und zunehmend komplexer werdenden Netzassets der reduzierte Wartungsaufwand essentiell für die Energiewende ist.

In den Pilotanlagen des **Digitalen Umspannwerks 400** wurde die Digitalisierung der Netzassets demonstriert, indem drei Umspannwerke mit Messsystemen (Transformator-, Stufensteller-, Durchführungs- und Leistungsschaltermonitoring) ausgestattet wurden. Dabei ist es wichtig, dass die erzeugten Feldmessdaten den Mitarbeitern des Unternehmens zur Weiterverarbeitung und Informationsgewinnung zur Verfügung gestellt werden. Die Sensorsysteme sind aber typischerweise im hochgeschützten Prozessnetz installiert, auf das nur ein sehr begrenzter Personenkreis Zugriff hat. Die Daten werden daher über eine so genannte "Cyber-Diode" vom OT- in den IT-Bereich übertragen. Dies gewährleistet eine cybersichere und unidirektionale Kommunikation.

In einer weiteren Pilotanlage wurde gezeigt, dass es mit dem **dynamischen HGÜ-Konvertermanagement** möglich ist HGÜ-Systeme, abhängig von der Außentemperatur temporär zu überlasten. Dies bietet das Potential z. B. Redispatch-Maßnahmen/-kosten zu sparen. In den Folgeuntersuchungen wird in ENSURE Phase 3 der Einfluss weiterer angeschlossener Betriebsmittel, wie etwa Leitungen auf die dynamische Kapazität untersucht.

In mehreren Positionspapieren wurden Hemmnisse im **regulatorischen Rahmen**, die sich negativ auf die Energiewende, bzw. dafür notwendige Großtechnische Forschung mit Demonstrationsanlagen auswirken beschrieben. Außerdem wurden Anreizsysteme skizziert die zu einer Beschleunigung der Energiewende führen können.



**Eingehende Darstellung der Projektergebnisse
der TenneT TSO GmbH
zum Kopernikus-Projekt ENSURE Phase 2
Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende**

BMBF Förderkennzeichen: 03SFK1E0-2

von 01.02.2020 bis 31.12.2023

Juni 2024

Autoren

Jens Reifschneider

Jochen Jung

Michael Gratza

Die Autoren sind für den Inhalt dieser Veröffentlichung verantwortlich

Kontakt

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

Deutschland

Inhalt

1	Beiträge der TenneT TSO GmbH	4
1.1	Energiekosmos ENSURE	4
1.2	Ganzheitliche Zustandsüberwachung	6
1.3	Pilotanlage Digitales Umspannwerk 400	7
1.4	Dynamisches HGÜ-Konvertermanagement.....	9
1.5	Digitales Abbild.....	15
1.6	Regulatorischer Rahmen und Marktdesign	16
2	Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweis	20
3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten.....	21
4	Nutzen und voraussichtliche Verwertbarkeit.....	21
5	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	21
6	Veröffentlichungen	22

1 Beiträge der TenneT TSO GmbH

Die wesentlichen Beiträge der TenneT TSO GmbH lagen in ENSURE Phase 2 in der Konzeptionierung des Energiekosmos ENSURE, der Konzeptentwicklung für eine ganzheitliche Zustandsüberwachung, den beiden Pilotanlagen des digitalen Umspannwerks 400 sowie des dynamischen HGÜ-Konvertermanagements. Außerdem wurden mehrere Vorschläge zur Anpassung des regulatorischen Rahmens erarbeitet. Diese Ergebnisse werden im folgenden näher dargestellt.

1.1 Energiekosmos ENSURE

Aufbauend auf den erarbeiteten Ergebnissen der ersten Förderphase von ENSURE wurde in der zweiten Förderphase ein Demonstrationskonzept für die dritte Phase entwickelt, welches mittels neuartiger Betriebsmittel und Netzstrukturen sowie umfangreicher Digitalisierung mehr Flexibilität im Netzbetrieb schafft, um die künftigen Herausforderungen des Energiesystems zu meistern. Der besondere Mehrwert des Konzepts liegt im ganzheitlichen Zusammenspiel der eingesetzten Technologien, Anlagen und Konzepte.

Die wesentlichen Herausforderungen für das zukünftige Stromnetz sind die hohe Durchdringung mit fluktuierenden dezentralen Einspeisern und schwer vorhersagbaren Lasten (z. B. Ladestationen) sowie der Reduzierung der grundlastfähigen Kraftwerke. Beides führt zu einem erhöhten Koordinationsaufwand, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. Im Energiekosmos wird daher der Ansatz, eines intelligenten, digitalen und hoch automatisierten Stromnetzes verfolgt. Die Dezentralisierung der Koordination, wo möglich, wurde bereits in Cluster 3 der Phase 1 empfohlen. Dazu wird eine zusätzliche Steuerungsebene zwischen der zentralen Leitstelle des Verteilnetzbetreibers und der im Netz verfügbaren und kommunikationstechnisch angebundenen Betriebsmittel eingeführt. Neben Einspeisern und Lasten gehören dazu ebenfalls alle sonstigen Betriebsmittel, die zur Sicherstellung des Netzbetriebs notwendig sind (Abbildung 1). In dieser Ebene arbeiten Systeme, die im Netzbetrieb die notwendige Koordination, mit den lokal verfügbaren Informationen autonom durchführen. So wird der Datenaustausch zur zentralen Leitwarte reduziert und die notwendigen Maßnahmen zur optimalen Betriebsführung beschleunigt.

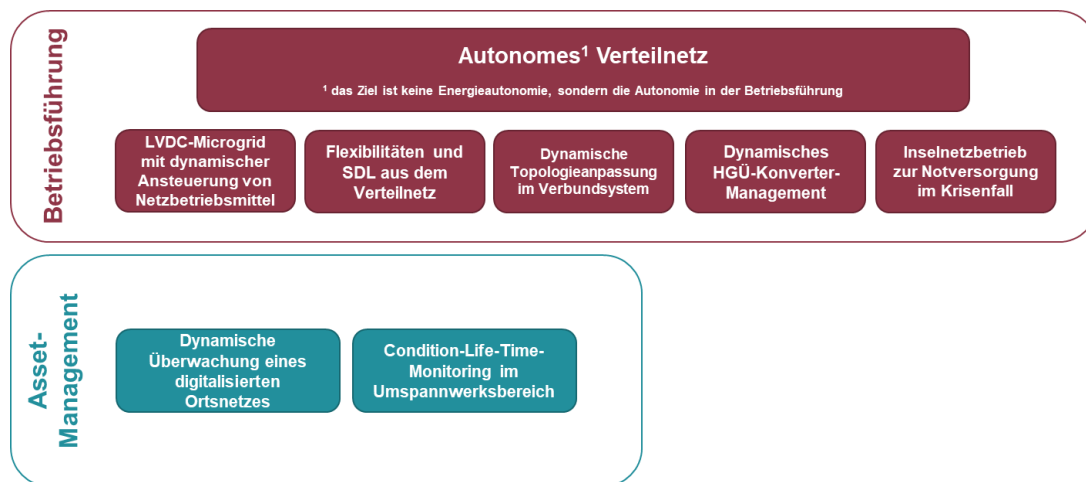


Abbildung 1: Teilkonzepte des Demonstrationskonzepts für Phase 3

Ein erstes Themenfeld ist dabei die Vermeidung von Überlast bzw. die Vermeidung von Spannungsbandverletzungen im Verteilnetz. Dazu wird, neben den konventionellen Möglichkeiten der Spannungshaltung, wie beispielsweise eine $Q(U)$ -Regelung von DEA, die Option der **dynamischen Vermaschung** genutzt. Dabei wird im Verteilnetz sowohl die Vermaschung mittels konventioneller Schaltmaßnahmen durchgeführt als auch die Vorteile einer **AC/DC-Hybridstruktur** ausgenutzt. Mittels konventioneller Schaltmaßnahmen werden radiale Mittelspannungsnetze, je nach Belastungssituation, als geschlossene Ringe, vermascht oder in veränderter Topologie betrieben. Dies dient z. B. zur kurzfristigen Beseitigung von Netzengpässen wie sie beim Laden von Nahverkehrsbussen an den

Endhaltstellen auftreten können. Ebenso können dadurch hohe Einspeiseleistungen besser verteilt werden. Zur Kopplung von benachbarten Netzbezirken werden MVDC-Koppelstrecken aufgebaut. Sie dienen dem Wirk- und Blindleistungsaustausch zwischen den Netzbezirken zur Entlastung des übergeordneten Netzes. Die Koordination der verschiedenen Maßnahmen erfolgt weitestgehend unabhängig von der zentralen Leitstelle in dezentralen Systemen, die in Umspannwerken lokalisiert sind. Neben der dynamischen Vermaschung wird in einem holistischen Ansatz die Kombination aus konventionellen Spannungsregelungsmaßnahmen und Vermaschung betrachtet. Somit wird sichergestellt, dass alle Potentiale gehoben werden. Dazu gehört auch die Einbeziehung von P2X-Anlagen zum Ausbalancieren der fluktuierenden Einspeisung über die Zeitachse. Dieser Baustein zur **Sektorenkopplung** bezieht auch die Sektoren Wärme und Verkehr durch die Anbindung von Wärmepumpen und Ladestationen mit ein. Ein weiterer wichtiger Baustein zur sichern Systemführung von Netzen mit dynamischer Vernetzung ist ein **adaptives Schutzkonzept**. Basierend auf einer erweiterten Messwertausstattung sowohl mit konventioneller Messtechnik als auch PMUs wird ein digitales adaptives Schutzkonzept in das Verteilnetz integriert.

Ein weiteres komplexes Themenfeld ist die Sicherstellung der verschiedenen **Systemdienstleistungen** im Stromnetz der Zukunft. Der Fokus des ENSURE Energiekosmos ist dabei die Bereitstellung von Systemleistungen aus dem Verteilnetz und hier insbesondere aus dem Mittelspannungsnetz. Dazu werden die dort verbauten Netzanlagen genutzt um gezielt Wirk- und/oder Blindleistung bereitzustellen. Im Fall von Netzstörungen oder überregionalen Blackouts können die lokal verbauten Erzeugungsanlagen dazu genutzt werden in einen zeitlich begrenzten autarken Inselnetzbetrieb übergegangen werden. Dabei kann auch die Möglichkeit der Versorgung aus benachbarten (Insel-)netzen über vorhandene MVDC-Koppelstrecken genutzt werden. Nach Beseitigung der Störung erfolgt eine Synchronisierung mit dem Verbundnetz. Auch hier dient wiederum die Technologie des autonomen Verteilnetzes als Basis zur Realisierung der notwendigen Funktionalität.

Neben der Systemdienstleistungserbringung aus dem Verteilnetz ist es auch notwendig im Übertragungsnetz erweiterte Möglichkeiten zu schaffen. Beim HGÜ-Konverter-Management wird durch die hinterlegten Modelle und der Auswertung des aktuellen Konverterzustands eine genaue Vorhersage der Belastbarkeit des HGÜ-Konverters für die nächsten Minuten und Stunden getroffen. Diese zusätzlichen Informationen heben Freiräume in der Wirk- und Blindleistungsbereitstellung und werden genutzt, um kritischen Netzsituationen schnell und effektiv zu lösen.

Neben den bisher der Systemführung zuzuordnenden Aspekten gibt es weitere des Energiekosmos ENSURE die vordergründig isoliert betrachtet werden können, jedoch erst im Zusammenspiel mit dem Gesamtsystem das volle Potential entfalten. Die bereits erwähnte P2X-Anlage dient primär zur Produktion von Wasserstoff oder daraus abgeleiteten Stoffen wie z. B. Methan. Mit der Erweiterung um Speicher und der Möglichkeit der Rückverstromung entsteht der **EE-Hub Gas** [94] mit einem übergeordneten intelligenten Strom- und GasnetzAutomatisierungssystem (ISGAS), die eingebunden in das autonome Verteilnetz zusätzliche Dienstleistung wie Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung zu Verfügung stellen. In eine ähnliche Kategorie fällt die geplante Ladestation. Hier erfolgt die Versorgung der einzelnen Ladepunkte über einen Gleichspannungsbuss an dem ebenfalls ein Speicher angeschlossen ist. Mit der Einbindung in das autonome Verteilnetz werden neben der primären Aufgabe, nämlich das Laden von Elektrofahrzeugen, weitere systemdienliche Aufgaben, z. B. wie Fahrpläne für Wirk- und Blindleistung mit der damit möglichen Verschiebung der maximalen Last gelöst.

Ein weiterer Gesichtspunkt ist die weitreichende **Digitalisierung** der Netzassets im Energiekosmos ENSURE. Durch die erweiterte Ausstattung mit Messtechnik, z. B. durch PMUs, ist es möglich den aktuellen Zustand des Netzes und der einzelnen Betriebsmittel besser und genauer zu erfassen als dies bisher im Verteilnetz üblich ist. Dies ermöglicht eine feingranulare Steuerung durch das autonome Verteilnetz, die auf der realen Situation basiert, und nicht wie bisher weitestgehend auf Profilen/Vorhersagen und wenigen Messwerten. Darüber hinaus erfolgt die Erfassung aller relevanten Parameter eines Umspannwerks zur Zustandsüberwachung. Durch die holistische Betrachtung der Gesamtstation lassen sich Abhängigkeiten leichter erkennen und mit den hinterlegten Modellen ein „**Health Index**“ erstellen der sowohl in die Wartungsplanung eingeht als auch zur besseren Auslastung

der Betriebsmittel führt. Insbesondere in kritischen Netzsituation können die Betriebsmittel gefahrlos hoch ausgelastet werden, da mögliche Probleme sicher gemeldet werden.

Das Netz des Energiekosmos ENSRUE wird im **digitalen Abbild** gesamthaft modelliert und mit realen Messwerten versorgt. Dies ermöglicht auch Funktionen, die nicht im Energiekosmos realisiert werden können, digital zu modellieren und simulativ zu untersuchen sowie eine Aussage über das Zusammenspiel der einzelnen Funktionen zu treffen.

1.2 Ganzheitliche Zustandsüberwachung

Mit der Energiewende steigt nicht nur die Anzahl der Assets im elektrischen Energieversorgungsnetz auf allen Spannungsebenen, sondern auch deren Komplexität. Neben den herkömmlichen passiven Netzbetriebsmitteln wie Freileitungen, Kabeln oder Transformatoren kommen zunehmend technisch komplexere aktive Komponenten zum Einsatz, wie zum Beispiel Konvertersysteme in HGÜ-Anlagen oder Batteriespeicher, die vom Netzbetreiber für Systemdienstleistungen genutzt werden. Diese Komponenten haben in der Regel eine deutlich geringere Lebenserwartung als herkömmliche Anlagen und sind zudem aufwändiger zu warten.

Die Instandhaltungskosten für die Netzbetreiber werden durch diese Entwicklungen sowohl im Gesamtvolumen als auch bezogen auf die einzelnen Anlagen deutlich steigen, um den sicheren Netzbetrieb weiterhin zu gewährleisten. Andererseits wird es in Deutschland durch den stärker werdenden Fachkräftemangel immer schwieriger das notwendige Personal bereitzustellen. Arbeitsplätze in der Instandhaltung konkurrieren dabei mit Arbeitsplätzen, die für die notwendige Netzmodernisierung benötigt werden. Die gestiegene Arbeitsbelastung in der Instandhaltung kann daher nicht durch eine Aufstockung des Personals aufgefangen werden. Um dem entgegenzuwirken, müssen die manuellen Wartungsarbeiten in Zukunft deutlich reduziert werden. Eine Möglichkeit besteht darin, feste Wartungsintervalle durch eine ganzheitliche und zustandsorientierte Wartungsstrategie zu ersetzen.

In ENSURE 2 wurden die grundlegenden technischen Anforderungen für Monitoringsysteme beschrieben, um eine solche ganzheitliche und zustandsorientierte Wartungsstrategie umsetzen und von einer vom TBM (time based maintenance) zu RBM (reliability based maintenance) & RCM (reliability centered maintenance) wechseln zu können.

Die vorgeschlagene ganzheitliche Zustandsüberwachung stützt sich auf drei unabhängige Säulen, wie in Abbildung 2 dargestellt. Die erste Säule enthält den Aufbau eines einheitlichen Datenmodells. Die zweite Säule umfasst eine modulare Gateway-Architektur, die eine geräteübergreifende Anwendungsprozess-Schnittstelle (API) bereitstellt. In der dritten Säule geht es um eine Plattform, die leistungsbasierte Modelle der Anlagen enthält und eine auf RBM basierende HI berechnet.

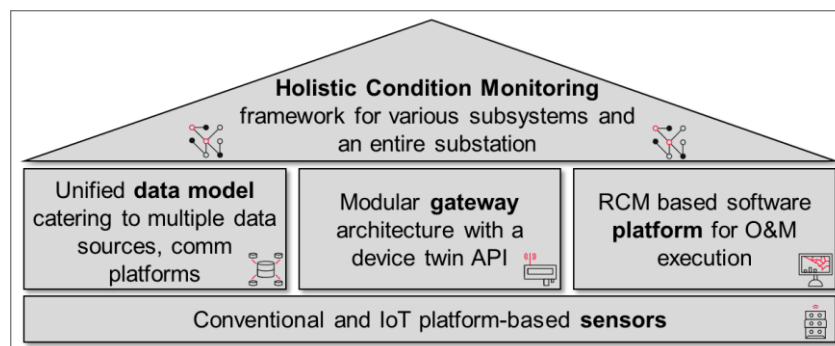


Abbildung 2: Ganzheitliches Zustandsüberwachungsmodell auf der Grundlage von drei Säulen

1.3 Pilotanlage Digitales Umspannwerk 400

Das im vorherigen Abschnitt beschriebene ganzheitliche Monitoringkonzept soll in ENSURE in der Praxis getestet werden. Dazu wurden in der zweiten Phase drei 380-kV-Umspannwerke von TenneT zu Pilotanlagen aufgerüstet (siehe Abbildung 3), den sogenannten Digitalen Umspannwerken 400. Hierzu wurden umfangreiche Sensorsysteme installiert, die die primären Betriebsmittel, wie Transformatoren, Kompensationsspulen und Leistungsschalter, überwachen (siehe Tabelle 1).



Abbildung 3: Standorte der Pilotanlagen

Tabelle 1: Verbaute Monitoringsystem an den Umspannwerkstandorten

Umspannwerk	Hersteller	Überwachte Komponente
Wilster West	Hitachi Energy	Transformator Durchführungen Leistungsschalter
	Maschinenfabrik Reinhausen	Transformator Durchführungen Stufensteller
Eltmann	Hitachi Energy	Kompensationsspule Durchführungen Leistungsschalter
Etzenricht	Maschinenfabrik Reinhausen	Transformator Leistungsschalter

Dabei ist es wichtig, dass die erzeugten Feldmessdaten den Mitarbeitern des Unternehmens zur Weiterverarbeitung und Informationsgewinnung zur Verfügung gestellt werden. Die Sensorsysteme sind aber typischerweise im hochgeschützten Prozessnetz (OT) installiert, auf das nur ein sehr

begrenzter Personenkreis Zugriff hat. Die Daten werden daher über eine so genannte "Cyber-Diode" vom OT- in den IT-Bereich übertragen (siehe Abbildung 4). Dies gewährleistet eine cyber-sichere und unidirektionale Kommunikation.

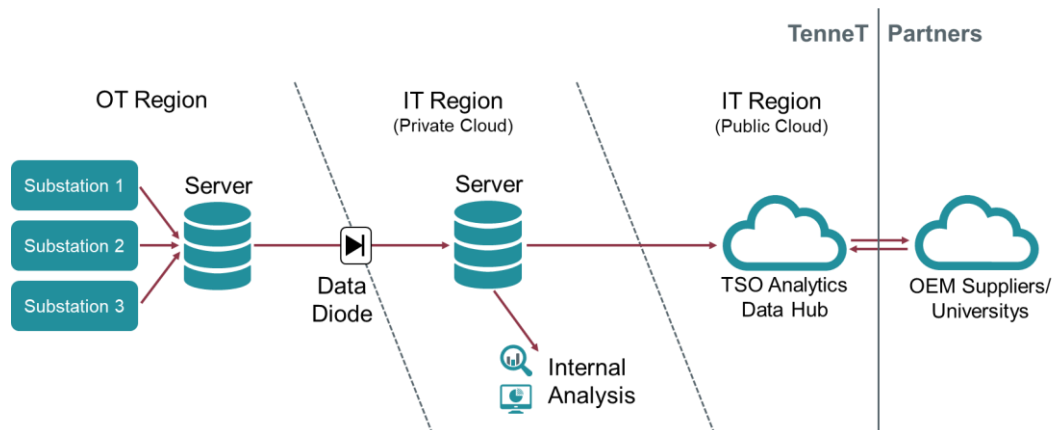


Abbildung 4: Cybersichere Übertragung von Messdaten von der OT-Region zur IT-Region und Datenaustausch mit externen Partnern

In der IT-Region können Asset-Spezialisten die Daten analysieren und den Gesundheitszustand der Betriebsmittel anhand von sogenannten Health-Index-Modellen automatisiert beurteilen. Automatische Warnmeldungen bei Verletzung von Betriebsgrenzen reduzieren den manuellen Überwachungsaufwand. Darüber hinaus können die Felddaten/Informationen mit anderen Datenquellen, wie der SAP-Datenbank oder Netzmodellen, verknüpft werden. Dies ermöglicht eine ganzheitliche Bewertung einzelner Betriebsmittel, aber auch ganzer Anlagen, wie z. B. vollständigen Umspannwerken, und die Einführung einer zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung in die Instandhaltungsplanung.

Neben der internen Auswertung der gesammelten Daten ist es manchmal notwendig, die Daten mit anderen Unternehmen zu teilen, z. B. mit OEM-Zulieferern oder Forschungseinrichtungen für weiterführende Dienstleistungen. Zu diesem Zweck wurde in ENSURE 2 eine cloudbasierte Lösung für den einfachen und sicheren Datenaustausch eingerichtet. Dies ermöglicht z. B. eine Online-Gasanalyse des Transformatoröls in der Cloud des Herstellers. Zudem verbessert dieser Datenaustausch die Datengrundlage für z. B. das Risikomanagement von Anlagen, da Hersteller auf eine wesentlich größere Datenbasis einzelner Assets aus der weltweiten Anlagenflotte zugreifen können, als sie bei einem einzelnen Netzbetreiber vorliegt. Die bei Partnern generierten Informationen können zurück in die privaten Cloud der TenneT gespielt und dort gespeichert werden. Auf Basis der Risikoerkenntnisse, der Anlagenleistung und der Zuverlässigkeitsdaten können Experten die Umspannwerke automatisiert bewerten sowie detailliertere Analysen zum Ersatzteilbestand und Revisionsbedarf erstellen.

Sowohl für die notwendige Hardware als auch für die Software zur Erfassung von Sensordaten bis hin zur Public Cloud wurden marktverfügbare Lösungen eingesetzt. Dies ermöglicht die herstellerunabhängige und protokollunabhängige Einbindung von Sensorsystemen und Analysesoftware. Ein aufwendiges und teures Engineering ist dafür nicht notwendig.

In ENSURE 2 wurde die Sensortechnik und die zentrale Datenweiterleitung inklusive Anbindung von Drittpartnern realisiert. Die automatisierte Analyse der Messdaten und die Einführung von RCM werden im Folgeprojekt ENSURE 3 untersucht.



UW Wilster West: Sensorische Anbindung der Leistungsschalter



UW Wilster West: Installation des Transformatormonitorings Hitachi Energy



Datenaggregator Station Connect



ETOS System im UW Wister West



Sensoren am Stufenschalter im UW Wilster West



Sensoren an den Durchführungen im UW Wilster West

1.4 Dynamisches HGÜ-Konvertermanagement

Eine effizientere Nutzung bestehender und geplanter Betriebsmittel im Übertragungsnetz wird immer wichtiger, um die erfolgreiche Umstellung auf ein fossilfreies Energiesystem zu unterstützen, da Verzögerungen bei Netzausbauprojekten die Integration erneuerbarer Energien behindern können. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) gelten als wichtige Bausteine in zahlreichen Anwendungen: Onshore Übertragungsleitungen, Interkonnektoren oder Offshore-Windverbindungen. Bestehende HGÜ-Systeme könnten durch fortschrittliche Regelungen näher an ihren physikalischen Grenzen betrieben werden. Ein Anwendungsbereich hierfür ist die vorübergehend erhöhte Auslastung der Anlage über die garantierten Wirk- und Blindleistungsgrenzen hinaus. Diese Funktion, die als „dynamische Kapazität“ eingeführt wurde, könnte genutzt werden um Engpässe zu reduzieren, dem Systembetrieb mehr Optimierungsmöglichkeiten zu geben, Margen für Hilfsdienste von HGÜ-Stationen hinzuzufügen und ganz allgemein zu einem effizienteren Betrieb des Wechselstromnetzes beizutragen.

Da die dynamische Kapazität auf unterschiedliche Weise zu erhöhten Nutzen des Energiesystems genutzt werden kann, wurden unterschiedliche Anwendungsfälle identifiziert, beschrieben und analysiert. In Tabelle 2 sind Anwendungsfälle dargestellt zum hinsichtlich des Anzuwendenden Systems, Leistungseigenschaft und ihres Zeitbereichs eingeordnet.

Tabelle 2: Anwendungsfälle für dynamische Kapazität

Anwendungsfall	HGÜ-System	Leistung	Zeitbereich
1. Kuratives Engpassmanagement	Eingebettet, Interkonnektoren	Wirkleistung	15 min – 2 h
2. Stationäre und dynamische Spannungshaltung	Eingebettet, Offshore, Interkonnektoren	Blindleistung	150 ms – 30 min
3. Frequenzregelung durch spannungsabhängigen Lasten	Eingebettet, Interkonnektoren	Blindleistung	30 s
4. Offshore-Windoverplanting	Offshore	Wirkleistung	15 min – 2 h
5. Optimierte Netzplanung	Eingebettet, Offshore, Interkonnektoren	Wirkleistung	15 min – 2 h

Im Folgenden sind die identifizierten Anwendungsfälle und deren Funktion kurz beschrieben:

1. Kuratives Engpassmanagement

Im Systembetrieb wird die N-1-Sicherheit in der Regel präventiv aufrechterhalten, wie in Abbildung 5 (a) dargestellt. Wenn eine potenzielle Verletzung in einem N-1-Fall festgestellt wird, werden präventive Abhilfemaßnahmen (z. B. Redispatch von Kraftwerken) eingeleitet. Dadurch wird die Belastung der betroffenen Übertragungsleitung im Normalbetrieb reduziert und folglich, wenn ein N-1-Fall eintritt, unter den permanent zulässigen Engpassstrom (PATL) gehalten. Die N-1-Sicherheit kann auch auf kurative Weise aufrechterhalten werden, was höhere Belastungen im Normalbetrieb erlaubt Abbildung 5 (b). Tritt eine tatsächliche Stromkreis-auslösung auf, werden schnelle Abhilfemaßnahmen eingeleitet, um die Belastung unter den PATL zu senken. Eine kurzzeitige thermische Überlastung der Übertragungsleitung wird vermieden, in dem die Belastung unter den sogenannten temporär zulässigen Engpassstrom (TATL) verbleibt.

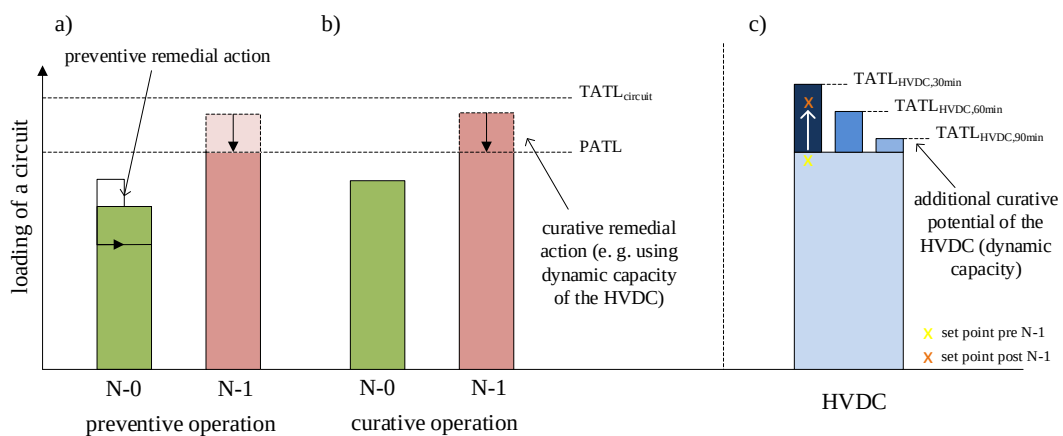


Abbildung 5: N-1 Prinzip für präventives (a) und kuratives (b) Engpassmanagement und Anwendung der dynamischen Kapazität (c) im kurativen Engpassmanagement

HGÜ-Systeme eignen sich sehr gut für kurative Abhilfemaßnahmen, da sie ihre Sollwerte schnell anpassen können. Durch dynamische Kapazität kann das Abhilfepotenzial erhöht werden und somit der Bedarf an präventiven Abhilfemaßnahmen verringert wird. Die beim kurativen Engpassmanagement typischerweise Anwendungsdauer liegt im Bereich von 30 bis 90 Minuten, je nachdem, wann andere Abhilfemaßnahmen verfügbar sind, die die entlastende Wirkung des HGÜ-Systems ersetzen können Abbildung 5 (c). Abhilfemaßnahmen werden in der kurzfristigen Betriebsplanung ermittelt und geplant und im Echtzeitbetrieb aktiviert. Abbildung 6 zeigt die Prozesse und wie die dynamische Kapazität eines HGÜ-Systems

innerhalb der Teilprozesse berücksichtigt werden kann.

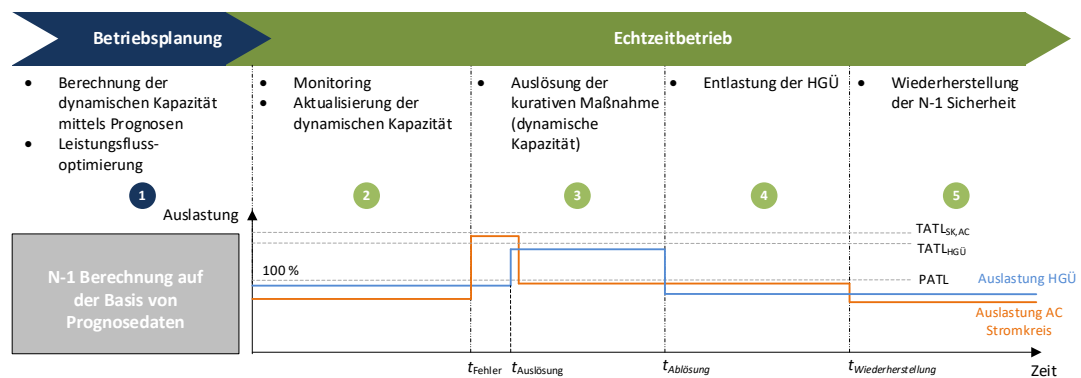


Abbildung 6: Zeitlicher Ablauf einer Möglichen Integration von kurativen Engpassmanagement mit dynamischer Kapazität in der Systemführung

In der Day-Ahead-Betriebsplanung wird die N-1-Sicherheit mit Hilfe von Leistungsfluss-optimierung bewertet (1). Im Echtzeitbetrieb wird die dynamische Kapazität eines HGÜ-Systems auf der Grundlage aktueller Messungen neu berechnet (2). Wenn der Betreiber anhand von N-1-Berechnungen feststellt, dass die vordefinierten Reaktionen des HGÜ-Systems angepasst werden müssen, um relevante N-1-Verletzungen zu beheben, erfolgt dies innerhalb aktualisierter dynamischer Kapazitätsgrenzen. Im Falle eines tatsächlichen N-1-Ereignisses wird der Sollwert des HGÜ-Systems automatisch gemäß einer vorberechneten Reaktionsmatrix (3) angepasst. Durch die Aktivierung wird die Belastung der betroffenen Übertragungsleitung unter den dauerhaft zulässigen Grenzwert reduziert. Da die dynamische Kapazität nur für eine begrenzte Zeit genutzt werden kann, muss die Entlastungswirkung des HGÜ-Systems durch eine andere Maßnahme ersetzt werden, um eine thermische Überlastung des HGÜ-Systems zu vermeiden. Durch die Aktivierung anderer Maßnahmen wird die Belastung des HGÜ-Systems unter die dauerhaft zulässige Wirkleistungsgrenze des HGÜ-Systems gesenkt (4). Im letzten Schritt stellt der Betreiber die N-1-Sicherheit des Übertragungsnetzes mit konventionellen Maßnahmen, z. B. Redispatch, wieder her (5).

2. Stationäre und dynamische Spannungshaltung

Die Spannungshaltung durch kontrollierten Blindleistungsaustausch der HGÜ-Stationen mit dem angeschlossenen Wechselstromnetz ist eines der Hauptmerkmale von Voltage Source Converters (VSC)-HGÜ-Systemen. Die dynamische Kapazität könnte es ermöglichen, dass der Blindleistungsaustausch über die garantierten Grenzen hinausgeht. Für die Spannungsunterstützung sind unterschiedliche Zeiträume von Interesse: die stationäre Spannungsunterstützung während des Normalbetriebs, die dynamische Spannungsunterstützung im Fehlerfall. (siehe Abbildung 7).

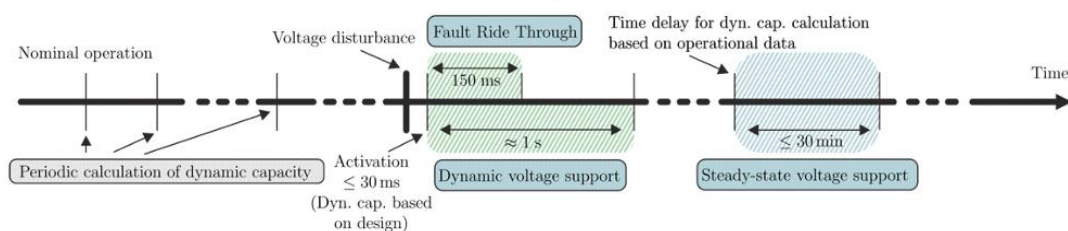


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf für Stationäre und dynamische Spannungshaltung

Die stationäre Spannungsstützung kann in Zeiträumen bis zu 30 Minuten erfolgen, bis andere Abhilfemaßnahmen aktiviert werden können. Aufgrund der kurzen Aktivierungszeit für die dynamische Spannungsunterstützung muss dieser Anwendungsfall bereits während der Auslegung der HGÜ berücksichtigt werden.

3. Frequenzregelung durch spannungsabhängigen Lasten

HGÜ-Verbundanlagen können für die primäre Frequenzregelung (PFR) verwendet werden. Konventionell sind die HGÜ-Regler mit einem überlagerten Regler ausgestattet, der entweder

die Gleichspannung oder den Wirkleistungssollwert bei einer Frequenzänderung linear verändert. Im Falle von Interkonnektoren kann durch diese Leistungsfluss Änderung zu unerwünschten Frequenzschwankungen in der angebunden Regelzone führen. In eingebetteten Systemen würde eine einfache Leistungsübertragung aufgrund der synchronen Kopplung der beiden Bereiche den Frequenzabfall nicht wirksam begrenzen. Stattdessen könnten nach einer Störung die HGÜ-Systeme verwendet werden, um die Leistungsaufnahme der nahegelegenen spannungsabhängigen Lasten (VDL) zu steuern und die PFR durchzuführen. Dieser Ansatz wird als Primärfrequenzregelung mit spannungsabhängigen Lasten (PFR-VDL) bezeichnet. Unter Berücksichtigung einer Echtzeit-Schätzung der Lastempfindlichkeit wird die Netzspannung am HGÜ-Anschlusspunkt variiert, um den Lasten die gleiche Leistungsmenge zu entziehen, wie sie vom HGÜ-Drop-Regler angefordert wird. Auf diese Weise kann eine wirksame Frequenzregelung mit minimalen Auswirkungen auf die Versorgungsgebiete erreicht werden. Die dynamische Kapazität könnte genutzt werden, um zusätzliche Blindleistung zu liefern, die zur Regelung der Netzspannung in einem kurzen Zeitintervall von etwa zehn Sekunden nach der Störung benötigt wird und die andernfalls die HGÜ-Dauerleistungsgrenze überschreiten würde (siehe Abbildung 8).

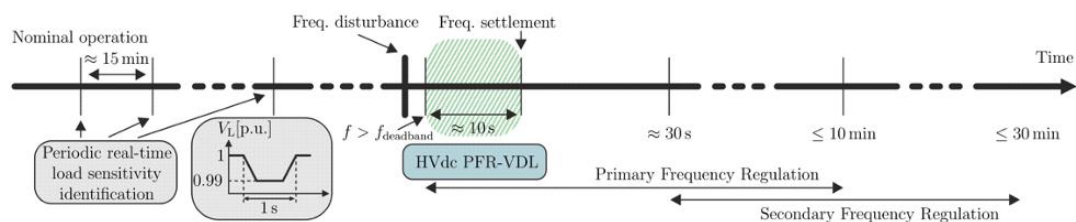


Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der Primärfrequenzregelung mit spannungsabhängigen Lasten

4. Offshore-Windoverplanting

Dieser Anwendungsfall bezieht sich nur auf HGÜ-Offshore-Netzanschlüsse, könnte aber auch für künftige Interkonnektoren relevant sein, die mit Offshore-Windkraft kombiniert werden. HGÜ-Offshore-Netzanschlüsse werden aktuell nach der maximalen Windstromeinspeisung am Offshore-Anschlusspunkt ausgelegt. Unter Berücksichtigung der Variabilität des Windes und der Verfügbarkeit der Windturbinen könnte es technisch und wirtschaftlich machbar sein, mehr Offshore-Windpark Nennleistung zu installieren als die Netzanschlusskapazität. Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit kann eine höhere Leistung erreicht werden, während bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit überschüssige Energie abgeregelt werden muss. Eine Erhöhung der temporär zulässigen Übertragungsgrenze des Netzanschlusses kann die Menge der abgeregelten Energie reduzieren (vgl. Abbildung 9). Durch die dynamischen Kapazität könnte zeitweise mehr Leistung als die dauerhaft zulässige Übertragungsgrenze an Land übertragen werden, was zu

einer noch höheren Auslastung der Übertragungsanlage führt.

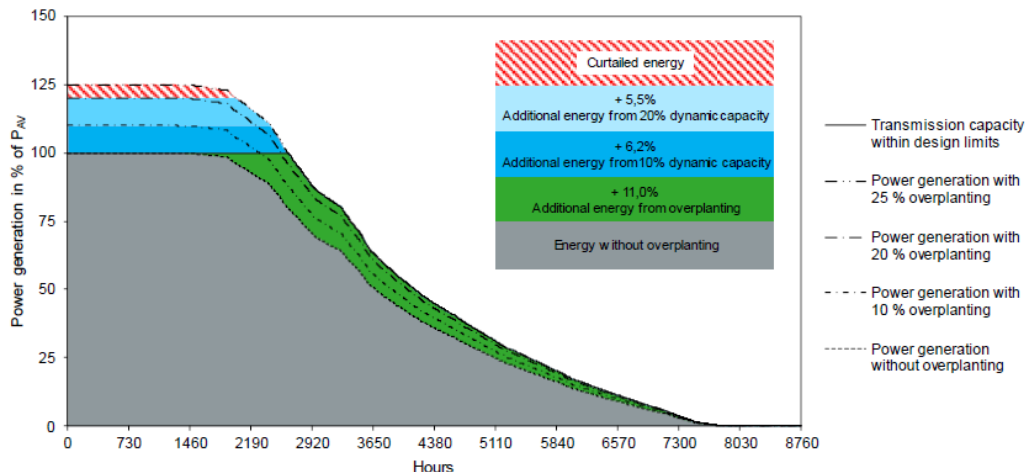


Abbildung 9: Theoretischer Nutzen von dynamischer Kapazität in Verbindung mit der Überplanung eines Offshore-Netzanschlusspunkte für verschieden Szenarien

5. Optimierte Netzplanung

Notwendige Netzausbaumaßnahmen werden von den vier deutschen ÜNB identifiziert und im Netzentwicklungsplan beschrieben. Die Maßnahmen werden nach dem sogenannten NOVA-Prinzip abgeleitet, das besagt, dass die Netzoptimierung eine höhere Priorität hat als die Netzverstärkung und der Netzausbau. Der beschriebene dynamische Kapazitätsansatz könnte eine Option sein, die im Netzentwicklungsplan als innovatives Optimierungskonzept für die geplanten eingebetteten HGÜ-Systeme berücksichtigt werden könnte, um die gesamte notwendige Übertragungskapazität zu erreichen. Die Berücksichtigung des Anwendungsfall des kurativen Engpassmanagement in den Notfallanalysen der Netzplanung würde eine höhere Übertragungskapazität gemäß den Ergebnissen der dynamischen Kapazitätsberechnung für relevante N-1-Fälle aufweisen. Da der Berechnungsansatz für die dynamische Kapazität nicht auf Echtzeitdaten basieren kann, muss ein vereinfachter Ansatz entwickelt werden, der Prognosen oder Schätzungen für die entsprechenden Eingangsdaten verwendet.

In der zweiten Phase von ENSURE wurde die dynamische Kapazität auf Systemebene untersucht. In Abgrenzung zu anderer Forschung wurden nicht einzelne Komponenten einer HGÜ Station hinsichtlich ihre physikalischen Grenzen und damit ihres Potential der Höherauslastungen untersucht sondern die Konverterstation als System. Die Untersuchung erfolgte hierbei an der Nordlink Station in Wilster West welche zunächst mit einen Datenlogger ausgestellt wurde. Mit den Daten des im operativen Betrieb befindlichen Konverters wurden ein Tool entwickelt, welches die dynamische Kapazität basierend auf vergangener/aktueller Messwerte oder Prognosen berechnet. In Abbildung 10 ist ein Screenshot des Tools dargestellt. Das Tool zeigt in dem Beispiel die basierenden auf live Messwerten berechnete dynamischen Kapazität die nächste Stunde, die garantierten Limits und der aktuelle Betriebspunkt.

HVDC converter dynamic capacity - Nordlink Wilster station

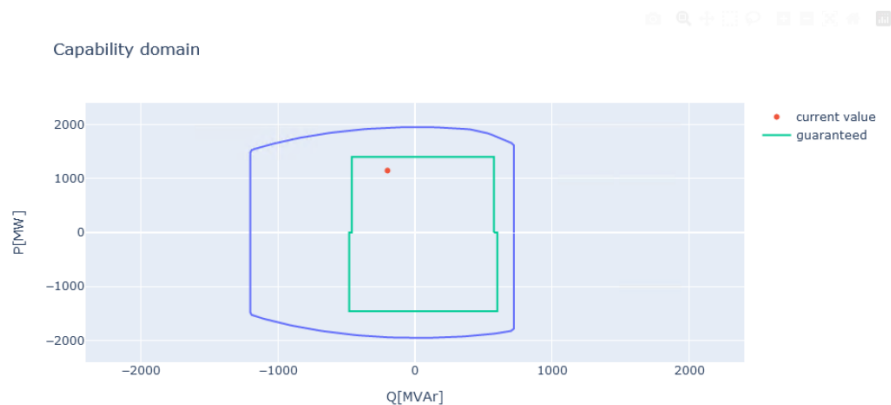


Abbildung 10: Screenshot des Tool zur Berechnung der dynamischen Kapazität mit Messdaten der Konverterstation von NordLink in Wilster West

In ENSURE 2 wurde insbesondere der Anwendungsfall der dynamischen Kapazität für das Engpassmanagement genauer untersucht. Basierend auf dem Wetterjahr 2012, das ein durchschnittliches Wetterjahr ist und als repräsentativ für die Netzentwicklungsplanung gilt, wurde für die zwei zukünftige 2-GW-HGÜ-Verbindungen DC04 (SuedLink) und DC20 (SuedOstLink) die mögliche dynamische Kapazität für die angenommen Nutzungsdauer einer Stunde berechnet. Aus den sich daraus ergebenden meteorologischen und geografischen Randbedingungen ergibt sich die in Abbildung 11 dargestellt Jahresdauerlinie der dynamischen Kapazität.

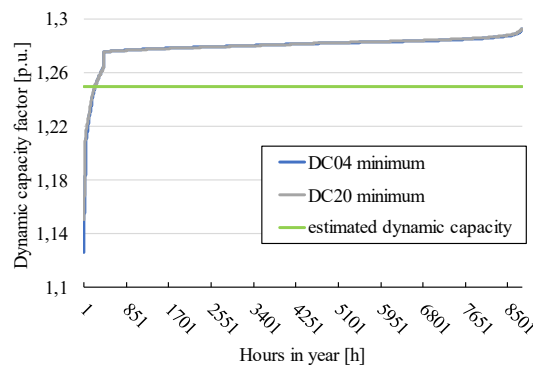


Abbildung 11: Jahresdauerlinie für die potentielle dynamische Kapazität von DC04 und DC20 für das Wetterjahr 2012

Die so bestimmte dynamische Kapazität wurde als Näherung mit 500 MW angenommen um in einer Netzstudie die Auswirkungen auf den präventiven Redispatch einzuschätzen. Die Last- und Erzeugungsszenarien basieren auf dem Szenario C sowie dem Stromnetzmodell gemäß dem im Jahr 2021 veröffentlichten Bundesnetzentwicklungsplan mit dem Zieljahr 2035. Um die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen zu bewerten, werden die CO₂-Emissionen und die Gesamtkosten berechnet. Zusätzlich zu den Klimafolgekosten umfassen die Gesamtkosten die Kosten für die Inbetriebnahme des Redispatch-Kraftstoffs, die Bereitstellung und die Brennstoffkosten. Um die Auswirkungen auf den Redispatch-Bedarf abzuschätzen, wurden verschiedene in Szenarien berechnet und verglichen. Zunächst wurde der Redispatch-Bedarf ohne den Einsatz von kurativen Maßnahmen (BaseCase) ermittelt. Diese Berechnung stellt den Basisfall mit ausschließlich präventivem Redispatch und ohne dynamische Kapazitäten dar. Als Referenzfälle wurde eine Berechnung unter Berücksichtigung von kurativem Redispatch für DC04 und DC20 bis zu ihrer garantierten Kapazität durchgeführt (RefCase). Für die untersuchten Szenarien (StudyCase) wurde das kurative Potenzial dieser HGÜ-Verbindungen um die dynamische Kapazität von 500 MW erweitert. Für den RefCase und StudyCase wurde sowohl die Änderung des präventiven Redispatches und der Abregelung von

erneuerbaren Energien, als auch die Reduktion der CO₂-Emissionen und Gesamtkosten im Vergleich zum BaseCase berechnet (Abbildung 12).

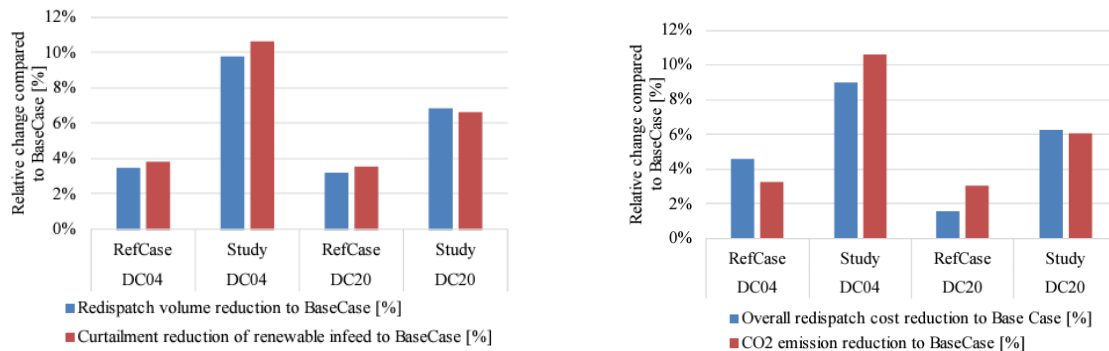


Abbildung 12: Änderung des präventiven Redispatches und der Abregelung von erneuerbaren Energien (links) und Reduktion der CO₂-Emissionen und Gesamtkosten (rechts) der RefCase und StudyCase im Vergleich zum BaseCase

Das kurative Potenzial aufgrund der dynamischen Kapazität verdoppelt die Reduktion des präventiven Redispatch im Vergleich zum RefCase für alle Szenarien. Das zusätzliche Potenzial für StudyCase DC20 ist mit einem Anstieg von 3 % auf 7 % im Vergleich zu RefCase DC20 am geringsten. Für das Szenario StudyCase DC04 verdreifacht sich das Potenzial auf fast 10 %. Die prozentuale Auswirkung auf die Verringerung der Abregelung von erneuerbaren Energien liegt in allen Fällen in der gleichen Größenordnung wie die Verringerung des präventiven Redispatch. Das Potenzial der dynamischen Kapazität zur Verringerung der Kapazität des präventiven Redispatch, sowie der Abregelung von erneuerbaren Energien beträgt im Durchschnitt 5 %. Für beide RefCase wird eine Gesamtkostenreduktion für den Einsatz und die Anforderung von Redispatch von 2 % (DC20) bzw. 5 % (DC04) erreicht. Die vermiedenen CO₂ Emissionen liegen in beiden RefCase bei 3 %. Das zusätzliche kurative Potenzial durch die dynamische Kapazität erhöht die Einsparungen sowohl bei den Kosten als auch bei den CO₂-Emissionen. Die Kostenreduktion für die Anwendung auf einer der HGÜ-Leitungen beträgt jeweils zusätzlich 4 %. Die CO₂-Emissionen werden für das Szenario StudyCase DC20 um weitere 6 % reduziert, was einer Verdopplung entspricht. Für StudyCase DC04 wird sogar eine Verdreifachung der CO₂-Einsparpotenziale erzielt.

1.5 Digitales Abbild

Neben der Erarbeitung von Bewertungsfragen der im Digitalen Abbild integrierten Anwendungsfälle, wurde die Einbindung von Pilotanlagen im Höchstspannungsnetz (z. B. DU400) konzeptionell erarbeitet. Das entwickelte Konzept ist in Abbildung 13 schematisch dargestellt und orientiert sich hierbei an der durchgeführten Integration der Pilotanlage PMU/Adaptivschutz. Die Datenübertragung über eine Daten-Diode ist hierbei zentraler Punkt um die Cybersicherheit zu gewährleisten. Das Konzept berücksichtigt hierbei sowohl den Aspekt der Einbindung für Experten und die damit verbunden Bereitstellung von Messwerten oder weiteren operativen Daten, als auch die Darstellung in der Visualisierung des Digitalen Abbilds für die Öffentlichkeit.

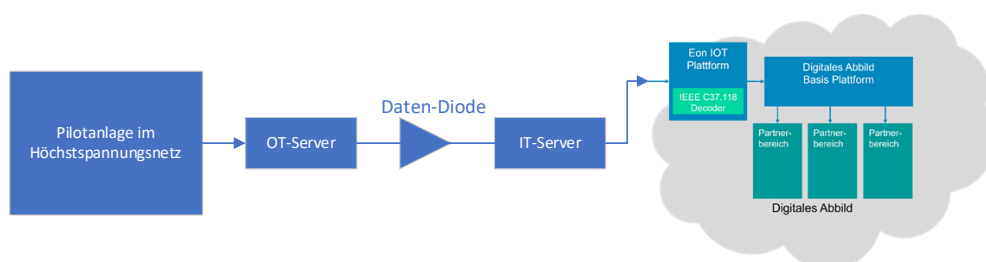


Abbildung 13: Schematische Darstellung des Konzepts zur Anbindung von Pilotanlagen im Höchstspannungsnetz ans digitale Abbild

1.6 Regulatorischer Rahmen und Marktdesign

Regulatorische Aspekte für die im Netz erforderlichen Systemdienstleistungen

Als ÜNB ist die TenneT TSO GmbH gemäß den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes maßgeblich für die sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie verantwortlich. Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien und die Transformation des Energiesystems stellen jedoch die Energiewirtschaft und insbesondere Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen spielt dabei eine entscheidende Rolle, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten und die Integration erneuerbarer Energien effizient zu gestalten.

Im Rahmen des Projekts wurden regulatorische Aspekte untersucht, die die Bereitstellung von Systemdienstleistungen beeinflussen. Die Identifikation möglicher regulatorischer Hemmnisse ist von großer Bedeutung, um Barrieren zu erkennen und gezielte Lösungen zu entwickeln. Durch die Analyse und Bewertung der regulatorischen Rahmenbedingungen möchten soll auf mögliche Engpässe und Hemmnisse hingewiesen und konkrete Lösungsvorschläge erarbeitet werden, die den Ausbau erneuerbarer Energien und die Integration von Systemdienstleistungen erleichtern.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass unabhängig von der Art der Systemdienstleistung die Liquidität auf den verschiedenen Märkten durch den Wegfall der konventionellen Kraftwerke infolge des geplanten Kohle- und Atomausstiegs sinkt und den Netzbetreibern somit ein niedrigeres Potential zur Verfügung steht. Gleichzeitig zeigt sich, dass der Bedarf an Systemdienstleistungen durch die häufig schwierige Prognostizierbarkeit der volatilen EE-Einspeisung insbesondere in Extremwittersituation sowie durch den steigenden Transportbedarf infolge der zunehmende regionalen Schere zwischen Erzeugung und Verbrauch sich jedoch erhöhen wird. Somit bedarf es eines Ausgleichs bzw. einer Steigerung der Liquidität in den verschiedenen Märkte. Hierbei konnten verschiedene Lösungsvarianten skizziert werden:

1. Abbau wirtschaftlicher und regulatorischer Hemmnisse für den Beitritt zu bestehenden Märkten
2. Schaffung neuer Märkte und regulatorische Gleichstellung zu bestehenden Märkten
3. Anpassung von technischen Netzanschlussregeln

Dabei sind die verschiedenen Lösungsoptionen nicht als Einzelmaßnahmen zu betrachten, sondern können ineinandergreifen und sich ergänzen.

Mit Blick auf Phase 3 von ENSURE bestehen weiterhin z. B. die folgenden Fragen, welche näher untersucht werden können:

- Welche Möglichkeiten gibt es die Problematik des Increase-Decrease Gaming bei einer marktbasierter Beschaffung von Redispatchpotentialen zu reduzieren.
- Wie kann ein Zusammenspiel zwischen einer bereits vertraglich vereinbarten Blindleistungsbereitstellung sowie einer marktlichen Beschaffung aussehen?
- Wie kann ein mögliches Preissystem einer marktlichen Beschaffung von Momentanreserve aussehen?
- Inwiefern können Wind und Photovoltaik tatsächlich Momentanreserve erbringen bzw. wie müsste die Technologie weiterentwickelt werden, um diese marktreif zu machen?

Anreizkompatible Ausgestaltung der Regularien für Netzbetreiber und der Energiemärkte

Im Zentrum der Untersuchungen des Arbeitspakets *Regulatorischer Rahmen und Marktdesign* stand die Ausgestaltung der Energiemärkte und des regulatorischen Rahmens mit dem Ziel, Anreize für das systemischen Gesamtkonzept von ENSURE zu setzen. Hierfür wurden Empfehlung hinsichtlich der

Ausgestaltung von Koordinationsmechanismen innerhalb eines systemischen Gesamtkonzepts erarbeitet. Dabei wurden sowohl Wechselwirkungen zwischen marktlichen, gesetzlichen und regulatorische Rahmenbedingungen als auch relevante Gerechtigkeitsaspekte berücksichtigt und anhand derer mittels qualitativer und quantitativer Analysen Hemmnisse und Lösungsoptionen identifiziert.

Um nun diese Ergebnisse in einem kompakten Gesamtkonzept zusammenzufassen wurde eine „Landkarte“ basierend auf den Arbeiten aus ENSURE Phase 1 erstellt, die den aktuellen marktlichen und regulatorischen Rahmen darstellt und die relevanten Meilensteine aus dem Projekt den Themenfeldern zuordnet.

Überblick Koordinationsmechanismen des zukünftigen Strommarktdesigns

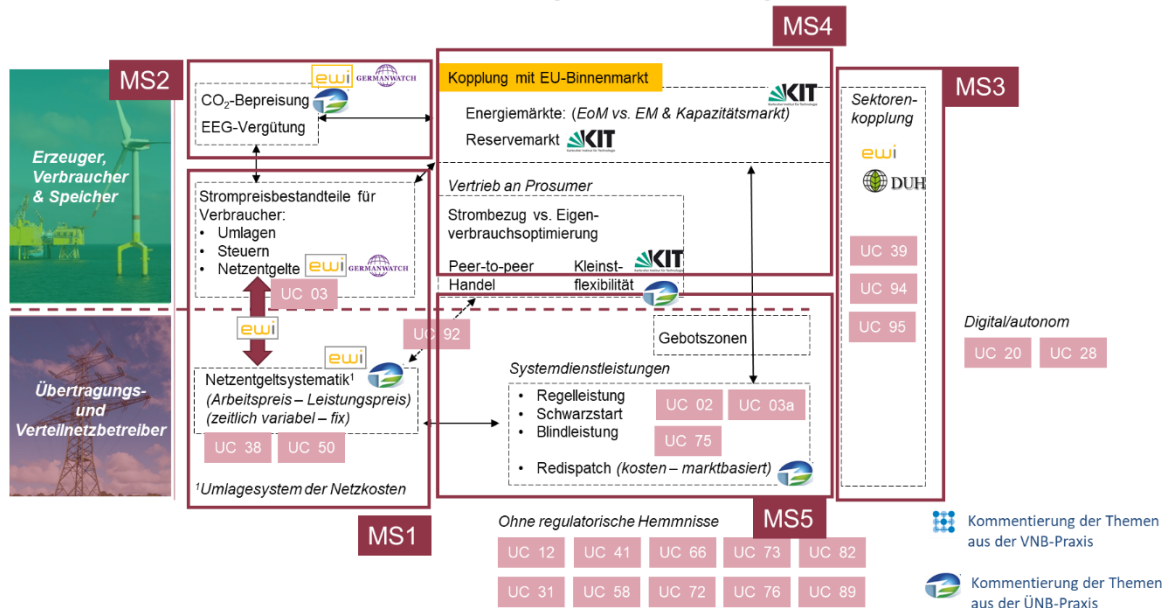


Abbildung 14: Regulatorische Landkarte

Im Hinblick auf die Arbeiten von ENSURE Phase 3 wurden die folgenden Forschungsfelder identifiziert:

- Wie können Netzbetreiber und Energiemärkte effektiver auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz reagieren, um die Systemstabilität zu gewährleisten?
- Wie können Energieversorger und Netzbetreiber die Integration von Speichertechnologien wie Batterien und Pumpspeicherkraftwerken in das Stromnetz optimieren?
- Wie können digitale Technologien wie Blockchain und künstliche Intelligenz eingesetzt werden, um die Effizienz und Zuverlässigkeit von Strommärkten zu erhöhen?
- Welche Auswirkungen hat die Sektorenintegration von Strom, Gas und Wasserstoff auf den Energiemarkt und welche regulatorischen Herausforderungen sind damit verbunden?
- Wie können politische Entscheidungsträger sicherstellen, dass die CO₂-Bepreisung sozial gerecht gestaltet ist und keine unerwünschten Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen hat?
- Welche Auswirkungen haben Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor auf den Strombedarf und wie können sie am besten gefördert werden?
- Wie können die verschiedenen Stakeholder im Energiemarkt besser zusammenarbeiten, um eine nachhaltige, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung zu gewährleisten?

Positionspapier: Regulierung in der Transformationssituation der Energiewende

Die Liberalisierung des Strommarkts hat grundlegende Veränderungen des Energiesystems mit sich gebracht. Dabei reagierte der regulatorische Rahmen auf Komplikationen meist punktuell. Das Ergebnis ist eine fragmentierte Regulierung. Ziel des Positionspapiers ist es, den Bedarf für Forschung und die praktische Umsetzung in der Regulierung im Zuge gegenwärtiger und zukünftiger Entwicklungen aufzuzeigen.

Im aktuellen Strommarktdesign existieren unzureichende wirtschaftliche Anreize für erneuerbare Energien (EE)-Anlagen einen systemdienlichen Standort zu wählen. Windenergieanlagen siedeln sich größtenteils im Norden Deutschlands an, sodass eine zunehmende geografische Asymmetrie zwischen der Allokation der Windenergie in Norddeutschland und der Verteilung der Last mit einem Schwerpunkt in Süd-West-Deutschland und dadurch Engpässe entstehen. Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit kommt der Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch im Zuge des Ausbaus von EE und der Stilllegung steuerbarer Erzeugungstechnologien ebenfalls eine bedeutende Rolle zu.

Eine verbesserte Anreizstruktur durch räumlich differenzierte Preissignale kann die kurz- und langfristige Koordination von Verbrauchern und Erzeugern verbessern. Eine Reform des Strommarktdesigns kann zudem einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem über die Zahlungen am Strommarkt hinaus Anreize geschaffen werden, Investitionen in systemdienliche, gesicherte Leistung zu tätigen. Kapazitätsmärkte stellen einen möglichen Lösungsansatz hierfür dar, gehen jedoch auch mit direkten Eingriffen in den Strommarkt einher. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage, unter anderem im Rahmen der Sektorenkopplung, ist eine weitere Möglichkeit zur Garantie der Versorgungssicherheit am Strommarkt.

Zur Vermeidung von Engpässen und Verbesserung der Versorgungssicherheit ist der Netzausbau auch bei einer Einführung von räumlich differenzierten Strompreisen unerlässlich. Hierbei stellt sich die Frage der Refinanzierung der Netzkosten. Aktuell erfolgt eine Wälzung von hohen auf niedrige Spannungsebenen, die von den Letztverbrauchern getragen wird. Hierdurch werden Innovationen in eine Flexibilisierung der Nachfrage gehemmt. Gleichmaßen sollte die Anreizstruktur für die Netzbetreiber auf die Anforderungen der Transformation so angepasst werden, dass Anreize bestehen, Innovationen im Netzbetrieb zu entwickeln und einzusetzen. Derzeit führt die Kapitalverzinsung dazu, dass Netzbetreiber einen höheren Anreiz haben, in kapitalkostenintensive Maßnahmen wie den Netzausbau anstelle von intelligenten Technologien zu investieren, da sich die Optionen hinsichtlich ihrer Kostenstruktur unterscheiden.

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems wird die Verflechtung der Energiesektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität enger. Hinsichtlich der neuen Technologien stellt sich die Frage, wie ein geeigneter Regulierungsrahmen für beispielsweise den Ausbau der Infrastruktur von Elektromobilität und Wasserstoff und den Rückbau bestehender Infrastruktur für Erdgas geschaffen werden kann. Neben neuen Herausforderungen bieten Sektorenschnittstellen auch die Möglichkeit, sie netz- und marktdienlich einzusetzen, beispielsweise durch die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) oder als flexible Nachfrager am Strommarkt. Es wäre eine systemübergreifende und zentralisierte Marktplattform für verschiedene SDL denkbar, die regional und produktübergreifend Effizienzgewinne möglich macht.

Die diskutierten Instrumente sind nur politisch umsetzbar, wenn gesellschaftlich akzeptiert, d. h. als gerecht und angemessen empfunden. Bei allen zuvor genannten Themen und Regulierungsaufgaben ist zu überprüfen, welche sozioökonomischen Verteilungseffekte diese nach sich ziehen. Ziele für den Regulierungsrahmen sollten Ganzheitlichkeit, Konsistenz und Kohärenz sein.

Positionspapier: Regulierung für Netze in der Transformationssituation der Energiewende

Die Energiewende ist eine tiefgreifende technische und wirtschaftliche Transformation der elektrischen Energieversorgung. Wirtschaftlich bedeutet sie den Übergang von einem System mit nennenswertem Anteil variabler Kosten zu einem fixkostendominierten System, technisch führen Standortbindung und Dargebotsabhängigkeit der Einspeisungen sowie Dezentralität zu neuen Aufgaben. Es ist davon auszugehen, dass die bisherigen rechtlichen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der neuen Situation nicht ohne Anpassungen gerecht werden. Dabei ist zwischen dem Regelwerk für den Endzustand, also dem Zielbild, und dem Transformationspfad dorthin zu unterscheiden. In diesem Papier wird abgeleitet, warum die Transformationssituation der Energiewende eine Ergänzung des Regulierungsrahmen erfordert, so dass die Weiterentwicklung der Netze ausreichend schnell und unter konsequenter Nutzung von Innovationschancen erfolgt.

Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich dabei in folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

- Die technischen Herausforderungen der Energiewende und entwickelte Lösungsansätze müssen durch einen regulatorischen Rahmen flankiert werden
- Der derzeitige regulatorische Rahmen ist stark fragmentiert, es fehlt bspw. an räumlicher und sektoraler Koordination
- Eine ganzheitliche Regulierung kann über Technologien und Energieträger hinweg zu einer technisch und wirtschaftlich effizienten sowie gesellschaftlich akzeptierten Energiewende beitragen
- Bedarfe für regulatorische Anpassungen werden identifiziert und informieren die dritte ENSURE-Phase

Positionspapier im Rahmen der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“

Innerhalb der Kopernikus-Initiative fokussiert das Projekt ENSURE auf die Energienetzstrukturen, die für ein Gelingen der Energiewende mit Perspektive 2030 – 2050 notwendig sind. Hierzu soll eine großtechnische Demonstration, in der die Umsetzung der innovativen Ergebnisse des Projekts im realen Netz erfolgt, durchgeführt werden. Der so genannte Energiekosmos ENSURE (siehe Abschnitt 1.1) war ein essenzieller Bestandteil der geplanten dritten Projekt-Phase.

Der Energiekosmos ENSURE baut auf die in Projektphase 1 (Grundlagenforschung) und 2 (Pilotierung) erarbeiteten Anwendungsfälle auf und fügt diese zu einem Gesamtsystem zusammen. Von den in Projektphase 2 geplanten Piloten, die einen Teil der Anwendungsfälle abdecken, werden solche realisiert, die einen geringen Bedarf an neuer Netzinfrastruktur benötigen. Dabei handelt es sich um Innovationen mit einem hohen Softwareanteil sowie Anlagen, die isoliert betrachtet werden können und nur wenig Erweiterung der bestehenden Infrastruktur benötigen. Dadurch können relevante Technologien isoliert getestet werden und bereits Bausteine für die dritte Phase darstellen. Um den Zielen der Kopernikus Förderbekanntmachung und ENSURE gerecht zu werden, ist es notwendig, diese Bausteine als großskalige Anwendung in einer großtechnischen Demonstration im systemischen Zusammenhang zu zeigen. Die damit verbundenen erheblichen Kosten für die zukunftsweisende innovative Netzinfrastruktur stellen ein großes Hemmnis für die Umsetzung dar.

Die bisherigen Pilotanalagen, die vorwiegend Personal- und Softwarekosten verursachten, konnten durch bestehende Fördermechanismen wirtschaftlich auch für regulierte Unternehmen ermöglicht werden. Durch den hohen Anteil an Infrastrukturkosten sind diese Instrumente jedoch für die beabsichtigte großtechnische Demonstration im Energiekosmos ENSURE nicht geeignet: Die Besonderheiten des regulierten Umfelds der Netzbetreiber erlauben bei hohen Infrastrukturkosten im Rahmen von Innovationsvorhaben wie ENSURE keine tragfähige Finanzierung. Eine Refinanzierung im Netzbetrieb ist unter anderem wegen möglicher, signifikanter Nachteile im Effizienzbenchmarking für Netzbetreiber nicht möglich. Bestehende direkte Fördermöglichkeiten des Bundes sind über Förderprogramme des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) oder des Bundes-

ministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) möglich. Diese sind aufgrund der Begrenzung des Förderanteils auf 50 % durch das EU-Beihilferecht nicht geeignet zur Förderung von Netzinfrastruktur. Förderprogramme der EU passen nicht zum nationalen Fokus des Projekts ENSURE und unterliegen ebenfalls den Bedingungen des EU-Beihilferechts. Damit kann die benötigte großtechnische Demonstration im realen Netz unter den bekannten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich realisiert werden und bedarf alternativer Finanzierungskonzepte. Diese Rahmenbedingungen beeinträchtigen zudem in erheblichem Maße die notwendigen Innovationen in der Netzinfrastruktur, insbesondere im Verteilnetz, wie sie zum Gelingen der Energiewende jedoch benötigt werden.

Vielversprechende Alternativen sind beispielsweise eine Förderung nach dem Vorbild des britischen Innovationswettbewerbs oder ein regulatorisches Wälzungsmodell vom Verteilnetzbetreiber (VNB) über den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in bundeseinheitliche Netzentgelte. Im Innovationswettbewerb konkurrieren Netzbetreiber mit innovativen Pilotprojekten um Ausschüttungen aus einem nationalen Förderprogramm. Das Wälzungsmodell von VNB über den ÜNB in bundeseinheitliche Netzentgelte ermöglicht die nachteilsfreie Finanzierung von innovativen Infrastrukturmaßnahmen, indem es eine Schlechterstellung von innovativen Netzbetreibern neutralisiert. Als weitere Möglichkeit könnten beispielsweise im Rahmen einer Überbrückungsförderung innovationsgetriebene Investitionen in die Netzinfrastruktur vollständig gefördert werden, bis die Betriebsnotwendigkeit erreicht ist und somit eine negative Beeinflussung des Effizienzvergleichs nicht mehr gegeben ist.

Den kurzfristigen Vorzugsweg stellt aus ENSURE-Sicht das Wälzungsmodell von VNB über den ÜNB in die bundeseinheitlichen Netzentgelte dar. Mittelfristig ist der Innovationswettbewerb nach britischem Vorbild eine sinnvolle Alternative. Falls keine alternativen Finanzierungsoptionen für die geplante großtechnische Demonstration gefunden werden, wirkt sich das nachteilig auf den Innovationsstandort Deutschland aus, lediglich durch rein digitale Demonstration mit evtl. einzelnen kleinen physischen Netzdemonstrationen großtechnische Netzdemonstrationen ersetzen. Dadurch kann allerdings das Ziel der Förderbekanntmachung, innovative Konzepte bis zur großskaligen Anwendung zu entwickeln sowie das reale systemische Zusammenspiel neuartiger Technologien zu zeigen, nicht erreicht werden.

2 Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweis

In Tabelle 3 sind die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises angegeben. Der größte Teil der Kosten entfiel auf Fachpersonal. Dieses teilt sich unmittelbar im Forschungsprojekt beteiligtes Personal zur Bearbeitung der Forschungsfragen sowie das notwendige Personal zum Einbau, Test und Betrieb der Pilotanlagen *digitales Umspannwerk 400* und der Konverterstation Nordlink.

Die verbleibenden Mittel wurden für die Anschaffung von Hard- und Software zur Ausstattung der Pilotanlagen *Digitales Umspannwerk 400* verwendet. Darunter fallen insbesondere die Messsysteme in den Umspannwerken sowie die Kommunikationstechnik zur Weiterleitung der erfassten Messgrößen in die zentrale IT-Umgebung.

Tabelle 3: Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweises

Position	Ausgaben
Personalkosten	1.231.825,99
Hardware, Software	712.384,36

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Die Notwendigkeit der Förderung von ENSURE ergibt sich aus den Problemstellungen der Energiewende. Diese ist mit massiven Kosten für den notwendigen Umbaus des elektrischen Energiesystems verbunden. ENSURE liefert spezifische technische, koordinative oder gesellschaftliche Lösungen, die sich aus den Herausforderungen des Umbaus für das elektrische Energieversorgungsnetz sowie dessen Marktumfeld ergeben. Dabei werden konventionelle Maßnahmen neuen Technologien oder Konzepten gegenübergestellt. Darunter fallen auch die von TenneT in ENSURE 2 bearbeiteten Themengebiete.

Die Einzigartigkeit von ENSURE ist die besondere Berücksichtigung der Lösungsansätze im systemischen Zusammenspiel. So werden für die verschiedenen Entwicklungspfade und spezifischen Herausforderungen, je Netzebene, -typ oder Netzsituation die volkswirtschaftlich günstigsten Lösungen herausgearbeitet sowie Synergien zwischen den Lösungen hervorgehoben.

Die erarbeiteten Ergebnisse leisten – zusammen mit den Ergebnissen der Phase 1 – die wesentliche Grundlage für die Arbeiten von ENSURE Phase 3 und sollen in der abschließenden Projektphase soweit konkretisiert werden, dass sie in konkreten Handlungsempfehlungen münden. Aufgrund dieser konsequenten, strategisch angelegten F&E-Arbeiten leisten die erarbeiteten Lösungen im Erfolgsfall einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende.

4 Nutzen und voraussichtliche Verwertbarkeit

Die erarbeiteten Grundlagen wurden firmenintern in Zusammenarbeit den entsprechenden Fachabteilungen durchgeführt, um die konkrete Übertragbarkeit in interne Prozesse direkt mitzuberücksichtigen. So wurde

Die Ergebnisse dienen außerdem als Grundlage für die Phase 3 von ENSURE, in welcher als zentrales Ergebnis des ENSURE-Gesamtprojektes konkrete Handlungsempfehlungen für die Umsetzung der Energiewende erarbeitet werden. Die Siemens AG plant, im Rahmen ihres Teilvorhabens in ENSURE3 an zahlreichen Clustern und Technologie-Bausteinen mitzuwirken.

5 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Durchführung des Vorhabens sind uns auf dem Gebiet des Vorhabens keine Fortschritte an anderer Stelle bekannt geworden, die eine wesentliche Änderung des Vorhabens nötig gemacht hätten.

6 Veröffentlichungen

Folgende Aufstellung zeigt die Publikationen bei Tagungen und Fachkonferenzen, die im Rahmen von ENSURE Phase 2 realisiert wurden.

- [1] S. Sahoo, P. Weitz, H. Schnittker, Y. Zhang, H. G. Bender and C. Zeidler
„Improved health assessment of Substation using holistic condition monitoring“
ETG Congress 2021, Online, 2021, pp. 1-6
- [2] M. Langwasser, K. Schönleber, A. Wasserrab, M. Thiele, M. Liserre
„Online Estimation of Dynamic Capacity of VSC-HVdc Systems – Power System Use Cases“
ETG Congress 2021, Online, https://macau.uni-kiel.de/servlets/MCRFileNodeServlet/macau_derivate_00003593/copyright%20+%20online%20estimation%20of%20dynamic%20capacity-combined.pdf
- [3] Kopernikus ENSURE
„Positionspapier im Rahmen der Förderinitiative Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
2021, online, https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/D604643E0F4E72CBE0537E695E86AF7D/live/document/202110_Positionspapier_AG_Finanzierung.pdf
- [4] J. Kreusel, A. Moser, T. Pletzer, S. Fechner, M. Hinrichsen, R. Lukic, L. Schmidt, A. Sitzmann
„Positionspapier zum Regulierungsrahmen für Netze in der Transformationssituation der Energiewende“
2022, online, https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/D604704AB47C0700E0537E695E86792F/live/document/2111_ENSURE_Position_Netzregulierung.pdf
- [5] K. Schönleber, S. Schmitt, R. Juhlin, R. Ekstrom, A. Wasserrab, M. Thiele, J. Reifschneider, M. Langwasser, M. Liserre
„Online Estimation of Dynamic Capacity of VSC-HVDC Systems – Proof of Concept in NordLink“
Cigré 2022 Paris Session, 2022, Paris
- [6] J. Reifschneider, K. Schönleber, S. Schmitt, R. Juhlin, A. Wasserrab, M. Thiele, M. Kuberna, N. Lechner, C. Petino-Wagner, M. Langwasser
„Reduction of Redispatch in Germany Using Dynamic Capacity of Embedded HVDC Systems“
ETG Congress 2023, 2023, Kassel
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=10173013>
- [7] T. Brinker, L. Just, P. Kienscherf, A. Sitzmann, P. Willers, S. Fechner, M. Hinrichsen, J. Kreusel, Lukic, A. Moser, L. Pickert
„Positionspapier Regulierung in der Transformationssituation der Energiewende“
2023, online; https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/F7016E1D797A1C3FE0537E695E861111/live/document/2023_01_Regulierung_in_der_Transformationssituation_der_Energiewende.pdf

Geplante Veröffentlichungen

- [8] P. Noglik, M. Giuntoli, K. Knezović, A. Hilliard, M. Dauer, M. Rose, S. Rupp, S. Brüske, M. Gratz, R. Schmidt, A. Schlereth, A. Mages
„Kopernikus projects - Field applications and OT-IT-integration to enable the full potential of future power systems“
Cigré 2024 Paris Session, 2024, Paris
- [9] B. Fischer, C. Hofmeister, J. Jung, M. Gratz
„Shared digital twins as approach for the data-sovereign collaboration between TSO and 3rd Party in the condition assessment of a transformer fleet“
Cigré 2024 Paris Session, 2024, Paris