

INNOVATIONEN FREIBER



AMPRION IM KURZPROFIL

AMPRION SETZT AUF NEUE LÖSUNGEN
FÜR DAS ENERGIESYSTEM VON MORGEN.

**ENERGIEWENDE
BRAUCHT
INNOVATIONSTREIBER**

AMPRION IM KURZPROFIL

Amprion ist **EINER VON VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN** in Deutschland.

11.000 KILOMETER lang ist unser Übertragungsnetz. Es transportiert Strom in einem Gebiet von der Nordsee bis zu den Alpen.

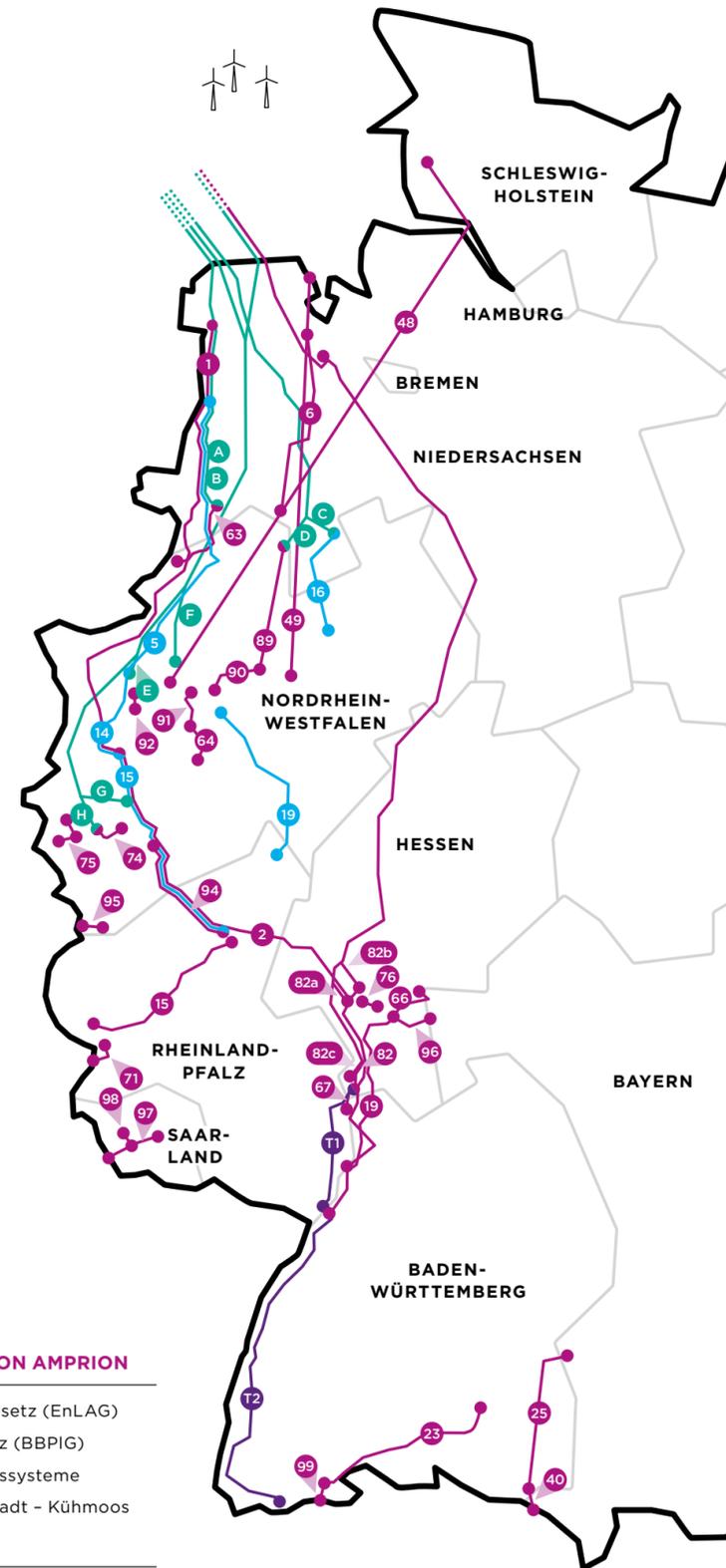
29 MILLIONEN MENSCHEN leben in unserem Netzgebiet. Dort wird etwa ein Drittel der Wirtschaftsleistung Deutschlands erzeugt.

36,4 MILLIARDEN EURO investieren wir bis 2029 in den Umbau und Ausbau unseres Netzes.

3.100 BESCHÄFTIGTE tragen dazu bei, dass die Lichter immer leuchten. Sie arbeiten in Dortmund und an mehr als 30 weiteren Standorten im Netzgebiet.

LEITUNGSBAUPROJEKTE VON AMPRION

- Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)
- Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)
- Offshore-Netzanbindungssysteme
- Ad-hoc-Maßnahme Bürstadt - Kühmoos
- ① Vorhabensnummer



AMPRION SETZT AUF NEUE LÖSUNGEN FÜR DAS ENERGIESYSTEM VON MORGEN.

ENERGIEWENDE BRAUCHT INNOVATIONSTREIBER

INHALT

Vorwort der Geschäftsführung	06
»Wir müssen flexibel bleiben« - Interview mit Dr. Christoph Müller, CEO	08
Von der Idee zur Wirkung - Schwerpunkte der Innovationstätigkeit	16
1 Energiesystem im Wandel	21
1.1 „Systemvision 2050“	23
1.2 Online-Community „EnergieMiteinander“	26
1.3 Probabilistisches Analyse-Framework	28
1.4 Progressive Partnerschaftsverträge für Tiefbau und Tunnel	30
1.5 Abwärmenutzung aus Kabeltunneln	31
1.6 Abwärmenutzung aus Konvertern	34
1.7 MaBIS-Hub	36
2 Neue Netzelemente	37
2.1 Regelbare Blindleistungskompensationsanlage	40
2.2 Mobile (E-)STATCOM	42
2.3 Neue Technologien zur effizienteren Asset-Nutzung	44
2.4 Weiterentwicklung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)	46
2.5 DC-Vernetzung on- und offshore	48
2.6 Dezentraler Netzbooster	52
3 Netzausbau 2.0	55
3.1 Bodenkataster und Gesamtgutachten Bodenwärme	57
3.2 Kabelverlegung mit Offroad-Kabel-Transporter	59
3.3 Kabelpflug 2.0	60
3.4 Gittermasten mit Isoliertraversen	62
3.5 Multivendor-Strategien	64
4 Systemführung und Betriebskonzepte der Zukunft	69
4.1 CIM-Plattform	71
4.2 Wetterabhängige Prognosen und Wetter-Estimator	72
4.3 Kurative Systemführung	74
4.4 Optimierung von Topologiemassnahmen im Engpassmanagement	76
4.5 Probabilistische Methoden in der Netzbetriebsplanung	78
4.6 Einsatz von Robotern on- und offshore	80
4.7 Drohneneinsatz zur Unterstützung im Betrieb	82
4.8 Systemstabilität 2030	84
5 Digitalisierung von Unternehmensprozessen	87
5.1 KI in der Dokumentenprüfung	89
5.2 Generative KI im Arbeitsalltag	90
5.3 KI in der Systemsteuerung	91
5.4 KI-gestützte Objekterkennung	92
5.5 Amprion Data Lake	94
5.6 Digitaler Zwilling	96
Dank	100
Impressum	101



BALWIN ALPHA

amprion

BALWIN ALPHA

amprion

SWL 12to

LIEBE LESERINNEN UND LESER,

als Übertragungsnetzbetreiber stehen wir im Zentrum einer der tiefgreifendsten Transformationen unserer Zeit – der Energiewende. Der vorliegende Innovationsbericht zeigt, wie wir den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen begegnen und mit welchen Innovationsprojekten wir ein nachhaltiges Energiesystem der Zukunft mitgestalten.

Im Fokus unserer Bemühungen stehen die drei Säulen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Bezogen auf unser Kerngeschäft heißt das, das Netz stabil und sicher zu halten, es wirtschaftlich zu betreiben und auszubauen, um so die Grundlage für die Transformation des gesamten Energiesystems zu schaffen. Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist ein entscheidender Faktor, um einerseits erneuerbare Energien zu integrieren und andererseits die Stabilität des Übertragungsnetzes sicherzustellen.

Da sich Deutschland durch seine geografische Lage im Zentrum des europäischen Verbundnetzes befindet, ist die grenzüberschreitende Zusammenarbeit wichtiger denn je. Daher sind wir dicht am Puls der europäischen Politik und bauen internationale Partnerschaften mit anderen Übertragungsnetzbetreibern, der Industrie sowie der Forschung aus. Denn gemeinsam gedachte Innovationsprojekte schaffen Lösungen, die über lokale Grenzen hinausreichen und europaweit Wirkung entfalten.

Unser Dank gilt unseren Partnern und Mitarbeitenden. Ihr Engagement und ihre Expertise machen Innovationen für das Energiesystem der Zukunft möglich und befähigen uns, Lösungen proaktiv zu entwickeln und umzusetzen.

Wir wünschen Ihnen viel Freude beim Lesen unseres Berichts.



DR. CHRISTOPH MÜLLER
Chief Executive Officer (CEO)



PETER RÜTH
Chief Financial Officer (CFO)



DR. HENDRIK NEUMANN
Chief Technical Officer (CTO)



»WIR MÜSSEN FLEXIBEL BLEIBEN.«

Der Umbau des Energiesystems braucht Innovationen: Amprion setzt auf neue Technologien, Betriebsverfahren, Digitalisierung und neue Formen der Zusammenarbeit. CEO Dr. Christoph Müller spricht über Herausforderungen, Lösungen und Kooperationen – und erläutert den Weg zwischen Offenheit und Vorsicht.

1

VOR WELCHEN HERAUSFORDERUNGEN STEHT AMPRION AKTUELL?

Eine große Herausforderung ist der fundamentale Umbau unseres Energiesystems. Der Wandel von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien wird nur mit einem weiteren Ausbau der Netze funktionieren. Dies zu planen und umzusetzen, ist für die Übertragungsnetzbetreiber eine große Aufgabe. Hinzu kommt, dass wir heute nicht wissen, wie die Welt in 20 Jahren aussehen wird – wie viel Energie konkret nachgefragt wird, wie sich die Preise für Wasserstoff entwickeln oder wie viele Photovoltaikanlagen oder Batteriespeicher bis dahin gebaut werden. Das alles sind jedoch große Hebel im künftigen Energiesystem. Daher müssen wir flexibel bleiben und je nach Entwicklung passende Lösungen finden. Nicht zuletzt verändern auch künstliche Intelligenz oder neue Formen der Zusammenarbeit unser Unternehmen. Daher können wir nicht einfach so weitermachen wie bisher. Wir müssen und wollen diesen Wandel mitgehen und ein stabiles und bezahlbares Energiesystem mitgestalten – auch unter unsicheren Rahmenbedingungen.



2

WIE TRAGEN INNOVATIONEN
DAZU BEI, DIESE
HERAUSFORDERUNGEN
ZU BEWÄLTIGEN?

Sie können uns helfen, die Komplexität der Energiewende beherrschbar zu machen und flexibler auf unterschiedliche Entwicklungen zu reagieren. Innovationen können für mehr Kapazität im bestehenden Netz sorgen, die System- und Verbraucherkosten senken, den Netzausbau beschleunigen und die Versorgungssicherheit erhöhen – trotz wachsender Volatilität und Komplexität. Dafür investieren wir weiterhin in physische Technologien wie Hochspannungs-Gleichstrom-Systeme (HVDC) und moderne Leistungselektronik. Der wohl größte Sprung entsteht aber dort, wo Daten, Algorithmen und digitale Arbeitsweisen unsere Fähigkeiten als Übertragungsnetzbetreiber auf ein neues Niveau heben.



3

WIE FÖRDERN SIE
EIN INNOVATIONS-
FREUNDLICHES KLIMA
IM UNTERNEHMEN?

Innovation gelingt nur, wenn das Unternehmen und die Kolleginnen und Kollegen bereit sind, neue Wege zu gehen. Daher fördern wir eine offene Unternehmenskultur und unterstützen beispielsweise den sinnvollen Einsatz von künstlicher Intelligenz oder digitalen Werkzeugen. Außerdem schaffen wir Räume für Pilotprojekte und Reallabore, in denen neue Technologien erprobt werden können. Wichtig ist auch der Austausch mit der Wissenschaft. Über Kooperationen mit Hochschulen und Forschungseinrichtungen holen wir uns frische Impulse ins Unternehmen. Darüber hinaus hat Amprion das Future Transmission Lab ins Leben gerufen – eine Initiative, die den interdisziplinären Austausch von Wissenschaft und Praxis fördert. Gleichzeitig braucht Innovation klare Leitplanken, denn als Übertragungsnetzbetreiber tragen wir Verantwortung für ein sicheres und stabiles Netz. Unsere Infrastruktur ist auf Jahrzehnte ausgelegt und muss extrem verlässlich sein. Daher können wir nicht einfach ausprobieren, sondern prüfen zunächst jeden Schritt mit Blick auf die Systemsicherheit.

»DAS ÜBERGEORDNETE ZIEL IST IMMER DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT UND DIE RESILIENZ UNSERES NETZES.«

4

WIE FINDEN SIE DIE RICHTIGE BALANCE ZWISCHEN OFFENHEIT FÜR NEUES UND DER NOTWENDIGEN VORSICHT?

Wir sind grundsätzlich offen für Neues. Dennoch darf Innovation kein Selbstzweck sein – das übergeordnete Ziel ist immer die Versorgungssicherheit und die Resilienz unseres Netzes. Daher analysieren wir in jedem Projekt sorgfältig, wo wir neue Technologien gezielt einsetzen können, um das Gesamtsystem stabiler und effizienter zu machen. Ein Beispiel ist die Nutzung von KI in unserer Systemsteuerung: Um die Qualität unserer Lastflussprognosen zu verbessern, haben wir zunächst verschiedene Machine-Learning-Modelle intensiv miteinander verglichen. Das Modell mit den besten Ergebnissen wird derzeit im Testbetrieb eingesetzt. Nur wenn es sich hier bewährt, kommt es für den Einsatz im realen Betrieb in Frage.

WELCHE ROLLE SPIELEN KOOPERATIONEN FÜR DIE INNOVATIONSTÄTIGKEITEN VON AMPRION?

5

Kooperationen sind zentral für unsere Innovationen. Mit anderen Netzbetreibern, wissenschaftlichen Institutionen, Start-ups und Industriepartnern bringen wir neue Ideen schneller in die Praxis – durch gemeinsame Entwicklung und Tests. Obwohl Netz und Erzeugung gesetzlich getrennt sind, erfordert die Energiewende das Zusammenspiel vieler Akteure. Daher setzen wir auf Gemeinschaftsprojekte oder Forschungspartnerschaften, in denen wir neue Lösungen testen. Hinzu kommt die europäische Dimension: Die Übertragungsnetze sind längst eng miteinander verflochten und eine gute Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ist essenziell. Kooperationen wie die neu gegründete TSO Innovation Alliance beschleunigen nicht nur die Entwicklung von Innovationen, sondern sorgen auch dafür, dass diese Lösungen grenzüberschreitend funktionieren und die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt.



VON DER IDEE ZUR WIRKUNG

Innovationsmanagement bei Amprion – für ein zukunfts- fähiges Energiesystem

Auf dem Weg zur Klimaneutralität wandelt sich die Energiewelt mit hohem Tempo. Damit ändern sich Aufgaben, Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren für Amprion laufend. In allen Fachbereichen arbeiten unsere Kolleg*innen daran, Produkte, Systeme, Prozesse und Dienstleistungen neu- oder weiterzuentwickeln – damit die Lichter immer leuchten. Neue Denksätze und Herangehensweisen sind der Schlüssel, um die Transformation des Energiesystems zu meistern. Deshalb haben wir unsere Innovationstätigkeiten in den vergangenen Jahren deutlich ausgebaut und werden diesen Kurs auch in Zukunft fortsetzen.

Die Innovationsaktivitäten von Amprion folgen einer im Jahr 2025 aktualisierten Innovationsstrategie, die Teil der Unternehmensstrategie ist. Die Innovationsziele leiten sich aus dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck ab: Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit.

Seit 2024 bündelt ein zentrales Innovationsmanagement alle Bedarfe rund um das Thema Innovation. Es schafft Transparenz über alle Innovationsaktivitäten von Amprion, sodass Ressourcen optimal genutzt und Synergien zwischen einzelnen Fachbereichen gefördert werden können. Grundlage ist die enge Zusammenarbeit mit den Expert*innen im Unternehmen. Ergänzend bauen wir gezielt Open-Innovation-Formate aus.

OPEN INNOVATION

Open Innovation ist ein Ansatz, der den Fortschritt beschleunigt, weil er Wissen und Ressourcen über Unternehmensgrenzen hinweg verbindet – zum Beispiel mit Universitäten, Forschungsinstituten, Partnerunternehmen aus der Industrie oder Start-ups. Durch das Teilen von Bedarfen, Daten und Technologien entstehen innovative Lösungen schneller, flexibler und effizienter. Amprion konzentriert sich unter anderem in zwei zentralen Initiativen auf diese Zusammenarbeit: in der TSO Innovation Alliance sowie im Future Transmission Lab.



TSO INNOVATION ALLIANCE

Mit der Energiewende in Europa stehen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, englisch: TSO) vor der Aufgabe, eine stabile, zuverlässige und nachhaltige Stromversorgung sicherzustellen. Deshalb haben sich führende europäische TSO zur TSO Innovation Alliance zusammengeschlossen: Terna (Italien), RTE (Frankreich), Swissgrid (Schweiz), Elia Group (Belgien, Deutschland), TenneT (Niederlande), Red Eléctrica (Spanien) und Amprion (Deutschland). Die Allianz veröffentlicht jährlich Calls for Solutions, in denen innovative Ansätze zur Bewältigung strategischer Herausforderungen gesucht werden. Ideen werden gesammelt, bewertet und die besten in Proof of Concepts erprobt. Bewähren sie sich, werden sie skaliert und in größerem Maßstab umgesetzt. Der erste Call for Solutions zum Thema Weather and Grid Resilience wurde im Herbst 2025 veröffentlicht.

FUTURE TRANSMISSION LAB

Das Future Transmission Lab (FTL) ist eine strategische Initiative von Amprion, die den Dialog zwischen Wissenschaft und Praxis vertieft und die Forschung im Bereich des Übertragungsnetzes vorantreibt – denn die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem bis 2045 wirft komplexe Fragen auf, die nur interdisziplinär zu beantworten sind. Im FTL kooperieren unter anderem Expert*innen aus Energiewirtschaft, Elektrotechnik, Raumplanung, Ökonomie, Jura und künstlicher Intelligenz.

Die Aktivitäten des FTL basieren auf zwei Säulen: der Förderung von Doktoranden und der Zusammenarbeit im wissenschaftlichen Steuerkreis. Darüber hinaus werden Forschungsprojekte an sieben Lehrstühlen finanziell und inhaltlich unterstützt. Der Fokus liegt dabei auf Fragestellungen rund um die Dekarbonisierung.



ABB. 01 Die Gewinner*innen des Posterwettbewerbs beim Energy Innovators Summit 2025

ABB. 02 Dr. Hendrik Neumann beim Energy Innovators Summit: Der Amprion-CTO beteiligte sich aktiv an der Diskussion über die Herausforderungen der Energiewende



Im Jahr 2025 fand unter dem Dach des FTL der Energy Innovators Summit statt – eine wissenschaftliche Konferenz zum Austausch zwischen Studierenden, Doktorand*innen, Professor*innen und Politiker*innen. Unter anderem diskutierten die Teilnehmenden in vier sogenannten Energy Transition Challenges interdisziplinär über aktuelle Herausforderungen der Energiewende. Darüber hinaus präsentierten junge Nachwuchswissenschaftler*innen ihre Forschungsthemen und -ergebnisse im Rahmen eines Posterwettbewerbs.



ABB. 03 Das Future Transmission Lab – Amprions Initiative für den Dialog zwischen Wissenschaft und Praxis

SCHWERPUNKTE DER INNOVATIONSTÄTIGKEIT

Die Schwerpunkte der Innovationstätigkeit haben wir im Folgenden in fünf Unterkapitel gegliedert:

Im ersten Kapitel geht es um den Wandel unseres Energiesystems und darum, wie Amprion den Umbau gemeinsam mit Gesellschaft und Partnern begleitet. Das beginnt bei innovativen Beteiligungsformaten und reicht über neue Vertragsmodelle mit Partnern bis hin zu konkreten Effizienzmaßnahmen wie der Nutzung von Abwärme an Konvertern und Kabeltunneln [→ KAPITEL 1, SIEHE SEITE 21].

Durch den stark steigenden Anteil erneuerbarer Energien passt sich auch das Übertragungsnetz an. Im zweiten Kapitel stehen somit Technologien im Fokus, die die Systemstabilität und die Übertragungskapazität erhöhen. Dazu zählen beispielsweise STATCOM-Lösungen, die Weiterentwicklung der HGÜ-Technik und dezentrale Netzbooster [→ KAPITEL 2, SIEHE SEITE 37].

Das dritte Kapitel beschäftigt sich mit den Innovationen, die den Netzausbau beschleunigen und eine noch sicherere sowie ressourcenschonendere Umsetzung ermöglichen. Ein Bodenkataster reduziert Baugrunduntersuchungen, innovative Verfahren und Geräte optimieren die Kabelverlegung und weiterentwickelte Freileitungsdesigns erhöhen die Bau- und Betriebseffizienz. Multivendorstrategien sichern Flexibilität, Wettbewerb und Lieferfähigkeit entlang der Wertschöpfungskette [→ KAPITEL 3, SIEHE SEITE 55].

Neben der reinen Technik des Übertragungsnetzes sind auch neue Lösungen beim Betrieb und in der Systemführung erforderlich. Sie werden im vierten Abschnitt beschrieben. Im Zentrum stehen datengetriebene, wetteradaptive und automatisierte Betriebsprozesse wie beispielsweise die CIM-Plattform in der Hauptschaltleitung von Amprion. Darüber hinaus helfen Forschungsprojekte wie InnOpTEM und ProMetheUs sowie Drohnen und Roboter, die Transparenz und Resilienz des Netzes zu erhöhen [→ KAPITEL 4, SIEHE SEITE 69].

Das fünfte Kapitel widmet sich innovativen Ansätzen zur Digitalisierung von Unternehmensprozessen. KI kommt auf allen Ebenen zum Einsatz – in der Dokumentenprüfung und Computer Vision über generative Lösungen wie AmprionGPT bis zur Systemsteuerung. Der Amprion Data Lake liefert die Datenfundamente und der Digital Twin verbindet sie zu durchgängigen, entscheidungsrelevanten Abbildern der Realität [→ KAPITEL 5, SIEHE SEITE 87].

ENERGIE- SYSTEM IM WANDEL



1.1	„Systemvision 2050“	23
1.2	Online-Community „EnergieMiteinander“	26
1.3	Probabilistisches Analyse-Framework	28
1.4	Progressive Partnerschaftsverträge für Tiefbau und Tunnel	30
1.5	Abwärmenutzung aus Kabeltunneln	31
1.6	Abwärmenutzung aus Konvertern	34
1.7	MaBiS-Hub	36

Das Energiesystem im Wandel verlangt Partnerschaft. Gemeinsam mit Stakeholder*innen aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft schaffen wir Transparenz und Akzeptanz für ein klimaneutrales Gesamtsystem – mit neuen Beteiligungsformaten, fortschrittlichen Vertragsmodellen und effizienten Maßnahmen.

„SYSTEMVISION 2050“

NUTZEN DER INNOVATION

Weiterentwicklung der Vision für ein klimaneutrales, sektorenübergreifendes Energiesystem

Das Projekt „Systemvision 2050“ bringt Stakeholder*innen aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft zusammen. Sein Ziel ist es, die unterschiedlichen Anforderungen und Erwartungen an ein klimaneutrales Energiesystem zu identifizieren und zu diskutieren. Dabei werden neben dem Stromsektor auch die Sektoren Wärme, Methan und Wasserstoff in den Blick genommen. Folgen für die Infrastruktur werden abgeschätzt und Hemmnisse sowie Abwägungen zwischen Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit adressiert.

Die Projektpartner*innen teilen uns ihre individuellen Annahmen für ein klimaneutrales Energiesystem mit. Auf Basis des bei Amprion entwickelten Energiesystemmodells wird für die einzelnen Partner*innen ein individuelles, klimaneutrales Szenario berechnet. Durch die konsistente Modellierung erreichen wir eine Vergleichbarkeit aller „Systemvisionen“ miteinander, sodass die einzelnen Szenarien objektiv diskutiert werden können.

Die Projektwebsite systemvision2050.de enthält Gastbeiträge von und Interviews mit den Projektpartner*innen sowie Informationen zu weiteren Energiesystemstudien. Ferner wurde die Analyse „Intersektorale Systemplanung Amprion“ veröffentlicht. Sie untersucht sektorenübergreifend die Entwicklung des deutschen Energieversorgungssystems, wobei der Fokus auf der langfristigen Infrastrukturplanung liegt. Das methodische Vorgehen des Netzentwicklungsplans Strom dient als Grundlage und wird um die Betrachtung der Sektoren Wasserstoff, Methan, Wärme, synthetische Kraftstoffe und Kohlenstoffdioxid erweitert. Es werden sektorenübergreifende Planungsszenarien entworfen und mithilfe des eigenentwickelten Tools LISA analysiert.

LISA ermöglicht eine sektorenübergreifende Marktsimulation, die den Energieaustausch zwischen den Sektoren, die Energiespeicherung und interregionale Energieflüsse ermittelt. Auf Basis der Marktergebnisse werden detaillierte Netzanalysen der Transportinfrastrukturen für Strom, Erdgas und Wasserstoff durchgeführt. Hinzu kommen Analysen zur Bedarfsermittlung neuer Handelskapazitäten von Deutschland mit Anrainerstaaten. Außerdem werden sektorenkoppelnde Zusammenhänge beleuchtet und Gesamtsystemkosten analysiert.

Zusammenfassend zeigt das Projekt, dass es sinnvoll ist, die Infrastrukturplanung sektorenübergreifend zu betrachten, da Wechselwirkungen so besser verstanden und berücksichtigt werden können. Dabei ist ein gemeinsamer Abstrahierungspunkt in der Form von sektorenübergreifenden Szenarien und Marktsimulationen

für folgende separate Detailanalysen der Infrastrukturen Gas/Wasserstoff und Strom am zielführendsten. Besonders die Verortung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken hat einen signifikanten Einfluss auf die Belastung des Stromübertragungs- beziehungsweise Wasserstoff-Fernleitungsnetzes. Daher sollte sie unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf beide Infrastrukturen intersektoral erfolgen.

Innerhalb der „Robustheitsprüfung Klimaneutralitätsnetz“ analysiert Amprion zusätzliche Szenariopfade zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2023). Dadurch wird der Szenariotrichter weiter aufgespannt und der im NEP 2037/2045 (2023) identifizierte Netzausbaubedarf auf Robustheit bewertet. Amprion hat mit Unterstützung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) mehrere Szenarien und Parametervariationen entwickelt, die über den Netzentwicklungsplan hinausgehen, aber stets ein klimaneutrales Energiesystem unterstellen.

Wir stellen die vier Fokusthemen der Robustheitsprüfung vor:

1. BEITRAG: ERHÖHTER WASSERSTOFFEINSATZ ZUR RAUMWÄRMEBEREITSTELLUNG
2. BEITRAG: BREITERER TECHNOLOGIEEINSATZ IM STROMSEKTOR
3. BEITRAG: ABWANDERUNG EINZELNER INDUSTRIEPROZESSE
4. BEITRAG: VERSTÄRKTE ELEKTRIFIZIERUNG

Auch diese umfassende Analyse hat gezeigt: Die Erweiterung der Szenarien hilft, das komplexe Zusammenspiel der einzelnen Bestandteile des Energiesystems realistischer einzuschätzen.

Wir sind überzeugt, mit dem Projekt einen wichtigen Beitrag dazu zu leisten, dass die Energiewende insgesamt besser verstanden wird und die Akzeptanz dafür steigt. Da wir verschiedene Interessengruppen eng einbinden und das Projekt sektorenübergreifend modelliert ist, ergibt sich aus unserer Sicht eine Blaupause für die Erstellung eines zukünftigen Systementwicklungsplans, der die energiewirtschaftlichen Sektoren Strom, Wärme, Methan und Wasserstoff gemeinsam plant und optimiert.

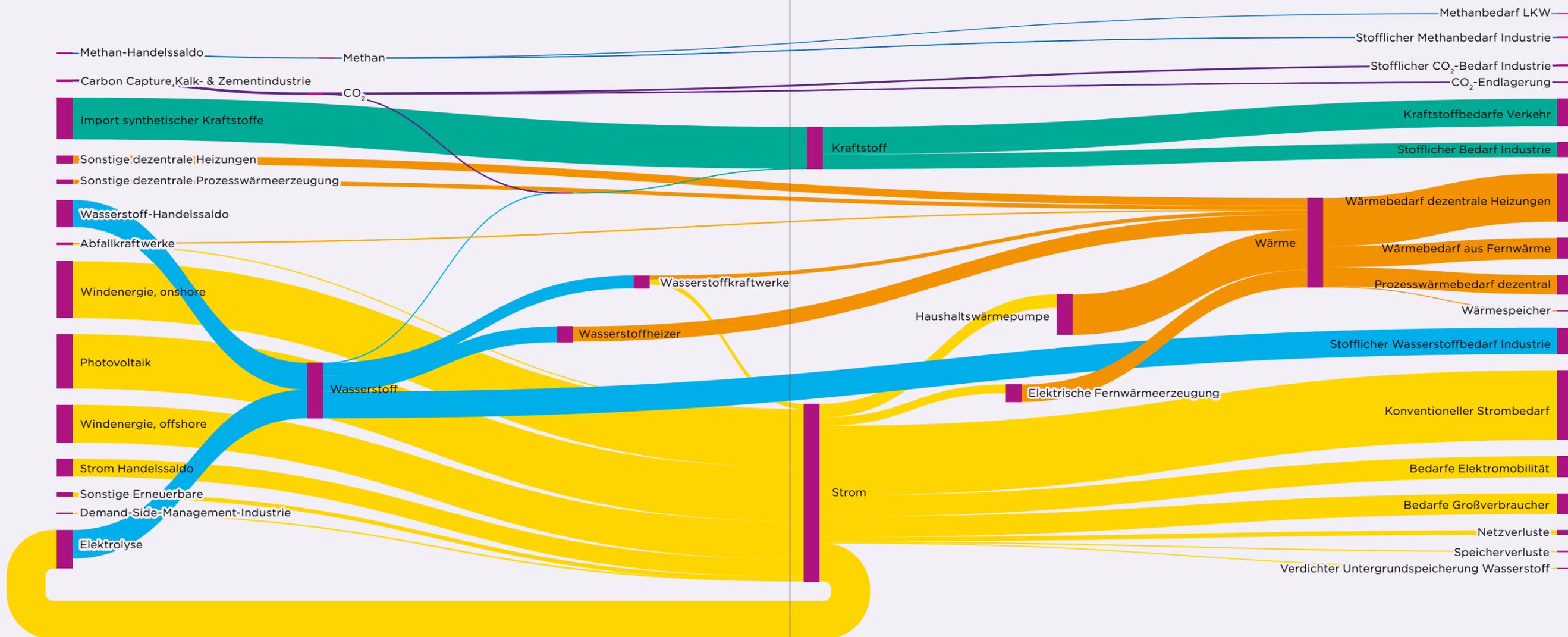


ABB. 04 Energieflussdiagramme („Sankey-Diagramme“) zeigen, aus welchen Energiequellen die Bedarfe in den unterschiedlichen Systemvisionen gedeckt werden

ONLINE-COMMUNITY „ENERGIEMITEINANDER“

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung der Akzeptanz für Veränderungen durch intensivere Einbindung von Bürger*innen in die Diskussion über das zukünftige Energiesystem

Wie sieht das Energiesystem der Zukunft aus? Welche Chancen und Herausforderungen birgt die Transformation? Welche Bedeutung hat die Energiewende für den einzelnen Menschen und wie kann er teilhaben? Die Planungen des hochkomplexen Umbaus des Energiesystems und die Diskussionen darüber sind vor allem Expert*innen vorbehalten. Zugleich hat die Energiewende Einfluss auf die Bürger*innen. Es wird vorausgesetzt, dass sie die Veränderungen akzeptieren, ohne dass sie sich dessen bewusst sind oder sich beteiligen können.

Um diese Lücke zu schließen, hat Amprion im Jahr 2024 die Online-Community „EnergieMiteinander“ ins Leben gerufen. Sie soll über energiepolitische Ziele, die Veränderungen sowie den damit einhergehenden Infrastrukturausbau informieren und für Herausforderungen, besonders aber auch für Chancen sensibilisieren. Video-Podcasts mit Amprion-Expert*innen, kurze Info-Beiträge sowie ein wöchentlicher Newsletter boten hierfür die Grundlage. Vor allem aber sollten Bürger*innen in die Diskussion über das zukünftige Energiesystem eingebunden werden. Dies wurde über Diskussionsforen und Umfragen auf der Website der Bürgerbeteiligungsplattform „Civocracy“ [SIEHE ABB. 05] erreicht. Dort haben sich 15.000 User*innen an einer Umfrage zu energiepolitischen Prioritäten der neuen Bundesregierung beteiligt. Ein Ergebnis daraus: 77,7 Prozent ist es wichtig, dass Bürger*innen stärker in energiepolitische Entscheidungen eingebunden werden.

Amprion zeigt mit „EnergieMiteinander“ eine Möglichkeit auf, mit interessierten Bürger*innen niedrigschwellig in den Austausch zu kommen, eigene Inhalte und Annahmen spiegeln zu lassen und neue Wege bei der Ansprache von Stakeholdern zu gehen.

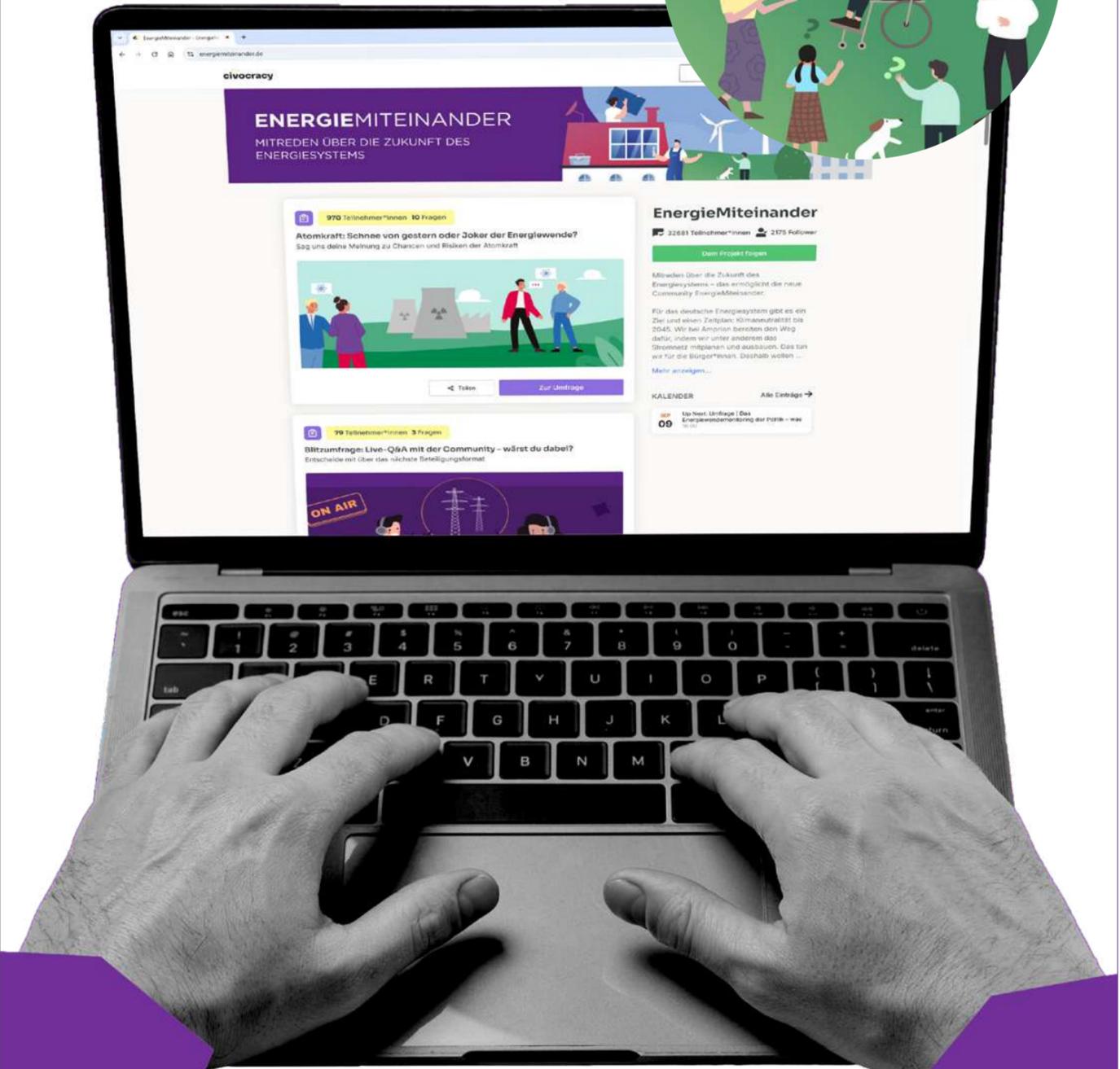
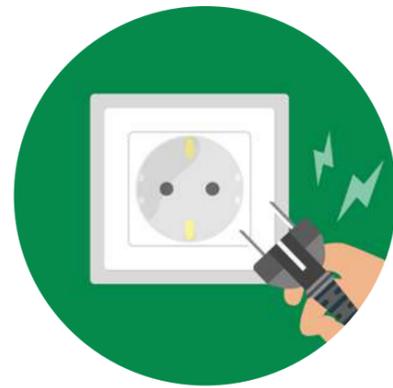


ABB. 05 Webseite der Online-Community „EnergieMiteinander“ mit Beteiligungsmöglichkeiten für Bürger*innen

PROBABILISTISCHES ANALYSE-FRAMEWORK

NUTZEN DER INNOVATION

Verbesserte Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Entwicklung des Energiesystems

Im Zuge der Energiewende wird es zunehmend schwieriger zu prognostizieren, wie sich Stromerzeugung und -nachfrage entwickeln. Die deterministische Betrachtung eines einzigen Szenarios erscheint deshalb vor allem für mittelfristige Zeithorizonte nicht mehr ausreichend. Amprion hat neue Modelle entwickelt, die erstmals eine Vielzahl überlagerter Unsicherheitsdimensionen abbilden. Dies ermöglicht robuste Aussagen zu verschiedenen Kenngrößen des Energiesystems, wie zum Beispiel der Wahrscheinlichkeit für eine Lastunterdeckung. In unserer Versorgungssicherheitsstudie werden die kommenden zehn Jahre vollständig und stundenscharf simuliert. Ein wichtiger Schritt, um Herausforderungen in der aktuellen Transitionsphase des Energiesystems frühzeitig zu erkennen.

Durch die Kombination neu entwickelter Methoden mit bewährten Ansätzen hat Amprion ein Framework geschaffen, das umfassende Versorgungssicherheitsanalysen ermöglicht. Das Simulationsmodell beinhaltet vielfach wiederholte Strommarktsimulationen und anschließende Netzberechnungen. Es werden iterativ probabilistische Szenarien generiert, die auf einer Randomisierung der Eingangsdaten – zum Beispiel der Wetterbedingungen oder der Brennstoffpreise – basieren. Dabei können sowohl Auswirkungen einzelner als auch überlagerter Unsicherheitsdimensionen betrachtet werden.

Probabilistische Szenarien werden so lange generiert, bis robuste Aussagen über den wahrscheinlichen Wertebereich relevanter Kenngrößen

der Versorgungssicherheit getroffen werden können. Die Simulation umfasst viele Millionen Stunden für jedes Zieljahr, wodurch vielfältige Entwicklungen abgebildet werden.

Eine Herausforderung besteht darin, für die vielen Millionen simulierten Stunden Netzberechnungen durchzuführen. Hierfür werden repräsentative Stunden ausgewählt, denn viele Stunden sind aus netztechnischer Sicht sehr ähnlich. Viele Millionen Stunden werden über einige hunderttausend repräsentative Stunden abgebildet. Die Zuordnung erfolgt über ein neu entwickeltes Clusterverfahren. Zusätzlich werden potenziell kritische Stunden über ein Prädiktionsverfahren ermittelt, damit besonders herausfordernde Netzsituationen im Detail analysiert werden können.

Die Ergebnisse der Simulation sind für den Strommarkt die Verteilungen relevanter Größen wie zum Beispiel der Einsatz von Kraftwerken, Flexibilitäten und Speichern sowie Handel, EE-Erzeugung, Strompreise und Unterdeckungskennzahlen. Mit Blick auf das Netz werden Verteilungen von relevanten Größen wie zum Beispiel Leitungsauslastungen, Redispatch-Bedarf sowie der Einsatz von Netzreservekraftwerken und HGÜ abgeleitet.

Die innovative Vorgehensweise ermöglicht ganzheitliche Aussagen über die Entwicklung der Versorgungssicherheit. Das neue Analyse-Framework ist hoch parallelisierbar und wurde in die Cloud migriert. So können robuste Aussagen für ein Zieljahr in wenigen Tagen berechnet werden.

»Die innovative Vorgehensweise ermöglicht ganzheitliche Aussagen über die Entwicklung der Versorgungssicherheit.«



Weitere Informationen und erste Ergebnisse finden Sie unter amprion.net/Publikationen/Versorgungssicherheitsstudie/2025

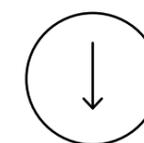
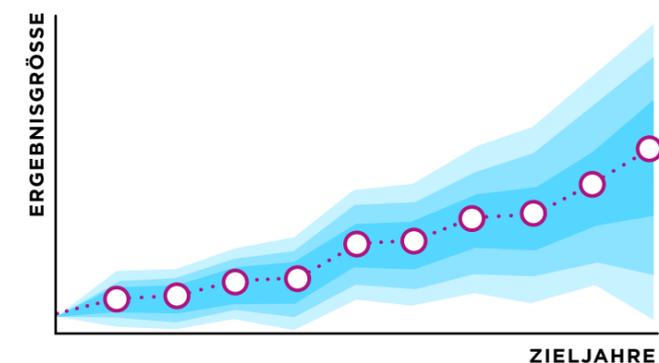


ABB. 06 Vergleich altes und neues Simulationsmodell (vereinfachte Darstellung): Das neue Modell umfasst viele Millionen Stunden für jedes Zieljahr und kann vielfältigere Entwicklungen abbilden



PROGRESSIVE PARTNERSCHAFTS-VERTRÄGE FÜR TIEFBAU UND TUNNEL

NUTZEN DER INNOVATION

Langfristige Kapazitätssicherung in den Kabeltiefbauprojekten, Flexibilität in der Bauabwicklung und transparente Kostenkontrolle

Ein Schwerpunkt von Amprion liegt auf dem Bau von Erdkabel-DC-Verbindungen. Wie bei allen Großprojekten sind damit hohe Investitionsvolumen und Unwägbarkeiten verbunden. Um Kosten und Termine besser steuern zu können, setzt Amprion im Gleichstromprojekt A-Nord die Integrierte Projektabwicklung (IPA) ein. Der Progressive Partnerschaftsvertrag Tiefbau ist eine Weiterentwicklung und ermöglicht maßgeschneiderte Anreiz- und Vergütungsmodelle, angepasst an die Komplexität und terminlichen Anforderungen der einzelnen Bauabschnitte. Insbesondere können alle Erkenntnisse und Innovationen bis kurz vor Baustart berücksichtigt werden. Für die Entwicklung dieses innovativen Modells wurde Amprion auf der internationalen ICPMA-Konferenz in New York 2024 mit dem Award für „Excellence in Project Construction Management“ ausgezeichnet.

Das Projekt wird nach Vertragsschluss in mehrere Bauabschnitte gegliedert. Anhand der Daten und Informationen aus der Baugrunduntersuchung sowie der Genehmigungs- und Ausführungsplanung definieren die beteiligten Partner gemeinsam kurz vor Baustart das Bausoll in jedem Abschnitt. So können Ressourcen und Aktivitäten besser kontrolliert, überwacht und gesteuert werden. Durch die kontinuierliche Wiederholung der Interimsphase in allen Bauabschnitten entsteht darüber hinaus ein lernendes System: Innovationen und neue Erkenntnisse können berücksichtigt werden, ohne dass Nachträge und Vertragsanpassungen erforderlich werden.

Der Progressive Partnerschaftsvertrag Tiefbau verwendet maßgeschneiderte Vergütungsmodelle, die auf die spezifischen Bedürfnisse und Komplexitäten jedes Projektabschnitts abgestimmt sind. Das fördert Fairness sowie Verantwortlichkeit und bietet Anreize für Leistung und Innovation. Die Basis bildet

das Open-Book-Verfahren: Alle Projektausgaben wie Lohn-, Geräte-, Material- und Gemeinkosten sowie der Basisgewinn werden detailliert und umfassend aufgeschlüsselt, sodass Kosten transparent berechnet und Termine effizient geplant werden können.

Der Progressive Partnerschaftsvertrag Tiefbau fördert offene Kommunikation, gegenseitiges Vertrauen und geteilte Verantwortung zwischen den Projektverantwortlichen. Das führt zu effektiveren Problemlösungs- und Entscheidungsprozessen. Um Projektrisiken zu bewerten und zu quantifizieren, kommen probabilistische Methoden zum Einsatz, sodass Kosten genauer abgeschätzt und Gegenmaßnahmen passgenau geplant werden können. So schafft der Progressive Partnerschaftsvertrag Tiefbau ein kooperatives und transparentes Arbeitsumfeld zwischen allen Projektbeteiligten.

ABWÄRMENUTZUNG AUS KABELTUNNELN

NUTZEN DER INNOVATION

Umwelt- und Klimaschutz durch geringeren Verbrauch von Primärenergie

Die stromführenden Kabel in den Tunneln erzeugen durch elektrische Verluste im Betrieb Wärme. Um eine Überhitzung der Kabel zu verhindern, werden die Tunnel dauerhaft belüftet. Die entstehende Abwärme wird bisher ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben, obwohl sie Potenziale bietet. So könnten Kommunen oder regionale Gewerbe- sowie Industriebetriebe, die im Umfeld der Trasse angesiedelt sind, die bereitgestellte Wärmeenergie zum Betrieb ihrer Gebäude oder Prozesse nutzen.

In einem Forschungsprojekt entwickelt Amprion gemeinsam mit 50 Hertz, TenneT, der RPTU Kaisers-

lautern und den Ingenieur-Büros Bung und Bung-PEB ein Konzept. Ziel ist es, die vorhandenen Wärmequellen aus Kabeltunneln in öffentlichen Gebäuden, Wohnquartieren oder anderen gewerblichen Institutionen zu nutzen. In der ersten Phase des Projekts wird eine Analyse und eine Charakterisierung der thermischen Potenziale von zwei zukünftigen Kabeltunneln mit den vorhandenen Planungsparametern durchgeführt. Diese soll die Voraussetzungen für eine nachhaltige und ökonomische Nutzung der Abwärme als Energiequelle identifizieren.

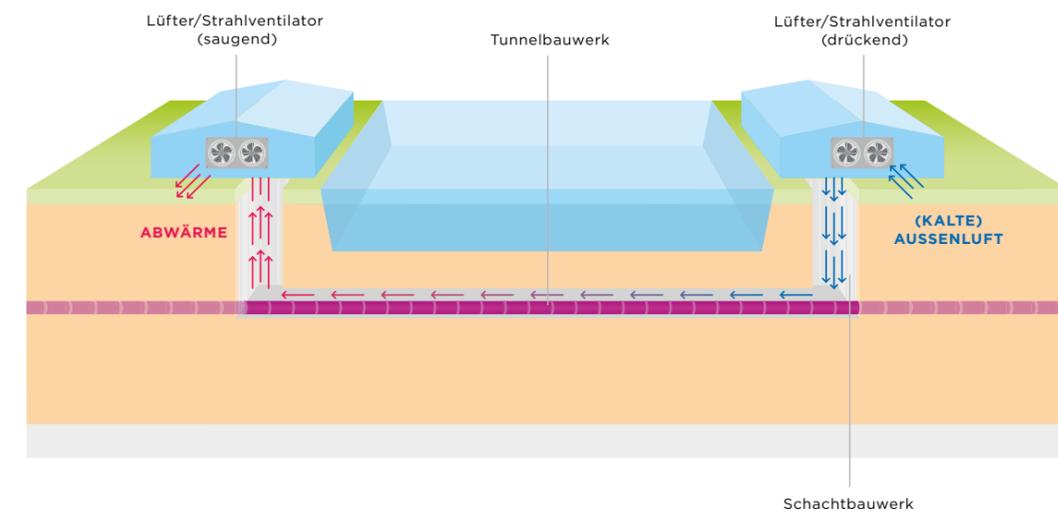


ABB. 07 Wärmegewinnung in Tunnelbauwerken: Die kalte Außenluft wird angesaugt und in den Schacht geleitet. Auf der anderen Seite wird die durch den Kabelbetrieb erwärmte Luft angesaugt und an geeignete Verbraucher weitergegeben.



ABWÄRMENUTZUNG AUS KONVERTERN

NUTZEN DER INNOVATION

Umwelt- und Klimaschutz
durch geringeren Verbrauch
von Primärenergie

Beim Betrieb von technischen Anlagen entsteht oft Abwärme als Nebenprodukt. Amprion wird diese nachhaltige Energie künftig nutzbar machen und insbesondere an Konverterstandorten für Abnehmer zur Verfügung stellen. Dafür wurde ein innovatives Konzept erarbeitet, das die Wärmewende unterstützen kann. Die Pilotprojekte BalWin1 und BalWin2 sollen den Standard für weitere Anwendungen setzen.

ABB. 08 Exemplarische Darstellung einer Konverteranlage: Die Abwärme wird aus den Betriebsgebäuden geleitet und außerhalb des Anlagengeländes an den Abnehmer übergeben

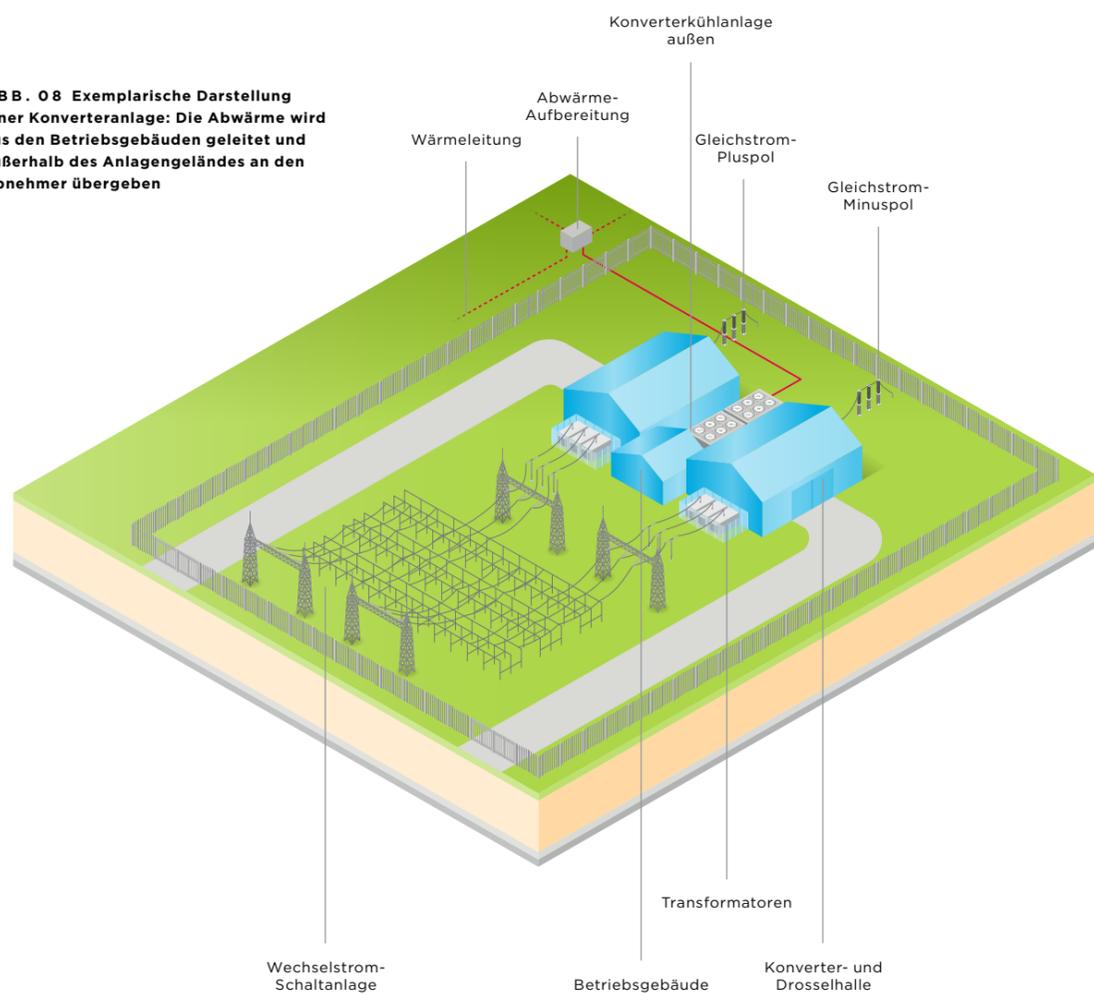


ABB. 09 OBER Konverteranlage von Amprion: Hier kann zukünftig aus Abwärme CO₂-freie Wärme gewonnen und in der Region weiterverwendet werden

2030 beziehungsweise 2031 gehen die Offshore-Netzanbindungssysteme BalWin1 und BalWin2 in Betrieb. Ihre Konverter [SIEHE ABB. 08] werden pro Jahr jeweils bis zu 25 Gigawattstunden CO₂-freie Wärme liefern und können somit einen Beitrag zur Energiesystemeffizienz gemäß § 16 Abs. 2 Energieeffizienzgesetz (EnEFG) leisten.

Das von Amprion erarbeitete Konzept sieht eine Weitergabe der Abwärme an interessierte Abnehmer vor. Die Ausschreibung erfolgt diskriminierungsfrei mit dem Ziel, die Investitions- und Betriebskosten zu refinanzieren. Im Vorfeld der Ausschreibung findet ein Markterkundungsverfahren statt, um potenzielle Abnehmer über die Rahmenbedingungen zu informieren und Rückmeldungen

zur Abwärmenutzung zu erhalten. Das Konzept berücksichtigt, dass der Netzbetrieb immer Vorrang hat und eine Beeinträchtigung durch die Wärmeauskopplung ausgeschlossen ist.

Die Nutzung der Abwärme verringert den Verbrauch von Primärenergie und leistet somit einen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz. Darüber hinaus stärkt die Bereitstellung von CO₂-freier Wärme die regionale Wärmewende und kann die Akzeptanz für Infrastrukturprojekte vor Ort steigern.

Die erste Ausschreibung von Abwärme ist in Vorbereitung. Bis 2045 könnten etwa 19 weitere Konverter, die in Deutschland gebaut werden, Abwärme liefern.

MABIS-HUB

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung der Effizienz in der energiewirtschaftlichen Marktkommunikation

EINSPEISER UND VERBRAUCHER

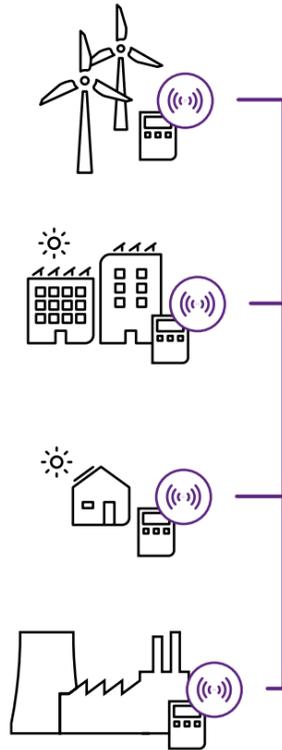


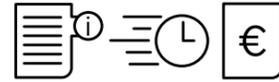
ABB. 10 Der Weg der Daten führt von den Zähleranlagen der Einspeiser, Haushalte sowie Gewerbe- und Industriebetriebe über den MaBiS-Hub zu den berechtigten Nutzern

NUTZER DES DATENHUBS



Netzbetreiber,
Stromlieferanten,
Service-Anbieter,
BNetzA

DATENPRODUKTE



Qualitätsgesicherte,
pseudonymisierte Messwerte;
Aggregationen von Messwerten;
Reporting

Auf Wunsch der Bundesnetzagentur bauen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bis 2029 einen Datenhub für Messwerte auf und betreiben diesen zukünftig. Mithilfe möglichst standardisierter Messkonzepte werden die Stromverbräuche und Einspeisungen in den Kundenanlagen vom Haushalt bis hin zur Großindustrie abgebildet. Berechtigte Nutzer wie Stromlieferanten, Netzbetreiber oder auch Service-Anbieter können so Messwerte für jeden Kunden in Deutschland zentral beziehen.

Die Abkürzung MaBiS steht für „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“. Mit dem MaBiS-Hub werden die Datenschutzanforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes umgesetzt. Sie sehen vor, dass personenbezogene Messwerte pseudonymisiert werden müssen. In Deutschland gilt es, etwa 55 Millionen Abnahmestellen zu erfassen. Das erfordert eine hochperfor-

mante IT-Infrastruktur, die insbesondere Last- und Einspeisegänge aus Smart Metern in viertelstündlicher Auflösung täglich in den Hub übernimmt. Lösungsmodelle werden im Rahmen einer Markterkundung erhoben.

Der Hub liefert zentral qualitätsgesicherte Messwerte sowie Aggregationen von Messwerten. Diese bilden die Basis für unterschiedliche Abrechnungen (zum Beispiel für die Netznutzung und Einspeisevergütungen) und werden in einem Single Point of Truth bereitgestellt. So kann sichergestellt werden, dass alle Marktteilnehmer auf einen einheitlichen und aktuellen Datenstand zugreifen. Ziel ist es, die Effizienz in der energiewirtschaftlichen Marktkommunikation zu steigern. Perspektivisch sind weitere Services im Datenhub denkbar; hierzu hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten in Auftrag gegeben.

NEUE NETZ-ELEMENTE

2.1	Regelbare Blindleistungskompensationsanlagen	40
2.2	Mobile (E-)STATCOM	42
2.3	Neue Technologien zur effizienteren Asset-Nutzung	44
2.4	Weiterentwicklung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)	46
2.5	DC-Vernetzung on- und offshore	48
2.6	Dezentraler Netzbooster	52

Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien verändert sich das Übertragungsnetz: Es muss mehr Leistung flexibel, sicher und über weite Distanzen transportieren. Amprion stärkt dafür die Systemstabilität und Übertragungskapazität mit neuen Netzelementen.



REGELBARE BLINDLEISTUNGSKOMPENSATIONSANLAGEN

NUTZEN DER INNOVATION

Unterstützung der Systemstabilität
durch netzbildende Regelung

Mit der Energiewende sinkt die Anzahl der konventionellen Kraftwerke. Diese liefern jedoch nicht nur Strom, sondern haben auch wichtige Funktionen für die Stabilität des Stromnetzes. Amprion setzt daher unterschiedliche neue Technologien ein, um diese Funktionen abdecken zu können. Dazu gehören Static Synchronous Compensators (STATCOM) [→ „NEUE TECHNOLOGIEN ZUR EFFIZIENTEREN ASSETNUTZUNG“, SIEHE SEITE 44], die wir schon heute mit netzbildender Regelung ausstatten.

Konventionelle Großkraftwerke verwenden Synchrongeneratoren, um Strom zu erzeugen und zu regeln. Diese Synchrongeneratoren erzeugen mit ihrer rotierenden Masse von Rotor und Turbine eine relativ stabile Spannung und Frequenz und tragen somit zur Stabilität des Netzes bei. Erneuerbare-Energien-Anlagen hingegen basieren fast ausschließlich auf Stromumrichtern. Stromumrichter wandeln den erzeugten Gleichstrom – zum Beispiel aus Photovoltaikanlagen – in Wechselstrom um, ohne dass eine Masse oder Trägheit direkt mit dem Netz verbunden ist. Sie brauchen eine stabile Netzspannung, um zuverlässig betrieben werden zu können. Im Gegensatz zu Synchrongeneratoren stellen sie mit bisherigen Regelungsverfahren von

sich aus keine stabile Spannung bereit. Damit diese Beiträge zur Netzstabilität nicht wegfallen, müssen Stromrichter über sogenannte netzbildende Eigenschaften („Grid-Forming Capabilities“) verfügen. Sie ermöglichen es den Anlagen, eine stabile Spannung und Frequenz zu erzeugen.

Amprion plant für alle Stromrichteranlagen (etwa HGÜ-Verbindungen oder STATCOM-Anlagen) die Regelung mit netzbildenden Eigenschaften – und stellt so die Weichen für ein Energiesystem, das auch ohne konventionelle Kraftwerke die Systemstabilität gewährleisten kann.

Die erste netzbildende STATCOM mit einer Leistung von 300 MVAR (Mega Volt Ampere reactive) in Opladen bei Köln wurde 2023 nach nur zweijähriger Design-, Engineering- und Bauphase erfolgreich in Betrieb genommen. 2024 sind jeweils zwei 600-MVAR-STATCOMs mit netzbildenden Eigenschaften in Rheinau und Bürstadt ans Netz gegangen [SIEHE ABB. 11]. Somit betreibt Amprion die größten bekannten STATCOMs mit netzbildenden Eigenschaften.

Die nächste STATCOM-Generation – sogenannte E-STATCOMs – wird bereits geplant. Neben den netzbildenden Eigenschaften werden E-STATCOMs

»Amprion plant für alle Stromrichteranlagen die Regelung mit netzbildenden Eigenschaften – und stellt so die Weichen für ein Energiesystem, das auch ohne konventionelle Kraftwerke die Systemstabilität gewährleisten kann.«

über einen Kurzzeitspeicher verfügen. Die Anlagen können damit Momentanreserve bereitstellen, um Frequenzabweichungen infolge von Großstörungen unmittelbar entgegenzusteuern.

Für die Erhöhung der Momentanreserve setzt Amprion außerdem auf rotierende Phasenschieber mit Schwungrad. Rotierende Phasenschieber werden seit vielen Jahren bei Amprion eingesetzt. Bisher hatten sie eine verhältnismäßig kleine rotierende Masse, die jedoch durch die Ankopplung eines Schwungrads deutlich erhöht werden kann. Ein Beispiel hierfür sind die Schwungräder am Phasenschieber in der Station Uchtelfangen und in einer neuen 600-MVAR-Doppelanlage in Meppen.



ABB. 11 STATCOM in Rheinau mit einem Teil der gasisolierten Schaltanlage

NUTZEN DER INNOVATION

Örtlich flexible Bereitstellung von
Blindleistung und Momentanreserve

Blindleistungskompensationsanlagen wie rotierende Phasenschieber und STATCOM-Anlagen (Static Synchronous Compensators [→ „SYSTEMVISION 2050“, SIEHE SEITE 23] übernehmen im Zuge der Energiewende wichtige Aufgaben, um die Systemstabilität zu sichern. Die Planung und Umsetzung dieser Anlagen ist jedoch zeitintensiv, zudem benötigen sie viel Platz.

Daher plant Amprion den Einsatz von modularen mobilen (E-)STATCOM-Lösungen. Mit ihrer Hilfe kann an ausgewählten Netzknoten Blindleistung zur Spannungsstützung und Momentanreserve zur Frequenzstützung mit geringerem zeitlichen und finanziellen Aufwand bereitgestellt werden. Die mobilen Komponenten werden an der 30-Kilovolt-Tertiärwicklung der bereits vorhandenen 350-MVA-Netzkuppler angeschlossen, sodass kein zusätzlicher Transformator erforderlich ist. Der Einsatzort kann mithilfe von Baueinsatzkabeln variiert und so auf geänderte Bedarfe schnell reagiert werden.

Mobile STATCOM-Anlagen lassen sich in vielen Stationen einsetzen und sind oftmals beliebig erweiterbar. Für einen temporären Einsatz kann diese Erweiterung auch außerhalb der Schaltanlage verortet und über eine mobile gasisolierte Schaltanlage (GIS) mithilfe eines Baueinsatzkabels an den Transformator angeschlossen werden. In diesem Fall müsste Amprion die benötigten Flächen nicht zwingend erwerben und die Nutzung ließe sich durch eine entsprechende Pacht über einen Zeitraum von zum Beispiel fünf Jahren deutlich eher erschließen.

Die konkrete Realisierung dieser flexiblen mobilen Lösung prüft Amprion im Rahmen einer internen Machbarkeitsstudie.

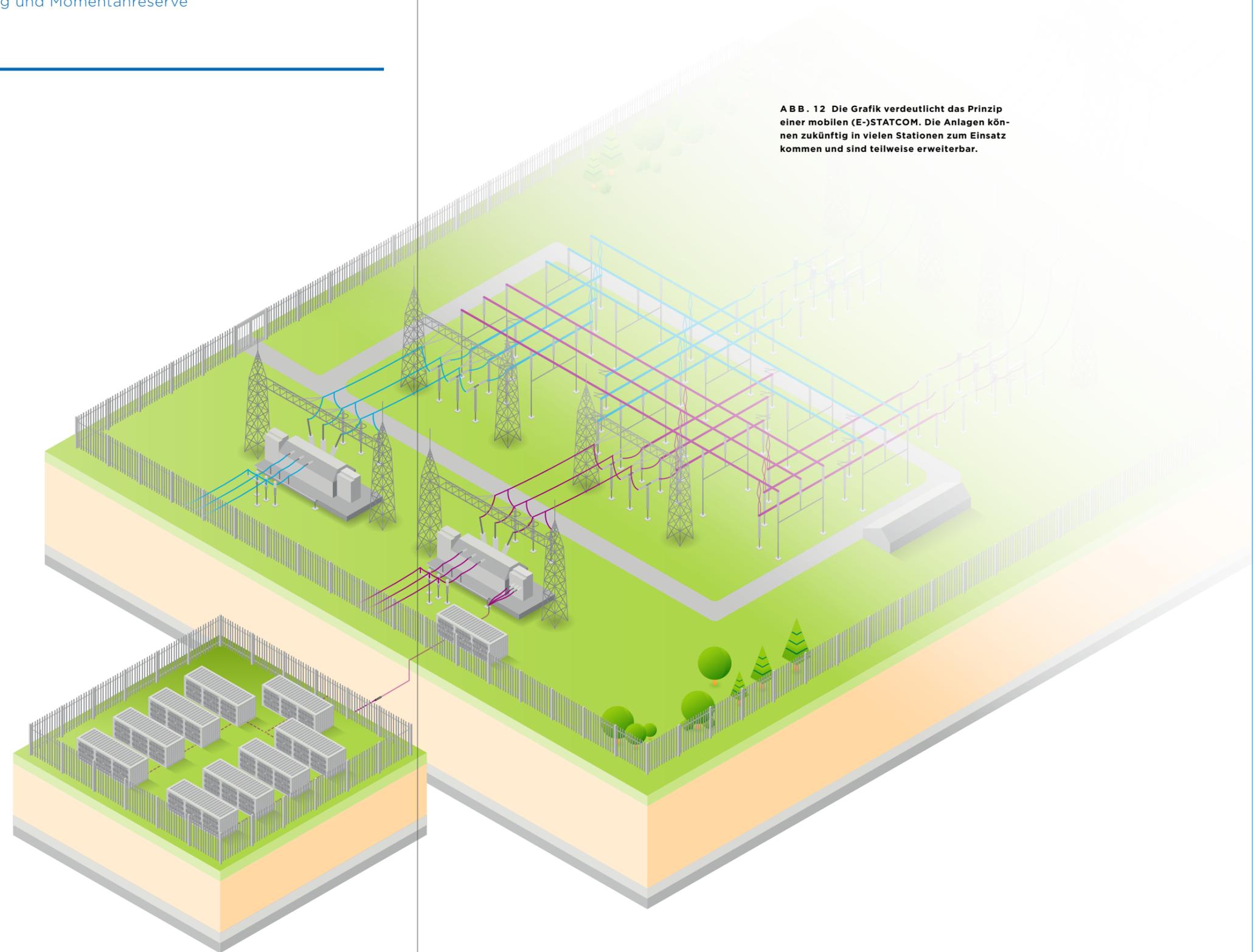


ABB. 12 Die Grafik verdeutlicht das Prinzip einer mobilen (E-)STATCOM. Die Anlagen können zukünftig in vielen Stationen zum Einsatz kommen und sind teilweise erweiterbar.

NEUE TECHNOLOGIEN ZUR EFFIZIENTEREN ASSET-NUTZUNG

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung von Leistungsfähigkeit
und Effizienz des bestehenden
Übertragungsnetzes

Um Kosten und Ressourcen beim Netzausbau zu optimieren, sollen die vorhandenen Potenziale der Netzbetriebsmittel bestmöglich ausgenutzt werden. Gemeinsam mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft untersucht Amprion dafür verschiedene innovative Technologien und Konzepte.

KONZEPTE ZUR HÖHERAUSLASTUNG BESTEHENDER BETRIEBSMITTEL

KTM – Kabel-Temperatur-Monitoring

Höchstspannungskabel bieten aufgrund ihrer thermischen Eigenschaften ein besonders großes Potenzial zur temporären Höherauslastung. Durch die Messung der Temperatur entlang der Glasfasern im Kabelschirm lässt sich bei Kenntnis der Verlege-Anordnung sowie der übertragenen Leistung die jeweils aktuelle Temperatur des Innenleiters bestimmen. So können Hotspots frühzeitig erkannt werden. Auf Basis der thermischen Modellierung der Kabeltrasse können zudem temporär höhere Leistungen übertragen werden.

Höherauslastung von Transformatoren

Auch Leistungstransformatoren können innerhalb bestimmter thermischer Grenzen höher ausgelastet werden. Unter normalen zyklischen Belastungen ist eine erhöhte Belastung auf bis zu 130 Prozent sowohl für den Grundfall- als auch für Ausfallstrom zugelassen. Dabei können innerhalb eines 24-Stunden-Zyklus höhere Umgebungstemperaturen oder Lastströme kurzzeitig über dem Nennwert liegen, ohne dass sich die durchschnittliche Lebensdauer des Transformators dadurch verkürzt.

HÖHERE VERFÜGBARKEITEN VON BETRIEBSMITTELN

Replica-Center

Amprion betreibt neben den klassischen Komponenten wie Leitungen, Transformatoren und Sammelschienen weitere technisch komplexe Anlagen, die durch den Umbau des Übertragungsnetzes infolge der Energiewende erforderlich werden. Dazu gehören STATCOMs, RPSA (Synchronmaschine als rotierender Phasenschieber) und MSCDN (Mechanical Switched Condensor with Damping Network) zur Stabilisierung des Netzes sowie HGÜ-Konverterstationen zur Übertragung elektrischer Leistung und Energie über weite Entfernungen.

Um diese Anlagen zu steuern und Mitarbeitende zu schulen, hat Amprion sogenannte Replicas als digitale Zwillinge der realen Anlagen geschaffen. Die Replicas bilden die Steuerungs-, Schutz- und Leittechniksysteme dieser Anlagen nach, sodass Netzführungs-, Schulungs- und Instandhaltungsmaßnahmen simuliert und getestet werden können, ohne kritische Interaktionen im Höchstspannungsnetz hervorzurufen. Amprion hält für jede installierte STATCOM eine separate Variante pro Hersteller im Replica-Center bereit. An den Replica-Systemen lassen sich Fehlersituationen nachvollziehen und wichtige Updates der Schutz- und Leittechnik installieren und testen, bevor sie an den realen Anlagen ausgeführt werden.



ABB. 13 Übergang zwischen Kabel und Freileitung in einer Kabel-Übergabestation

WEITERENTWICKLUNG DER HOCHSPANNUNGS-GLEICHSTROM-ÜBERTRAGUNG (HGÜ)

NUTZEN DER INNOVATION

Ressourcenschonenderer Netzausbau durch Erdkabel- und Freileitungsprojekte mit Gleichspannungstechnik

Der Umbau des deutschen Energiesystems hin zur Klimaneutralität schreitet voran. Im Rahmen dieses Transformationsprozesses entfernen sich Erzeugungszentren von Lastschwerpunkten. Dadurch wird es notwendig, hohe Leistungen über weite Entfernungen zu transportieren. Dafür ist die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) die wirtschaftlichste und teils einzig mögliche technische Lösung. Daher setzt Amprion diese Technologie sowohl für die zukünftige Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee als auch für lange Nord-Süd-Korridore ein.

525-KV-HGÜ-TECHNOLOGIE

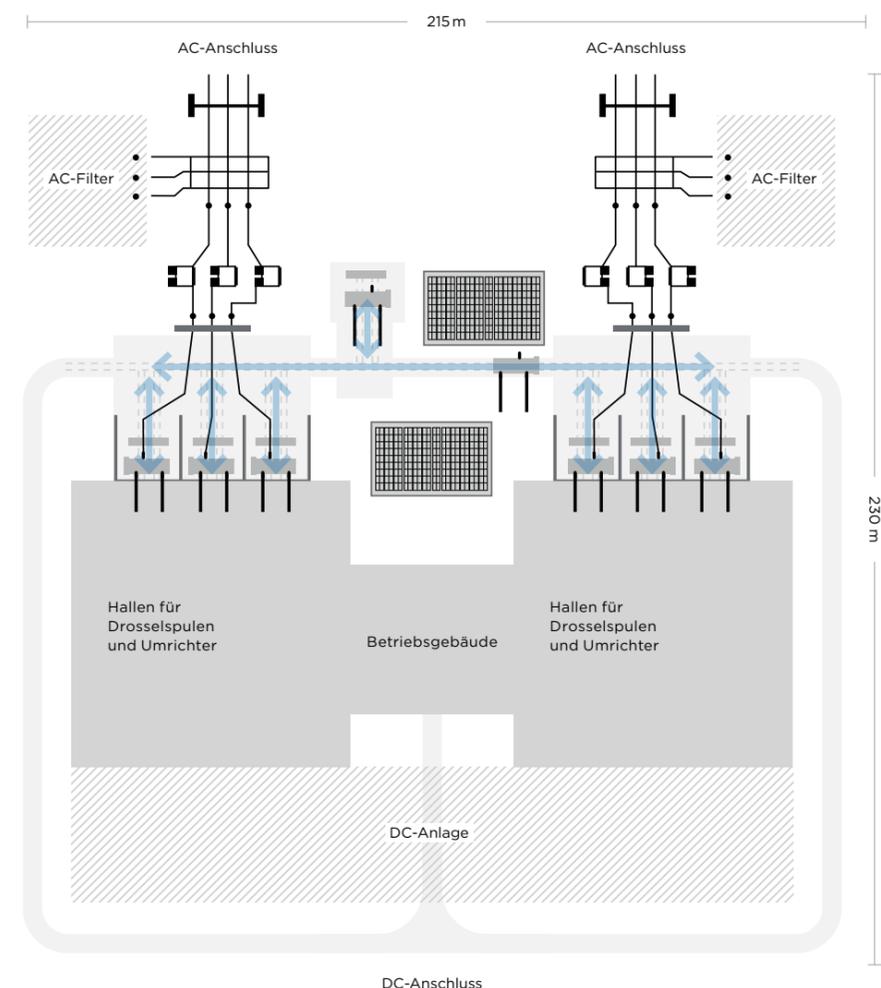
Die HGÜ-Technologie lässt sich grundsätzlich über Erdkabel oder Freileitungen realisieren. Bisher wurden HGÜ-Kabelstrecken häufig für eine Nennspannung von maximal 320 Kilovolt (kV) bemessen. Die typische Übertragungsleistung beträgt dabei maximal etwa 1 Gigawatt (GW) – wie bei dem abgeschlossenen Amprion-Projekt ALEGrO zwischen Aachen und Lüttich sowie den Offshore-Anbindungen DolWin4 und BorWin4. Dank der Weiterentwicklung kunststoffisolierter DC-Kabel sind zukünftig lange Verbindungen an Land mit einer Nennspannung von 525 kV möglich. Die neuen Kabel weisen eine hohe Übertragungsleistung bei geringem Platzbedarf auf und sollen zum Standard für zukünftige HGÜs der 2-GW-Klasse werden. Dazu gehören die Offshore-Anschlüsse BalWin1 und BalWin2 und die beiden Systeme der Teilvorhaben V48 und V49 im Korridor B, die sich bereits in der Umsetzung befinden.

Alle Hochspannungs-Gleichstrom-Projekte (HVDC) von Amprion, die ab 2029 in Betrieb gehen, sind für eine Leistung von 2 GW bei einer Nennspannung von 525 kV geplant. Das bringt Unterschiede in der technischen Ausführung mit sich. HVDC bis 1 GW werden meist als Monopole ausgeführt.

Für HVDC ab 2 GW ist eine Ausführung als Monopol nicht mehr geeignet – unter anderem, weil bei einem Fehler auf der DC-Übertragungsstrecke die gesamte Übertragungskapazität ausfallen würde. Daher entwickelt Amprion Lösungen für eine Ausführung als Bipol. Dabei werden zwei Converterpole in Reihe geschaltet und können unabhängig voneinander betrieben werden. Fällt ein Converterpol – etwa aufgrund von Instandhaltungsarbeiten – aus, kann der andere Pol weiter betrieben werden und im Monopolbetrieb die halbe Leistung (1 GW) übertragen.

Im Ausland wurden bei Bipolen häufig Konfigurationen verwendet, bei denen das Erdreich als Rückleiter genutzt wird. Dies bringt jedoch viele Nachteile mit sich. Im Projekt Ultranet hat Amprion bereits Erfahrungen mit alternativen Lösungen für Bipole gesammelt und entwickelt diese weiter. So kann im Monopolbetrieb ein metallischer Rückleiter, zum Beispiel ein drittes Kabel, verwendet werden. Alternativ können, sofern nur ein Umrichterpol ausfällt, aber beide Polkabel zur Verfügung stehen, mithilfe einer DC-seitigen Umschaltung die beiden Polkabel als Monopol betrieben werden. Dieser Polrückleiter-Betrieb kann bei den langen Landkorridoren wie Korridor B besonders kostensparend eingesetzt werden, da ein drittes Kabel als metallener Rückleiter entfällt.

ABB. 14 Herstellerunabhängiges Beispiellayout für eine 525-kV-Konverterstation mit einer Leistung von 2 GW. Die maximale Fläche sowie Lage der AC- und DC-Anschlüsse sind fix. Unter Einhaltung bestimmter Vorgaben können Hersteller das Layout in Bezug auf ihre Technik optimieren. Die Planung kann für Landkorridor-Projekte mit Polrückleiter-Umschaltung als auch für Landstationen von Offshore-Netzanbindungssystemen verwendet werden.



KONVERTERSTATIONEN AN LAND

Für unsere HGÜ-Projekte benötigen wir auf See sowie an Land Konverterstationen. Sie wandeln Wechsel- in Gleichstrom und umgekehrt. Dies ist notwendig, da das Übertragungsnetz an Land in der Regel Wechselstrom transportiert und der ankommende Strom somit eingespeist und verteilt werden kann. Für die Konverterstationen an Land hat Amprion in Zusammenarbeit mit den HGÜ-Herstellern ein inno-

vatives Konzept entwickelt. Es gibt eine maximale Fläche vor, die noch vor der Auftragsvergabe für die Standortplanung verwendet wird. Innerhalb dieser Fläche haben Hersteller die Möglichkeit, das Anlagenlayout mit Blick auf ihre Technik zu optimieren. Dies ist günstiger als ein genaues Layout inklusive Gebäude vorzugeben, in das die Technik zu integrieren ist. Darüber hinaus wurden Vorkehrungen eingeplant, um Geräuschemissionen zu minimieren und den langfristigen Betrieb so wirtschaftlich wie möglich zu gestalten.

DC-VERNETZUNG ON- UND OFFSHORE

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung der Flexibilität und
Kosteneffizienz in Systemplanung
und -betrieb

Die Vernetzung von Gleichstrom-Übertragungssystemen (DC-Systeme) ist technisch wesentlich komplizierter als von Wechselstrom-Systemen. Daher wurden HGÜ-Systeme bisher fast ausnahmslos als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen gebaut. In verschiedenen On- und Offshore-Vernetzungsprojekten arbeitet Amprion gemeinsam mit Partnern an zukunftsfähigen Konzepten für flexible und zuverlässige DC-Systeme.

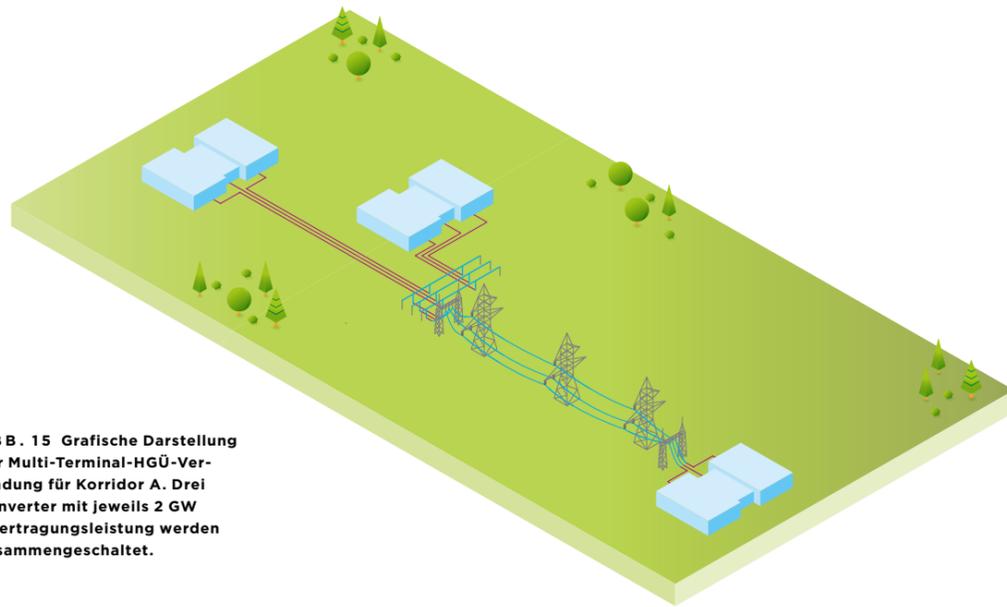


ABB. 15 Grafische Darstellung der Multi-Terminal-HGÜ-Verbindung für Korridor A. Drei Konverter mit jeweils 2 GW Übertragungsleistung werden zusammengeschaltet.

ULTRANET/A-NORD

Im Rahmen von Korridor A errichtet Amprion mit dem Erdkabelprojekt A-Nord und dem HGÜ-Freileitungsvorhaben Ultranet die EU-weit erste Multi-Terminal-HGÜ-Verbindung. Dabei werden drei Konverter mit jeweils 2 Gigawatt (GW) Übertragungsleistung in einer DC-Schaltanlage zusammengeschaltet. Leistung kann flexibel zwischen drei Stationen in allen Richtungen übertragen werden. Für das gesamte Regel-, Steuer- und Schutzsystem wurde eine Replica angefertigt. Damit können die Inbetriebnahmen zugebauter Abschnitte vorgeprüft und Auswirkungen auf das bestehende System minimiert werden.

Weltweit erstmals kommen in den HGÜ-Konvertern Vollbrücken-Umrichter zum Einsatz. Kurzzeitige Störun-

gen durch atmosphärische Einflüsse und Kurzschlüsse können so schneller geklärt und beherrscht werden als bei den sonst üblichen Halbbrücken-Konvertern über AC-Leistungsschalter. Bleiben Fehler bestehen, zum Beispiel durch defekte Kabelmuffen, kann der fehlerhafte Abschnitt in etwa einer Zehntelsekunde selektiv aus dem DC-System herausgetrennt werden. Spezielle Kommutierungsschalter ermöglichen ein unterbrechungsfreies Umschalten zwischen verschiedenen Betriebsarten (Bipol-Betrieb mit oder ohne metallischen Rückleiter, Monopol-Betrieb über metallischen Rückleiter oder über Polrückleiter). So kann die Verfügbarkeit des Systems etwa während Instandhaltungsarbeiten hochgehalten werden. Die Inbetriebnahme von Ultranet ist ab 2026 geplant. Im Anschluss folgt die Inbetriebnahme des Gesamtsystems inklusive A-Nord.

NORDWEST-HUB

Die ursprünglich als Punkt-zu-Punkt-System geplanten HGÜ-Systeme LanWin5, DC 34 und DC 35 sollen über den NordWest-Hub in Großenmeer verbunden werden. Über einen fünften Konverter soll auch NOR-20-1 daran angeschlossen werden. Alle Konverter sind für 2 GW und 525 kV geplant. Es handelt sich dabei um Halbbrückenrichter, die Fehler auf der DC-Seite nur über den AC-Leistungsschalter klären können. Die selektive Fehlerklärung auf der DC-Seite soll durch zwei bipolare DC-Leistungsschalter in der DC-Sammelschiene in Großenmeer erreicht werden. Im Gegensatz zu AC-Schaltern bestehen DC-Leistungsschalter aus einer umfangreichen Schaltung aus Leistungselektronik, Schaltgeräten und Drosselspulen. Amprion projektiert den NordWestHub gemeinsam mit TenneT. Die technischen Grundlagen werden im Rahmen einer Innovationspartnerschaft zwischen den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und den HGÜ-Systemlieferanten GE Vernova, Hitachi Energy und Siemens Energy erarbeitet. Die Inbetriebnahmen für die einzelnen Bauabschnitte sind für die 2030er Jahre geplant.

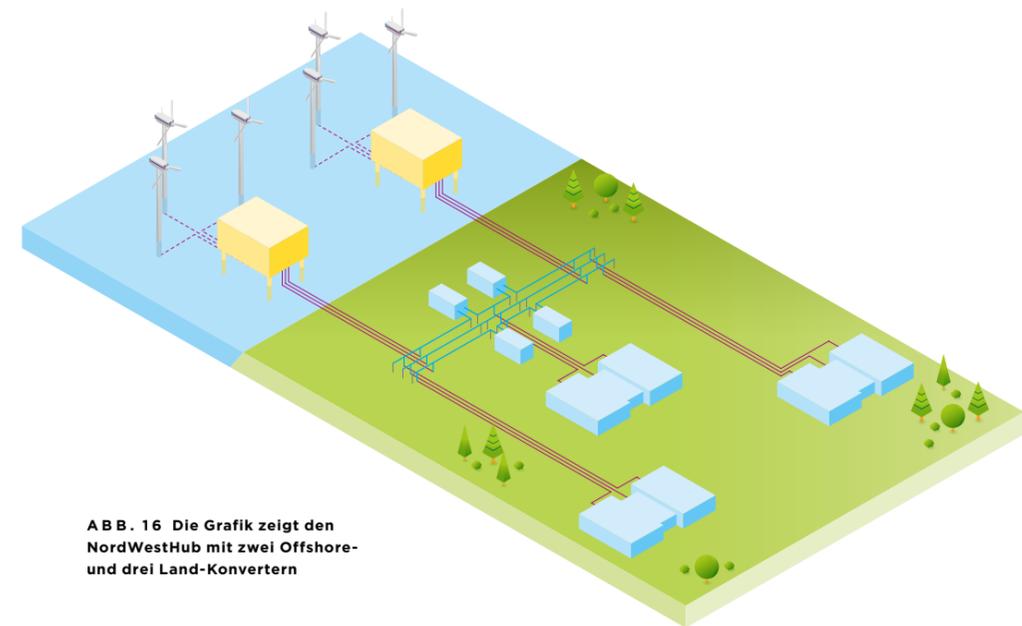


ABB. 16 Die Grafik zeigt den NordWestHub mit zwei Offshore- und drei Land-Konvertern



Schematische Darstellung

Auch die direkte Vernetzung von Offshore-Netzanschlussystemen [SIEHE ABB. 17] kann netzplanerisch ein wichtiges Instrument sein, um Netzanbindungen resilienter und flexibler zu gestalten. Durch eine gezielte Steuerung der Leistungsflüsse können die vernetzten Systeme herkömmliche Kraftwerke im Redispatch-Fall entlasten, was Kosten und Emissionen spart. Indem zusätzliche redundante Systeme geschaffen werden, lassen sich im Fehlerfall Abregelungen von Windparks und damit verbundene Ertragseinbußen vermeiden. Zudem stärken internationale Projekte den europäischen Handel, da mehr Übertragungskapazität zwischen den Marktgebieten bereitgestellt wird. Diese Marktkopplung verbessert die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt innerhalb der Europäischen Union.

BALWIN1 UND BALWIN2

Im Rahmen der Offshore-Netzanschlussprojekte BalWin1 und BalWin2 hat Amprion gemeinsam mit dem Konsortium aus Siemens Energy und Dragados Offshore wesentliche Grundlagen für die sogenannte Offshore Grid Readiness entwickelt. In ausführungrelevanten Studien wurde gezeigt, dass eine Verbindung mehrerer HGÜ-Konverterstationen auf der DC-Seite technisch machbar ist. So konnte das erweiterte Systemverhalten eines Multi-Terminal-Systems grundlegend untersucht und bewertet werden - insbesondere auch mit Blick auf notwendige Rekonfigurationen im Fehlerfall. Das betrachtete Vier-Terminal-System verbindet dabei zwei Offshore-Plattformen über ein zusätzliches Seekabel. Es basiert aktuell auf einem Single-Vendor-Ansatz ohne Multi-Hub-Anbindung und ohne DC-Leistungsschalter. Ziel ist es, die erste Umsetzung einer Offshore-Vernetzung mit möglichst geringem technologischem Mehraufwand und minimalem zusätzlichem Kostenaufwand zu ermöglichen, um zum Beispiel eine nationale Offshore-Vernetzung in Deutschland zu erproben. Perspektivisch sind zur selektiven Fehlerklärung auch DC-Leistungsschalter auf See zu berücksichtigen.

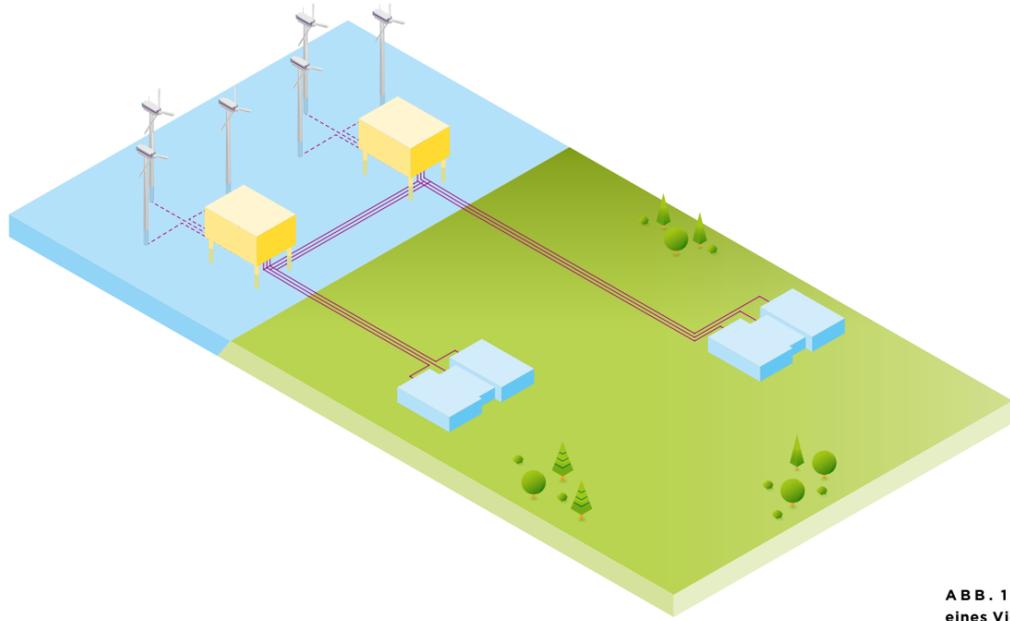


ABB. 17 Grafische Darstellung eines Vier-Terminal-Systems, das zwei Offshore-Plattformen über ein zusätzliches Seekabel verbindet

- Offshore-Windkraftanlage
- Konverter an Land
- Offshore-Konverterplattform
- Gleichstrom (DC) - Erd-/Seekabel
- Wechselstrom (AC) - Seekabel

Schematische Darstellung

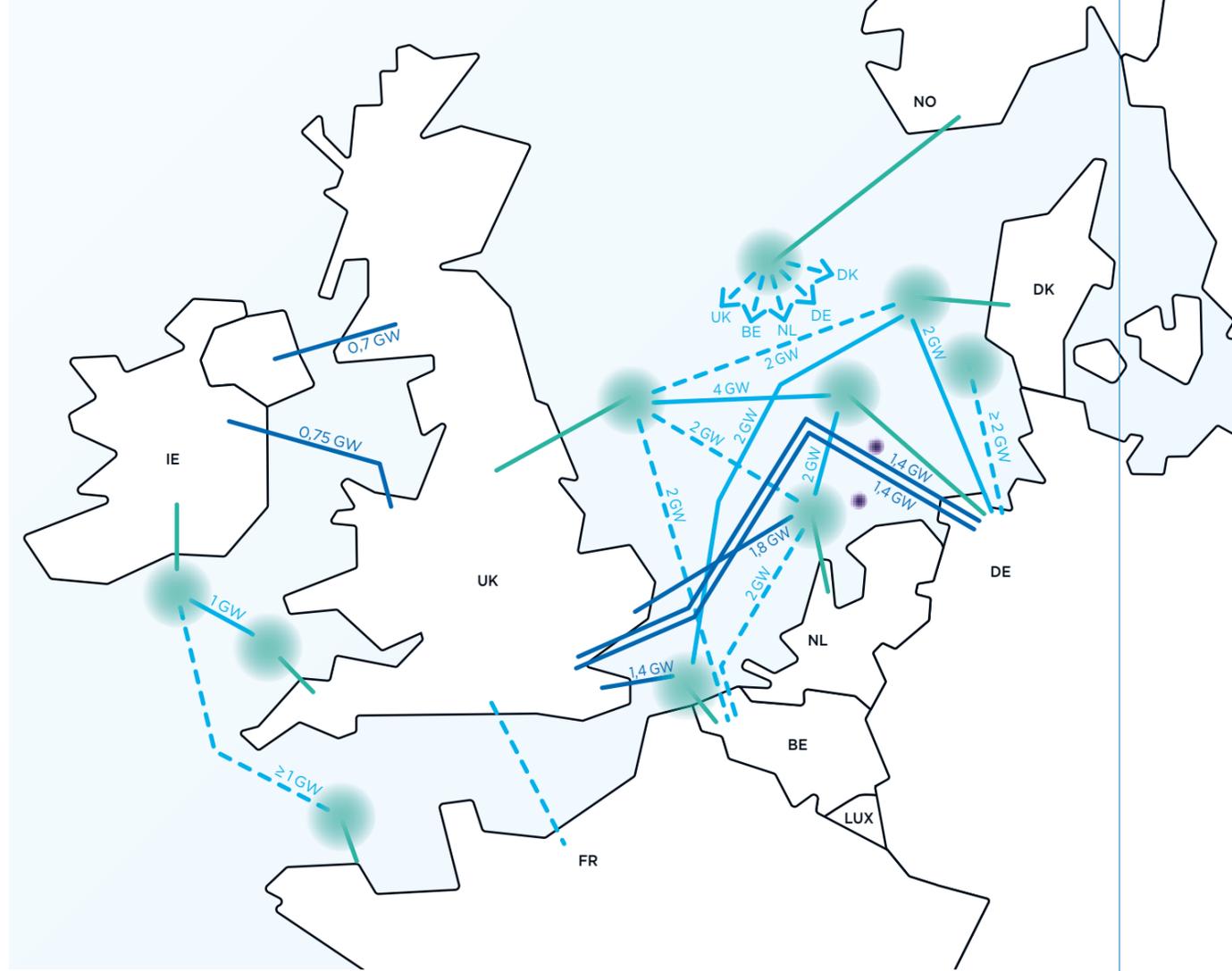


ABB. 18 Die Netzkarte zeigt die grenzübergreifenden Projekte der Offshore-ÜNB um 2040

- Offshore-Windparkgebiet mit Radialverbindungen, Hybrid-Interkonnektoren und/oder Hubs
- Aussichtsreiche grenzübergreifende Projekte
- Grenzübergreifende Projekte für nähere Prüfung
- Geplante Wasserstoff-Demonstrationsprojekte
- Anschluss an Land
- Geplante grenzübergreifende Projekte

OFFSHORE TSO COLLABORATION

Ausgehend von den politischen Erklärungen der North Sea Summits in Esbjerg (2022) und Ostende (2023) arbeitet Amprion gemeinsam mit seinen internationalen Partnern in der sogenannten Offshore TSO Collaboration (OTC) an geeigneten Offshore-Netzstrukturen für die Nordseebecken. Das aktuelle Expertenpapier, das auf dem Wind-Europe Annual Event 2025 in Kopenhagen veröffentlicht wurde, trägt den Titel „Joint Planning in Europe’s Northern Seas - Supporting Europe’s energy security and competitive growth through a regional approach to offshore grid development“. In einer Nordsee-Netzkarte sind vielversprechende grenzüberschreitende Projekte skizziert [SIEHE ABB. 18]. Diese Projekte werden nicht isoliert betrachtet, sondern als Teil eines umfassenderen regionalen Offshore-Netzes in der Nordsee, um Synergien und Kosteneffizienz zu maximieren. Diese Analyse markiert einen bedeutenden Fortschritt auf dem Weg zu einem erschwinglicheren, sichereren und zuverlässigeren Offshore-System, das die Energieversorgung und Unabhängigkeit Europas stärkt und gleichzeitig die Ziele zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes unterstützt.

DEZENTRALER NETZBOOSTER

NUTZEN DER INNOVATION

Kosteneinsparung durch Höherauslastung des Netzes

Der Umbau des Energiesystems ist in vollem Gange. Dabei wird der Netzbetrieb zunehmend komplexer. Immer wieder müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Stromerzeugung punktuell drosseln und an anderer Stelle erhöhen, um die Überlastung einzelner Leitungen zu vermeiden. Dieser sogenannte Redispatch nimmt seit Jahren zu. Die Kosten dafür belaufen sich im deutschen Übertragungsnetz jedes Jahr auf mehrere Milliarden Euro – eine Belastung für die Volkswirtschaft.

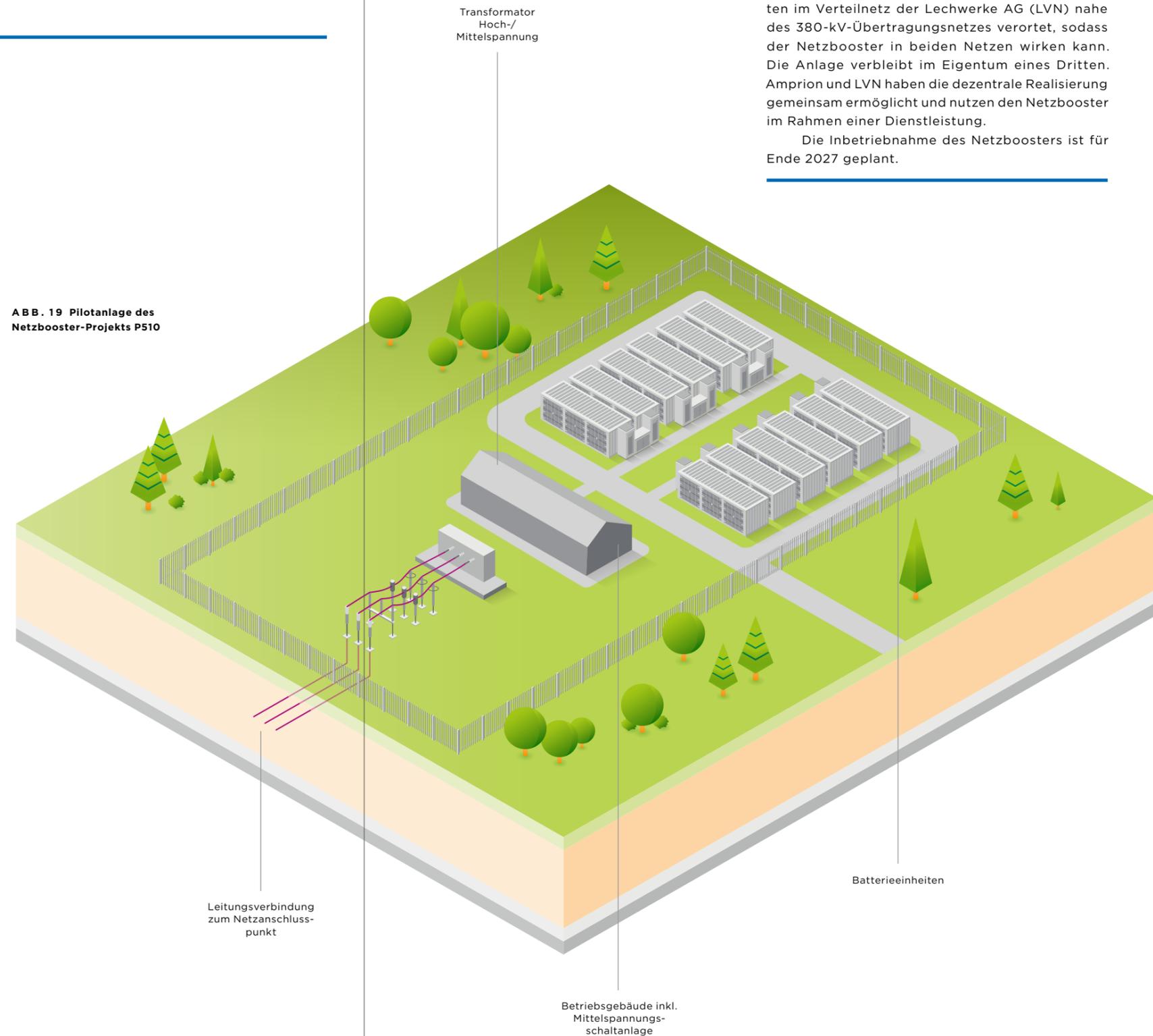
Zusätzlich zum Netzausbau braucht es deshalb schon kurzfristig Maßnahmen, um die Zahl der Redispatch-Maßnahmen im Übertragungsnetz zu reduzieren. Eine davon ist der sogenannte dezentrale Netzbooster – ein Verbund aus Batteriemodulen, der seine Leistung als zusätzlicher Sicherheitspuffer jederzeit bereitstellen kann. So kann die Schwelle, ab der Redispatch notwendig wird, höher angesetzt werden.

Das hat zwei Effekte: Zum einen können die Leitungen im Übertragungsnetz im Regelbetrieb höher ausgelastet werden. Zum anderen wirkt der Batterieverbund Leitungsengpässen entgegen – denn auf Anforderung von Amprion entlastet er das Stromnetz innerhalb von Sekunden, also schneller, als konventionelle Kraftwerke es je könnten.

Im Netzbooster-Projekt P510 erproben Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber das innovative Konzept: Mit fünf dezentralen Netzboostern werden die Bestandsnetze in der Region Bayrisch Schwaben höher ausgelastet. Die Pilotanlage [SIEHE ABB. 19] verfügt über eine Gesamtleistung von 250 MW und eine Kapazität von insgesamt 250 MWh. Die Netzanschlusspunkte sind dezentral an fünf Standorten im Verteilnetz der Lechwerke AG (LVN) nahe des 380-kV-Übertragungsnetzes verortet, sodass der Netzbooster in beiden Netzen wirken kann. Die Anlage verbleibt im Eigentum eines Dritten. Amprion und LVN haben die dezentrale Realisierung gemeinsam ermöglicht und nutzen den Netzbooster im Rahmen einer Dienstleistung.

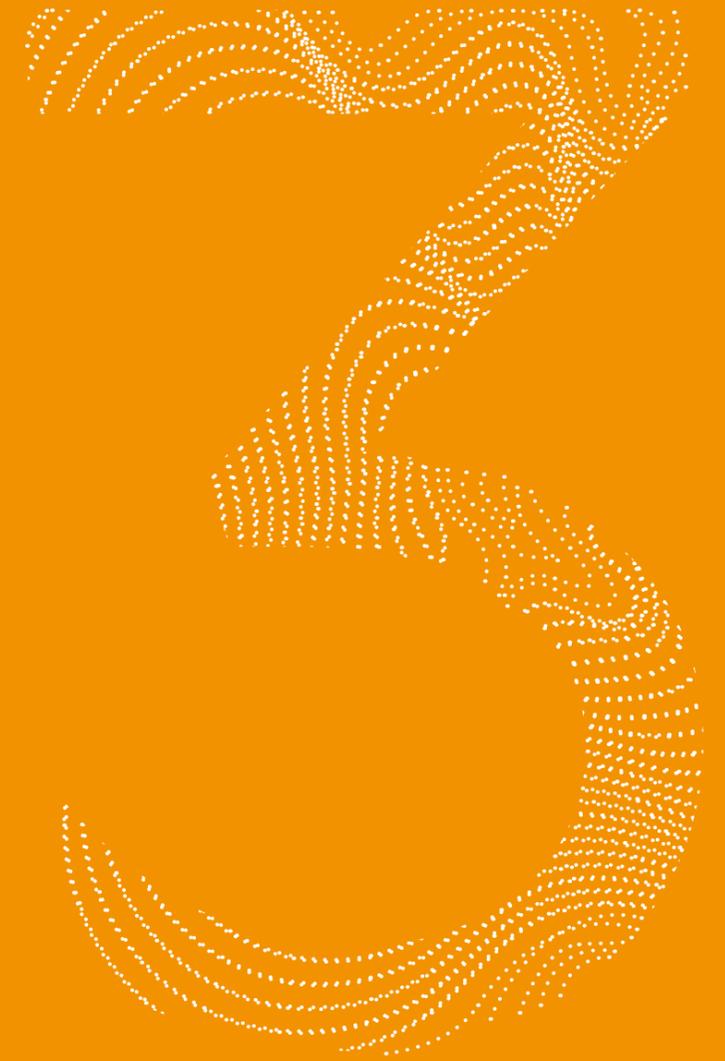
Die Inbetriebnahme des Netzboosters ist für Ende 2027 geplant.

ABB. 19 Pilotanlage des Netzbooster-Projekts P510





NETZAUS- BAU 2.0



3.1	Bodenkataster und Gesamtgutachten Bodenwärme	57
3.2	Kabelverlegung mit Offroad-Kabel-Transporter	59
3.3	Kabelpflug 2.0	60
3.4	Gittermasten mit Isoliertraversen	62
3.5	Multivendorstrategien	64



Netzausbau 2.0 heißt: schneller, sicherer, ressourcenschonender. Mit digitalen Planungsdaten, innovativen Bau- und Verlegetechniken sowie optimierten Leitungsdesigns lassen wir die Infrastruktur im Takt der Energiewende wachsen.

BODENKATASTER UND GESAMTGUTACHTEN BODENWÄRME

NUTZEN DER INNOVATION

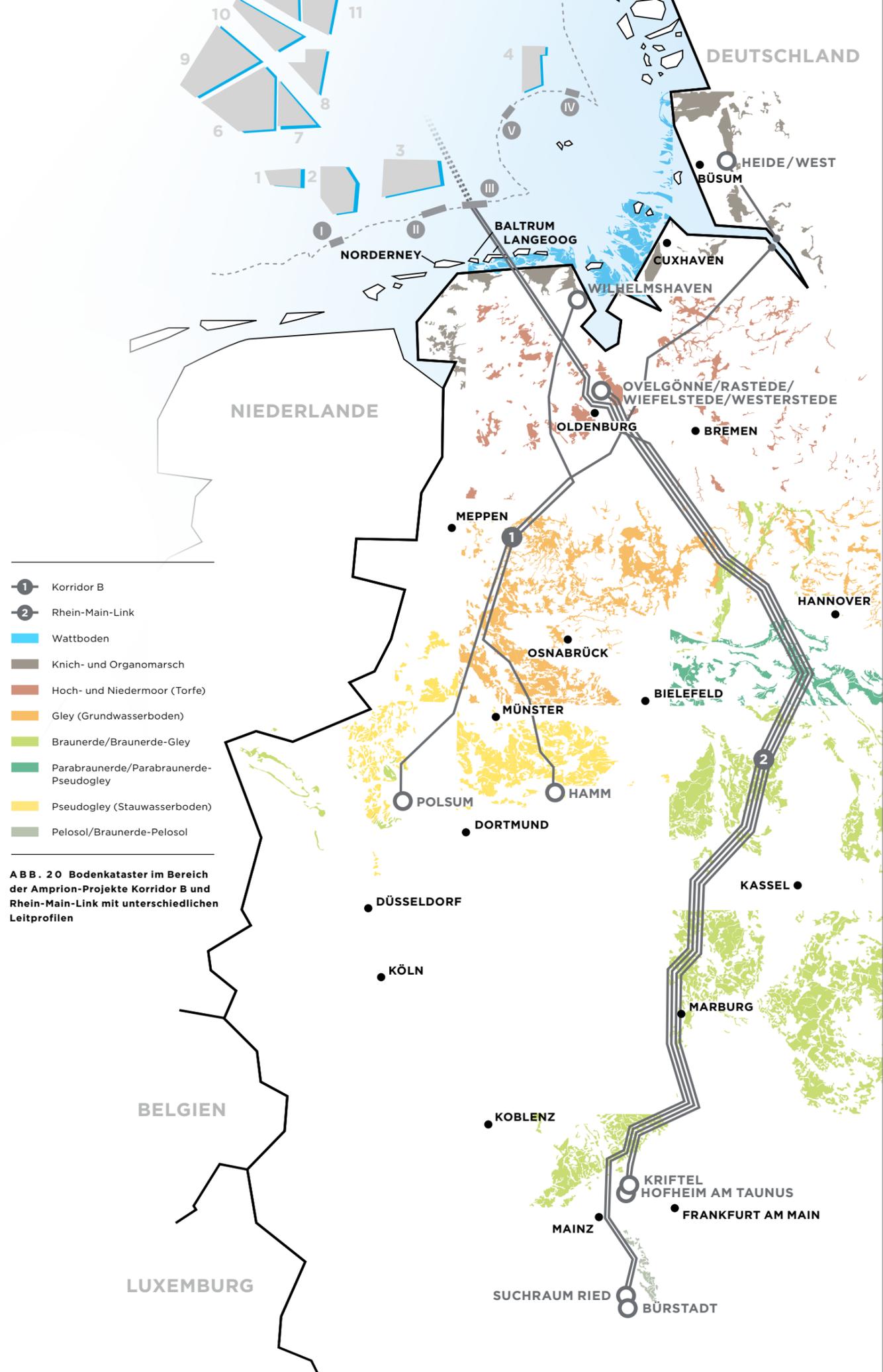
Beschleunigte Genehmigungsplanung sowie kosten- und ressourcenschonendere Erdkabelverlegung

Die potenzielle Erwärmung und Austrocknung von Böden stehen beim Betrieb von Höchstspannungserdkabeln regelmäßig im Fokus. Eine wichtige Rolle spielen in diesem Kontext neben der technischen Auslegung des jeweiligen Kabels, der Verlegung und der Bettung auch die Eigenschaften des Bodens.

Bislang wurden in jedem Kabelprojekt individuelle Bodenwärmegutachten mit einer Vielzahl spezifischer Leitprofile für jeden einzelnen Kabelabschnitt erstellt. Um Auswirkungen der Erdkabelsysteme auf den Bodenwärmehaushalt projektübergreifend besser abschätzen zu können, hat Amprion nun ein Bodenkataster für sein komplettes Netzgebiet erstellt. Es charakterisiert alle Böden im Bereich der Netzkorridore. Der grundlegenden Auswahl von Leitprofilen liegt eine räumlich-statistische Auswertung der Flächenanteile der jeweiligen Bodentypen zugrunde. Im Auswahlprozess wurden die Kriterien von kleinmaßstäbigen Boden-Grundeinheiten über bundesweite Karteninhalte wie Bodengroßlandschaften, Bodenlandschaften oder Leitbodengesellschaften bis hin zu mittelmaßstäbigen Bodenkarten iterativ angepasst und verfeinert.

Die von einer Erdkabelverlegung betroffenen Bodenlandschaften konnten dadurch mit 13 charakteristischen Leitprofilen möglichst zutreffend und dennoch allgemeingültig für das gesamte Amprion-Netzgebiet repräsentiert werden. Neben dem räumlichen Bezug wurden auch besonders empfindliche und schutzwürdige Böden berücksichtigt.

Mithilfe des Bodenkatasters kann Amprion sowohl für aktuelle als auch kommende Projekte die Bodenwärmeentwicklung im gesamten Netzgebiet einschätzen. Somit entfallen zukünftig aufwändige projektspezifische Modellierungen mit potenziell mehr als 100 Bodenleitprofilen. Aus dem Datensatz des Bodenkatasters werden nunmehr weniger als 15 repräsentative Leitprofile übergreifend betrachtet und im Rahmen eines Gesamtgutachtens zur Bodenwärme ausgewertet. Die neue Vorgehensweise beschleunigt und vereinfacht die Genehmigungsplanung erheblich. Zudem können Kosten gesenkt und personelle Ressourcen entlastet werden. Da weniger Dienstleisterkapazitäten erforderlich sind, sichert Amprion auch die Einhaltung von Terminplänen ab.



KABELVERLEGUNG MIT OFFROAD-KABEL-TRANSPORTER

NUTZEN DER INNOVATION

Verringerung von Umwelteingriffen und flexiblere Projektierung in der Erdkabelverlegung

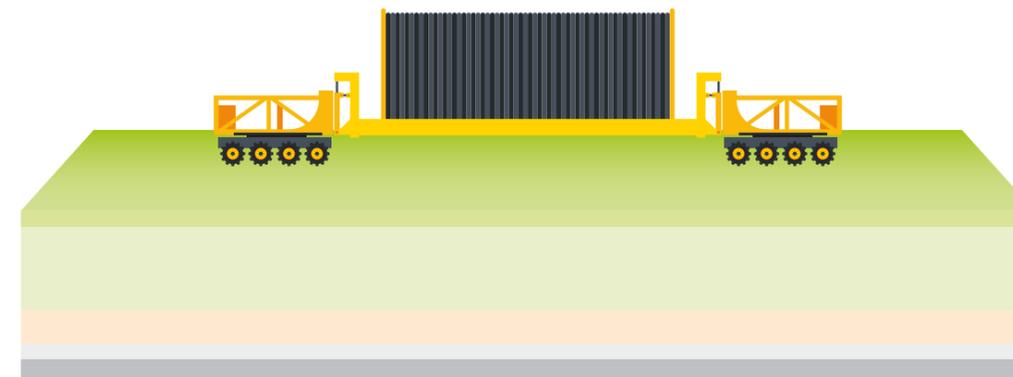


ABB. 21 Offroad-Kabel-Transporter können die Kabeltrommel auch in schwierigem Gelände zur Baustelle befördern
Schematische Darstellung

HGÜ-Kabel werden mit Schwerlasttransporten mit Gesamtgewichten von mehr als 100 Tonnen zum Einbauort auf der Baustelle befördert. Abseits von befestigten Straßen und Wegen müssen für diese Transporte Baustraßen hergestellt werden. Besonders aufwändig ist dies, wenn die Abspulplätze in bewegtem Gelände liegen.

In Zusammenarbeit mit dem Bauunternehmen Max Streicher entwickelt Amprion einen geländegängigen Offroad-Kabel-Transporter [SIEHE ABB. 21]. Er übernimmt die Kabeltrommel an der letzten für Schwertransporte befahrbaren Straße und transportiert sie zum Einbauort. Der Offroad-

Kabel-Transporter soll Strecken mit Längs- und Querneigungen von bis zu acht Prozent bewältigen. Da er eine deutlich geringere Bodenpressung als herkömmliche Schwertransporter aufweist, sind keine aufwändigen Baustraßen erforderlich. Genutzt werden sollen stattdessen Baustraßen aus Stahlplatten beziehungsweise Baggermatratzen, die ohnehin im Zuge des Materialtransports entstehen.

Durch die Geländegängigkeit des Systems lassen sich Abspulplätze auch an schlecht zugänglichen Standorten – wie zum Beispiel auf Kuppen – planen. Das ermöglicht eine deutlich flexiblere Projektierung der HGÜ-Trassen.

NUTZEN DER INNOVATION

Schnellere, kosteneffizientere und
umweltschonendere Umsetzung
von Gleichstrom-Kabelprojekten



ABB. 22 Kabelpflug im Einsatz
auf der Teststrecke im Rheiderland

Kabelpflüge kommen in Netzausbauprojekten bereits seit längerer Zeit zum Einsatz, um Kabel beziehungsweise Rohre im Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetz bis 110 Kilovolt (kV) zu verlegen.

In den Jahren 2023, 2024 und 2025 haben Versuche in norddeutschen Marschböden sowie in niederrheinischen Lößböden stattgefunden. Dafür wurden auf den Trassen der Gleichstromprojekte A-Nord und BorWin4 sowie DolWin4 etwa zehn Kilometer lange Teststrecken eingerichtet.

Im Rahmen der Versuche wurden folgende Punkte erprobt:

- die Bettung des Kabelschutzrohrs in anstehendem Boden nach dem Pflugvorgang
- die Legegenauigkeit des Kabelpflugs hinsichtlich der horizontalen und vertikalen Ausrichtung
- die Durchquerung von Gewässern dritter Ordnung mit einer Sohltiefe bis etwa 2,5 Meter
- die Anbindung an bereits verlegte Kabelschutzrohre sowie die Fortführung mit dem Kabelpflug
- die Unterquerung eines Mittelspannungskabels mit unterbrochener Führung des Kabelpflugs
- das Pflügen auf bedingt tragfähigen Böden mit Gleitski
- die Optimierung der begleitenden Baulogistik
- die bestmögliche Bettung aus bodenschutzfachlichen Gesichtspunkten

Alle Versuchsreihen wurden bodenkundlich eng begleitet. Im Ergebnis konnte der Kabelpflug von Amprion als bodenschonendes Verfahren bestätigt werden. Bis auf das Pflügen mit Gleitski sind alle Versuche erfolgreich verlaufen. Für die Arbeit auf bedingt tragfähigen Böden soll der Kabelpflug stattdessen mit Kettenlaufwerken ausgestattet werden.

Angesichts der vielversprechenden Ergebnisse wird Amprion den Einsatz des Kabelpflugs als Sonderbauverfahren in Erdkabelprojekten immer prüfen, sofern die örtlichen und bodenkundlichen Voraussetzungen vorliegen. Das ermöglicht wirtschaftliche Vorteile, da das Verfahren kostengünstiger ist als die sonst übliche offene Bauweise. Zudem wäre der Eingriff in den Boden geringer und die Methode somit umweltverträglicher. Voraussetzung ist ein Baugrund mit entsprechenden kabelthermischen Eigenschaften oder ein erhöhter Platzbedarf für die Kabeltrasse.

Im Projekt A-Nord finden in den Abschnitten in NRW weitere Kabelpflugtests statt. Dabei stehen die Optimierung des Pflugeinsatzes sowie der vorbereitenden Maßnahmen zur Baustelleinrichtung im Fokus.



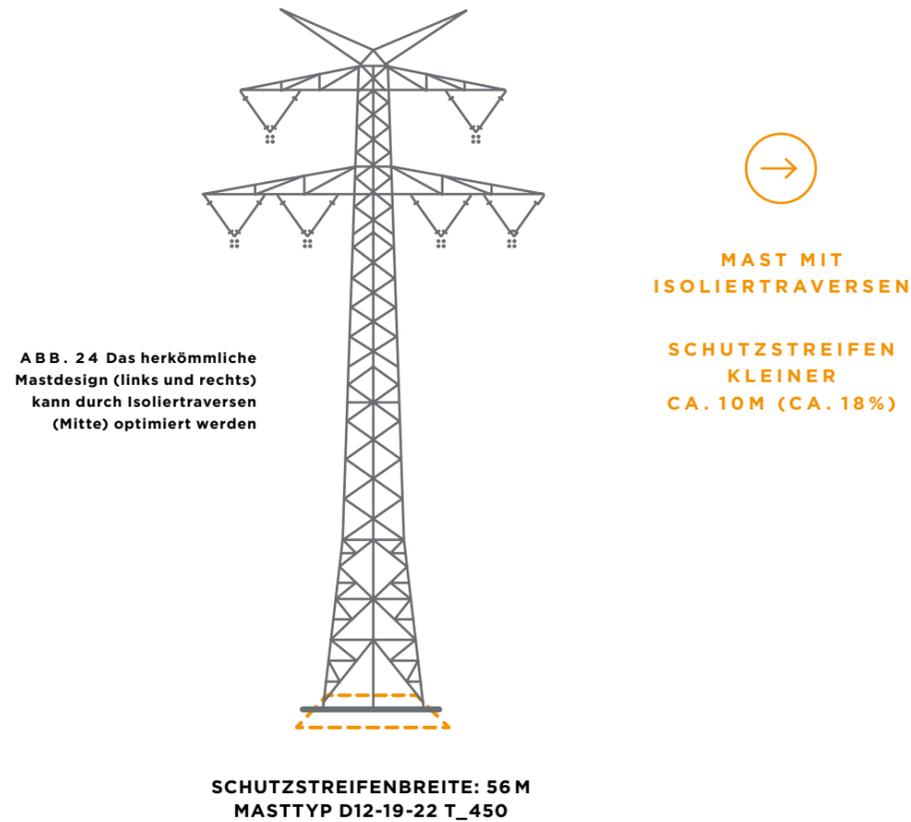
ABB. 23 Auf der A-Nord-Trasse
wurden unterschiedliche Versuchs-
reihen durchgeführt



GITTERMASTEN MIT ISOLIERTRAVERSEN

NUTZEN DER INNOVATION

Einfachere Planung von 380-Kilovolt-Masten in Bestandstrassen



Sowohl beim Bau von Freileitungen in neuen Trassen als auch beim Ersatzneubau gilt es, neue Masten so auszuwählen, dass je nach Standort das bestmögliche Verhältnis zwischen Mastbreite und -höhe entsteht. Gleichzeitig müssen technische und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Das herkömmliche Mastdesign mit Stahl-Traverse wurde in den letzten Jahren vor diesem Hintergrund bereits verbessert. Eine weitere Optimierung ist durch den Einsatz von Isoliertraverse möglich. Dabei werden die Traversen durch Isolatoren ersetzt, indem zwei waagerechte Verbundisolatoren auf Druck und zwei Verbundisolatoren als Zugisolatoren direkt am Mastschaft befestigt werden.

Die Kombination der Gittermast-Struktur mit einer Isoliertraverse ist international schon seit vielen

»Im Vergleich zu herkömmlichen Mastdesigns kann der Schutzstreifen um bis zu zehn Meter und die Masthöhe um bis zu sechs Meter reduziert werden.«

Jahren Stand der Technik und wird im europäischen Ausland bereits in der 380-Kilovolt-Spannungsebene eingesetzt. Die Technologie ermöglicht die Nutzung vorhandener 220-Kilovolt-Trassen für 380-Kilovolt-Masten, ohne dass der Schutzstreifen verbreitert

werden muss. So können neue 380-Kilovolt-Masten einfacher in bestehenden Trassen geplant werden. Im Vergleich zu herkömmlichen Mastdesigns kann der Schutzstreifen um bis zu zehn Meter und die Masthöhe um bis zu sechs Meter reduziert werden. Zudem fällt der Eingriff in das umliegende Landschaftsbild geringer aus, was zu einer besseren Akzeptanz für Netzausbauprojekte bei Waldbesitzer*innen oder Grundstückseigentümer*innen führen kann. Ziel ist es, die Bauteile zu entwickeln sowie zu prüfen.

Die nächsten Schritte beinhalten:

- Entwicklung und Design der Isoliertraverse
- Erstellung der Mastskizze
- Prüfung der Besteigbarkeit
- Erstmuster und Typprüfungen
- Erstellung einer Montageanweisung und eines Konzepts für die Instandhaltung
- Vorauswahl eines passenden Netzausbauprojektes

MULTIVENDOR-STRATEGIEN

NUTZEN DER INNOVATION

Planung vernetzter HVDC-Systeme zur Stärkung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs im europäischen Verbundnetz

Im Projekt InterOPERA arbeitet Amprion gemeinsam mit europäischen Partnern an den technischen und praktischen Grundlagen, die eine herstellerübergreifende Vernetzung von Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssystemen (HVDC-Systemen) ermöglichen – eine Voraussetzung, um beispielsweise Offshore-Windenergie länderübergreifend in gemeinsamen Offshore-HVDC-Netzen zu nutzen und die Ziele der Nordsee-Anrainerstaaten Schritt für Schritt umzusetzen.

Die Nordsee ist das Rückgrat der europäischen Offshore-Energiewende. Die Ostend Declaration, unterzeichnet von Belgien, Dänemark, Deutschland, den Niederlanden, Frankreich, Irland, Luxemburg, Norwegen und dem Vereinigten Königreich, sieht vor, dass bis 2030 insgesamt 120 Gigawatt (GW) und bis 2050 insgesamt 300 GW Offshore-Wind installiert und in die europäischen Strommärkte integriert werden.

Durch DC-seitige Vernetzung ließe sich die Verfügbarkeit der Offshore-Systeme steigern. Wenn auch DC-Landkorridore direkt mit daran angeschlossen würden, ließe sich auch die Anzahl der notwendigen Konverterstationen verringern. Ergänzend wären flexible, international vernetzte HVDC-Systeme, die mehrere Länder, Erzeuger – insbesondere Offshore-Windparks – und Verbraucher zuverlässig verbinden, hilfreich.

Die Herausforderung dabei: Bisher werden HVDC-Systeme – die zentrale Technologie für lange Offshore-Übertragungen – meist als geschlossene Lösungen von einem Hersteller realisiert. Unterschiedliche Herstellerlösungen lassen sich nicht

ohne Weiteres kombinieren. Das erschwert den modularen Ausbau, erhöht Abhängigkeiten und kann den Wettbewerb einschränken. Genau an diesem Punkt setzt InterOPERA an.

Als eines der größten europäischen Innovationsprojekte für den Stromsektor entwickelt InterOPERA die technischen und regulatorischen Grundlagen, um



ABB. 25 OBEN Rendering einer Amprion-Konverterplattform in der Nordsee



ABB. 26 LINKS Offshore-Windenergieanlagen

unterschiedliche HVDC-Komponenten – Konverter, Schaltanlagen, Schutz- und Steuerungssysteme – herstellerübergreifend kompatibel zu machen [SIEHE ABB. 27]. Damit entsteht die Basis für Multi-Vendor-HVDC-Netze, in denen beispielsweise Offshore-Windparks, Hybrid-Interkonnektoren und Netzerweiterungen flexibel zusammenspielen können.

Amprion übernimmt in InterOPERA eine zentrale Rolle: Wir leiten das Arbeitspaket zur Ausschreibungs- und Beschaffungsstrategie und gestalten so mit, wie künftige Projekte geplant, vergeben und technisch umgesetzt werden. Unser Ziel ist es, dass die in InterOPERA entwickelten Herangehensweisen und Spezifikationen nicht im Labor



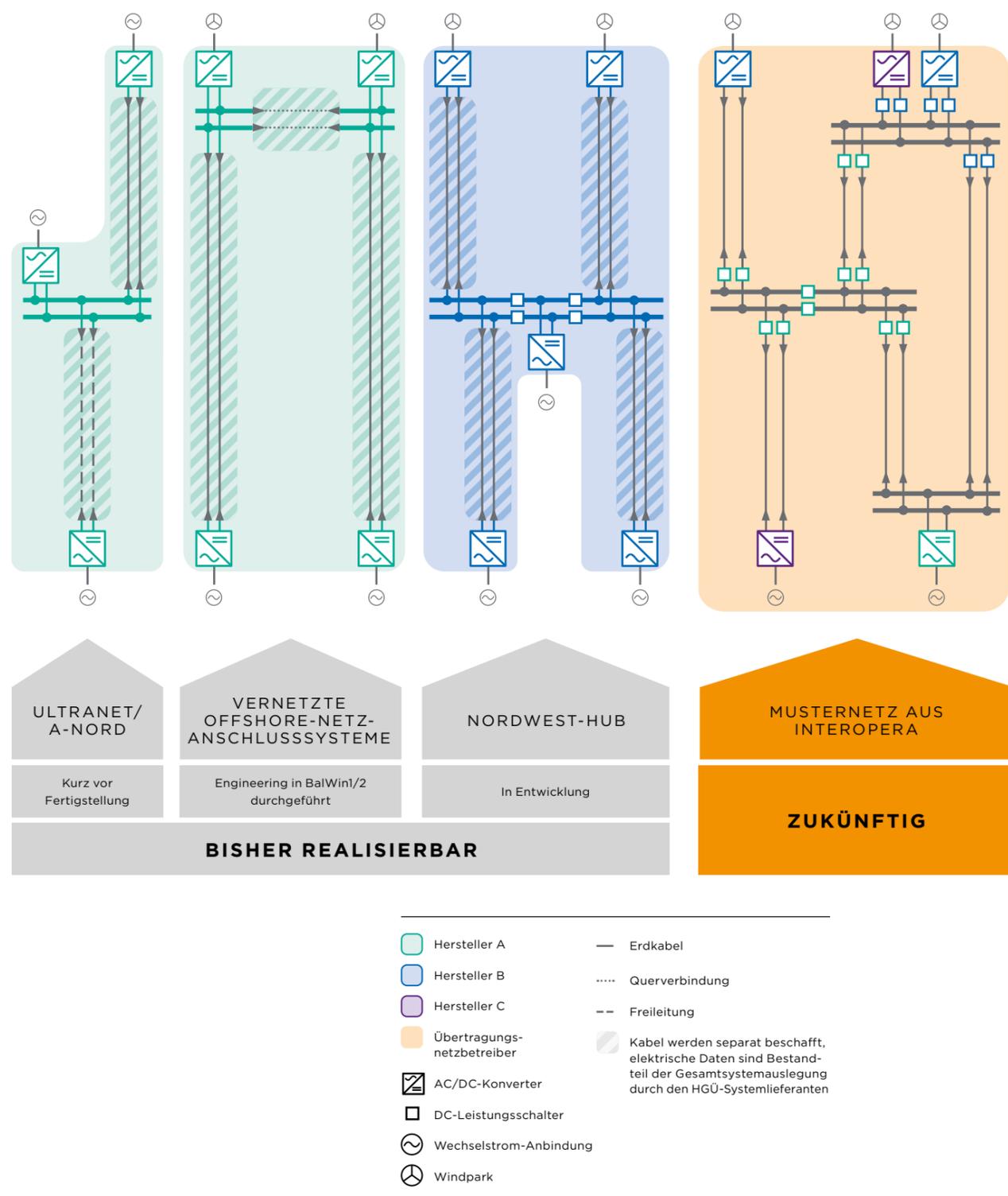
bleiben, sondern in realen Projekten anwendbar sind. Gemeinsam mit anderen Übertragungsnetzbetreibern, Herstellern und Forschungseinrichtungen bringen wir unsere Erfahrung ein – von der Netzregelung über Anforderungen an den Netzanschluss bis hin zur Frage, wie Lieferantenverträge gestaltet werden müssen, um Interoperabilität sicherzustellen und Risiken im Zusammenhang mit der neuen Multi-Vendor-Technologie fair zu verteilen.

Ein Schwerpunkt liegt auf dem Demonstrationsansatz: Damit Interoperabilität nicht nur ein Konzept bleibt, sondern auch in der Praxis funktioniert, entsteht im Rahmen von InterOPERA ein realer Demonstrator. Dort werden unterschiedliche Steuerungs- und Schutzsysteme verschiedener Hersteller unter realitätsnahen Bedingungen zusammengeführt und umfangreich getestet. Für Amprion ist dieser Praxistest entscheidend: Nur so lässt sich nachweisen, dass

die entwickelten Schnittstellen, Funktionen und Betriebsweisen auch unter echten Netzbedingungen stabil zusammenarbeiten – ein wichtiger Schritt, um Risiken für spätere Multi-Terminal-Netze frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

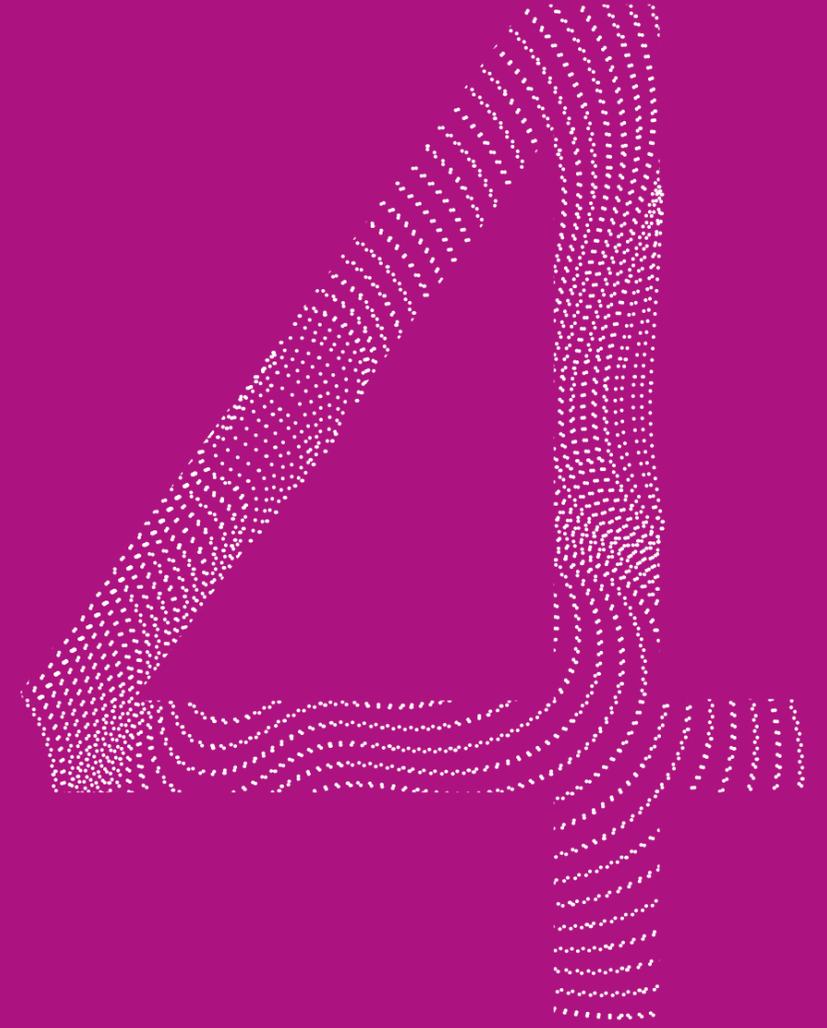
Mit dem Engagement in InterOPERA unterstützt Amprion den Weg von der politischen Zielsetzung der Esbjerg und Ostend Declarations zur praktischen Umsetzung: Wir tragen aktiv dazu bei, dass die in Studien entworfene Infrastruktur auch tatsächlich gebaut werden kann – offen für verschiedene Hersteller, modular erweiterbar und auf zukünftige Anforderungen vorbereitet. Indem wir Interoperabilität von der Planung bis in die Umsetzung mitgestalten, leisten wir einen konkreten Beitrag dazu, Europas Offshore-Ausbauziele bezahlbar, sicher und nachhaltig umzusetzen.

ABB. 27 Entwicklung der HGÜ-Vernetzung. Bei flexiblen Multivendor-Netzen beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber keine HGÜ-Systeme mehr, sondern einzelne HGÜ-Komponenten. Die Komponenten in einem System müssen zusammen funktionieren, was dann von den Übertragungsnetzbetreibern zu verantworten ist.





SYSTEM- FÜHRUNG UND BETRIEBS- KONZEPTE DER ZUKUNFT



4.1	CIM-Plattform	71
4.2	Wetterabhängige Prognosen und Wetter-Estimator	72
4.3	Kurative Systemführung	74
4.4	Optimierung von Topologiemassnahmen im Engpassmanagement	76
4.5	Probabilistische Methoden in der Netzbetriebsplanung	78
4.6	Einsatz von Robotern on- und offshore	80
4.7	Drohneinsatz zur Unterstützung im Betrieb	82
4.8	Systemstabilität 2030	84

Innovative Verfahren bringen unsere Systemführung und den Netzbetrieb auf das nächste Level. In Forschungsprojekten loten wir neue Möglichkeiten der Automatisierung aus und entwickeln unsere Prognosemodelle weiter.

CIM-PLATTFORM

NUTZEN DER INNOVATION

Erhöhung der Flexibilität und Anpassungsfähigkeit im Leitsystem der Hauptschaltleitung

Das Leitsystem von Amprion verarbeitet täglich Millionen von Daten aus dem Netz. Mit seiner Hilfe erfassen und beurteilen die Ingenieur*innen in der Hauptschaltleitung alle wichtigen Systemgrößen und Kennwerte – und stellen so auch in Extremsituationen einen verlässlichen Stromtransport sicher. Um das Leitsystem flexibel anpassen und erweitern zu können, hat Amprion in Zusammenarbeit mit dem Softwareunternehmen SOPTIM eine neue Plattform auf Basis des Common-Information-Models (CIM) entwickelt.

In Echtzeit erfasst das Amprion-Netzleitsystem die Zustände von mehr als 60.000 Schaltgeräten in über 1.000 Schaltanlagen sowie über 30.000 Messwerte. Im Zuge der Energiewende verändern sich die Anforderungen an das Leitsystem kontinuierlich, denn neue Informationen und Daten müssen verarbeitet werden. Zudem gilt es, zusätzliche Funktionen für den Systembetrieb bereitzustellen.

Mithilfe der CIM-Plattform kann Amprion neue Daten ohne Software-Anpassungen ins System aufnehmen und zwischen verschiedenen Bereichen des Systems kommunizieren. Neue Funktionen und Module können von verschiedenen Lieferanten entwickelt und angeschlossen werden. Das Common-Information-Model enthält neben Elementen für die Modellierung eines elektrischen Energiesystems auch die Semantik für eine individuelle Modellerweiterung und -ergänzung. Die Datenbank-Schemata sowie erforderliche Stamm- und Bewegungsdaten werden in Graphen-Datenbanken vorgehalten, die speziell für die Verarbeitung von CIM-Daten entwickelt wurden. Die CIM-Technologie ermöglicht zudem den Datenaustausch und die Datenkommunikation und kann bei steigenden Datenvolumina ohne Software-Anpassung skalieren.

Der durchgehende Einsatz von CIM umfasst die Datenmodellierung, Datenkommunikation und Datenvorhaltung sowie die Datenvisualisierung

»Mithilfe der CIM-Plattform kann Amprion neue Daten ohne Software-Anpassungen ins System aufnehmen und zwischen verschiedenen Bereichen des Systems kommunizieren.«

im Leitsystem der Hauptschaltleitung. Auf dieser Grundlage können neue Methoden und Verfahren zur Beherrschung der Herausforderungen der Energiewende hochflexibel und dynamisch entwickelt werden. Sie lassen sich ohne Software-Anpassungen an das System anbinden und in den operativen Betrieb überführen. Amprion hat damit ein einzigartiges Plug-and-Play-Leitsystem entwickelt.

WETTERABHÄNGIGE PROGNOSEN UND WETTER-ESTIMATOR

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung der Prognosequalität und Optimierung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs für eine höhere Übertragungskapazität im Bestandsnetz

Wetterabhängige Prognosen sind essenziell, um die Integration erneuerbarer Energien zu sichern und höhere Übertragungskapazitäten zu ermöglichen. Gemeinsam mit Partnern entwickelt Amprion dafür eigene Verfahren und ein dichtes Messnetz, das validierte Echtzeitdaten für die Systemführung liefert.

WETTERABHÄNGIGE PROGNOSEN

Amprion setzt auf zuverlässige Prognosen aus verschiedenen Quellen und Basismodellen, die für die Vermarktung der erneuerbaren Energien, für Betriebsplanungsprozesse sowie für das Einspeisemanagement im Redispatch-2.0-Prozess verwendet werden.

Um die Verfügbarkeit und die Qualität der Prognosen zu steigern, die Flexibilität zu erhöhen und um sich unabhängig von externen Infrastrukturen zu machen, entwickelt Amprion eigene Methoden. Ziel ist es, verschiedene Machine-Learning- und Deep-Learning-Verfahren in Echtzeit im Leitsystem der Hauptschaltleitung einzusetzen. Mithilfe dieser Verfahren prognostiziert Amprion verschiedene physikalische Größen in verschiedenen Dimensionen und regionaler Auflösung. Dazu gehören unter anderem die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik, die Übertragungsfähigkeit des Netzes beim witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, die Netzlast und der Energieaustausch mit den unterlagerten Verteilnetzen. Amprion trainiert und kalibriert die Modelle selbständig auf Basis neuerer Daten. Die entwickelten Modelle werden über standardisierte Schnittstellen in das Prognose-Management-

Modul des Netzleitsystems eingebunden, wo sie mit aktuellen Echtzeitdaten weiter optimiert werden.

WETTER-ESTIMATOR

Um die Übertragungskapazität im Stromnetz betrieblich zu optimieren, bieten sich verschiedene technische Optionen an. Die effizienteste Möglichkeit stellt der witterungsabhängige oder adaptive Freileitungsbetrieb (AFB) dar, da dieser ohne Netzausbau und neue Trassen auskommt. Ziel ist es, die Stromtrassen witterungsabhängig höher belasten zu können. Für die technische Umsetzung werden neue Ansätze aus dem Bereich der Wettermodell-Reanalyse-Ensembles, aber auch strömungsmechanische, statistische und Machine-Learning-Verfahren bei Amprion eingesetzt.

Im Gegensatz zu den regional eher homogenen Größen Temperatur, Luftdruck und Luftfeuchtigkeit ist die räumliche und zeitliche Simulation der Windbedingungen und der Globalstrahlung wesentlich komplexer. Um die erforderlichen Daten bereitzustellen, sind aktuell mehr als 120 Wetterstationen im Amprion-Netz in Betrieb, und das Messnetz wird kontinuierlich erweitert. Anhand der ausgewerteten

Daten kann die Systemführung die optimale Auslastung sowohl für den Realbetrieb des Netzes als auch für das Engpassmanagement auf Basis von individuellen Wetterprognosen ermitteln. Das ist vor allem deswegen wichtig, weil bei der Stromübertragung Wärme entsteht, durch die sich die Leiterseile ausdehnen. Aus Gründen der Sicherheit dürfen die Seile aber nicht zu stark durchhängen und können daher nur begrenzt belastet werden.

Eine Herausforderung im Messbetrieb ist es, dass die von den Messstationen empfangenen Daten fehlerbehaftet oder sogar manipuliert sein können. Zur Erhöhung der Resilienz des adaptiven Freileitungsbetriebs hat Amprion daher in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) erstmals einen Wetter-Estimator erforscht und implementiert. Er soll prüfen, ob die in Echtzeit empfangenen Messwerte richtig und gültig sind. Hierzu werden die Werte aller Messstationen nach den meteorologischen Messgrößen miteinander verglichen. Zum Einsatz kommt ein sogenanntes Kriging-Verfahren, das speziell für Amprion angepasst und erweitert wurde. Berücksichtigt werden Erkenntnisse aus historischen Datenanalysen sowie Topografie-Daten der Messstationen oder Daten aus dem Windatlas. Identifiziert Amprion mithilfe dieses Verfahrens

»Der Wetter-Estimator soll prüfen, ob die in Echtzeit empfangenen Messwerte richtig und gültig sind.«

Messfehler und Daten-Manipulationen, stellt der Estimator Ersatzwerte für den Echtzeitbetrieb bereit. Damit für den AFB keine zu hohen Ströme berechnet werden, schätzt der Estimator mit einer entsprechenden Toleranz die Temperatur zu hoch und die Windgeschwindigkeit zu niedrig. Insgesamt trägt der Wetter-Estimator wesentlich zur sicheren Erhöhung der Übertragungskapazität bei und reduziert die Eingriffe in die Netzführung im Rahmen des Engpassmanagements.

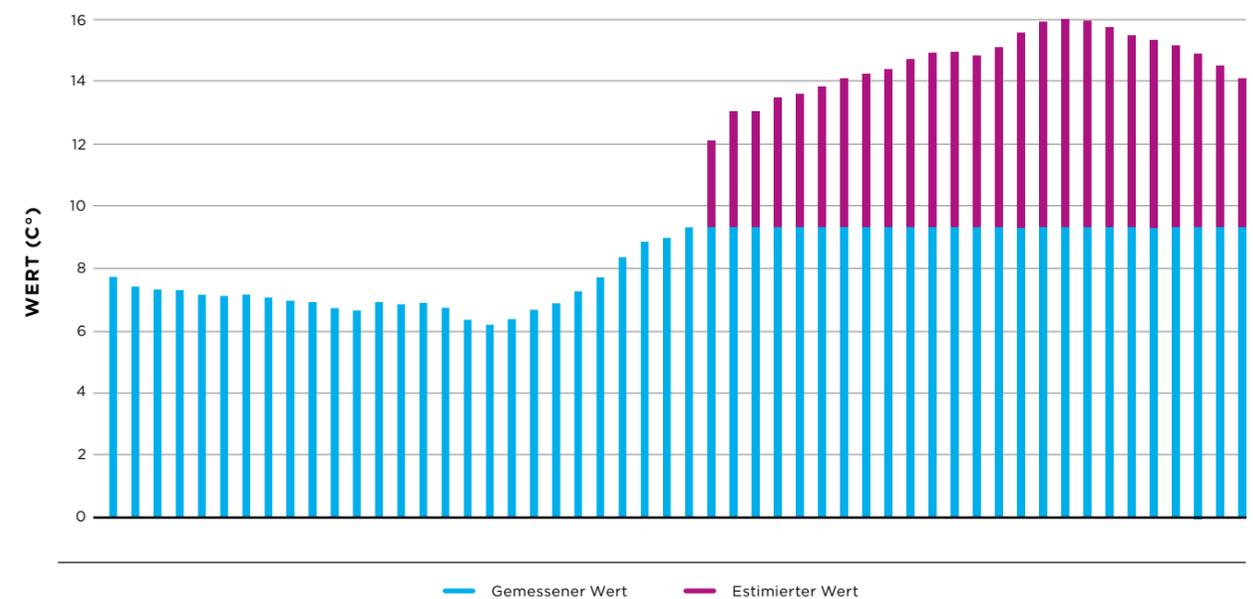


ABB. 28 Messwerte der Amprion-Wetterstationen: Fällt ein Sensor aus, übernimmt der Wetter-Estimator und berechnet plausible Ersatzwerte mit einem Sicherheitsaufschlag

KURATIVE SYSTEMFÜHRUNG

NUTZEN DER INNOVATION

Optimierung des Engpassmanagements und Reduktion von präventivem Redispatch

Die Aufwendungen für die Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetz sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Durch den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Integration europäischer Märkte ist auch mittelfristig nicht mit einer Entlastung der Netze zu rechnen. Um die Aufwendungen für das Engpassmanagement zu reduzieren, verfolgt Amprion unter anderem innovative Ansätze im Netzbetrieb. Ziel ist es, das Bestandsnetz höher auszulasten. Ein im Kontext der Höherauslastung und innovativer Technologien vielfach diskutierter Ansatz ist die sogenannte kurative Systemführung.

Im Gegensatz zu präventiven Maßnahmen werden kurative Maßnahmen erst aktiviert, nachdem es tatsächlich zu einer Störung gekommen ist. Bis zur vollständigen Wirksamkeit der kurativen Maßnahme greifen sogenannte thermische Reserven der Betriebsmittel. Diese erlauben für einen kurzen Zeitraum Ströme, die über das in der präventiven Systemführung bereits genutzte Höherauslastungspotenzial des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs [→ „**WETTERABHÄNGIGE PROGNOSEN UND WETTER-ESTIMATOR**“, SIEHE SEITE 72] hinausgehen. Dadurch können Betriebsmittel höher ausgelastet werden, bis tatsächlich eine Störung eintritt. Kurative Systemführung kann somit den Einsatz von präventivem Redispatch reduzieren und Kosten für das Engpassmanagement mindern.

Im Projekt KuPilot erprobt Amprion gemeinsam mit Partnern den Einsatz von kurativem Redispatch für die Übertragungsnetzregion Emsland. Eingebunden werden das Pumpspeicherkraftwerk Vianden (PSKW) in der Amprion-Regelzone und Offshore-Windparks (OWP) mit Anschluss in der TenneT-Regelzone. Im Pilotbetrieb sollen vorab erarbeitete Konzepte und Prozesse für den kurativen Redispatch umgesetzt und Erfahrungen im Realbetrieb gesammelt werden. Eine Leistung von 200 MW wird kurativ, also nach einem Betriebsmittelausfall, auf Seiten des OWP abgeregelt und gleichzeitig zusätz-

lich auf Seiten des PSKW eingespeist. Das Projekt beinhaltet neben dezidierten Funktionstests einen einjährigen operativen Pilotbetrieb, der im Oktober 2025 gestartet ist.

Bereits im Zuge des Projekts mussten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihre Prozesse und Systeme des Engpassmanagements für die kurative Systemführung umfassend erweitern. Kurative Maßnahmen müssen in den Vorschauprozessen und Tools der vier ÜNB stets gemeinsam mit präventiven Maßnahmen geplant werden, um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten.

Darüber hinaus sind für KuPilot Anpassungen der Leittechnik sowohl bei den ÜNB als auch bei den Anlagenbetreibern erforderlich. Denn während der Abruf präventiver Maßnahmen mit genügend Vorlauf koordiniert werden kann, muss der unmittelbare Abruf kurativer Maßnahmen im Ereignisfall vollautomatisiert umgesetzt werden – zusätzlich zur weiterhin notwendigen Koordination im Vorfeld.

Auch im Bereich der Regulatorik betreten die Projektpartner Neuland. 200 MW werden im PSKW für prognostizierte Redispatch-Bedarfe reserviert, damit die kurative Leistung im Störfall gesichert zur Verfügung steht. Dadurch entgehen dem Anlagenbetreiber Erlöse in der Vermarktung, die erstattet werden müssen. Daher stimmen die Projektpartner in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur eine auf das Pilotprojekt zugeschnittene Refinanzierung ab.

Eine Herausforderung der kurativen Systemführung liegt darin, dass für jede betrachtete Ausfallsituation eine individuelle kurative Maßnahme geplant werden kann und diese verlässlich mit anderen Netzbetreibern zu koordinieren ist. Zum anderen bringt die Höherauslastung neue Anforderungen mit sich, beispielsweise hinsichtlich der Spannungsstabilität. In KuPilot werden die komplexen Wechselwirkungen von kurativen Maßnahmen mit präventiven Maßnahmen zunächst in kleinen Dimensionen praktisch erprobt, um die Prozesse nachhaltig weiterzuentwickeln.

ABB. 29 Einsatz von kurativem Redispatch für die Übertragungsnetzregion Emsland: Eingebunden werden das Pumpspeicherkraftwerk Vianden in der Amprion-Regelzone und Offshore-Windparks mit Anschluss in der TenneT-Regelzone



Da mit dem PSKW ein Marktkraftwerk in das Pilotprojekt eingebunden ist, kann die neue Dimension der erforderlichen Reservierung beim kurativen Redispatch erprobt werden. Darüber hinaus können die Projektpartner das Kosten-Nutzen-Verhältnis der kurativen Systemführung erstmals im Realbetrieb bewerten.

Erst nach einer verlässlichen Erprobung sollen im Anschluss an den Pilotbetrieb weitere geeignete Stromkreise durch kurative Maßnahmen höher ausgelastet werden. Perspektivisch können auch weitere Marktkraftwerke eingebunden werden. Darüber hinaus könnten die ÜNB eigene Assets wie Phasenschiebertransformatoren oder HGÜ-Systeme in die kurative Systemführung integrieren.

Die Herausforderung dabei wird sein, die deutlich erhöhte Komplexität der kurativen Systemführung operativ beherrschbar zu machen. Es gilt daher, die Assistenzsysteme der Systemführung schritt-

weise weiterzuentwickeln, sodass präventive und kurative Maßnahmen sachgerecht, intuitiv und robust geplant, überwacht und koordiniert werden können. Erst dann wird es möglich sein, die Potenziale des kurativen Redispatches weiter auszuschöpfen.

OPTIMIERUNG VON TOPOLOGIEMAßNAHMEN IM ENGPASS-MANAGEMENT

NUTZEN DER INNOVATION

Effizienterer und kostensparender Netzbetrieb

Der Betrieb des Übertragungsnetzes ist durch wachsende Unsicherheiten geprägt, die unter anderem auf den steigenden Anteil an Einspeisung aus Windkraft- und Solaranlagen zurückzuführen sind. Um die Systemsicherheit weiterhin zu gewährleisten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber zunehmend Maßnahmen zur Steuerung der Leistungsflüsse im Rahmen des Engpassmanagements ergreifen. Dazu gehört die Anpassung der Leistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen (Redispatch). Eine andere Möglichkeit ist die Anpassung der Netztopologie, um Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu steuern und gegebenenfalls Netzengpässe zu beheben. Hierdurch können kostenintensive Redispatch-Maßnahmen reduziert werden. Für die Dimensionierung von Redispatch werden im Engpassmanagement bereits verschiedene rechnergestützte Optimierungsverfahren eingesetzt. Topologiemassnahmen werden heute zwar ebenfalls durchgeführt, jedoch mangels geeigneter Verfahren noch ohne Optimierungsunterstützung festgelegt.

Im Forschungsprojekt InnOpTEM (Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemassnahmen im Engpassmanagement) entwickelt Amprion daher gemeinsam mit Partnern verschiedene Verfahren zur gemeinsamen Redispatch- und Topologie-Optimierung und integriert diese in eine praxisnahe Simulationsumgebung.

Topologische Maßnahmen lassen sich grundsätzlich in drei Kategorien einteilen: Zu-/Abschaltung von Betriebsmitteln, Kupplung/Entkupplung von Sammelschienen und Sammelschienenwechsel von Betriebsmitteln. Die Optimierung dieser Maßnahmen im Übertragungsnetz ist allein aufgrund der Anzahl an möglichen Topologien eine rechnerische Herausforderung. Darüber hinaus gilt es, im Vergleich zur Optimierung von Redispatch zusätzliche technische und betriebliche Randbedingungen zu

berücksichtigen. Die Projektpartner müssen zum einen sicherstellen, dass die Optimierungsergebnisse technisch zulässig sind – etwa mit Blick auf Einhaltung von Grenzen für Spannungswinkeldifferenzen und Kurzschlussströme. Zum anderen wird untersucht, ob die Schalthäufigkeiten, die sich aus den Optimierungsergebnissen ergeben, im Netzbetrieb umsetzbar sind.

Da die Planungsdaten für das Engpassmanagement aktuell nicht alle erforderlichen Informationen zu den technischen und betrieblichen Randbedingungen enthalten, wurde im Rahmen des Projektes eine relationale Datenbank entwickelt. Sie erweitert die herkömmlichen Eingangsdaten der Betriebsplanungsprozesse um zusätzliche Informationen wie zum Beispiel Grenzwerte für Spannungswinkel- und Spannungsbetragsdifferenzen.

Weiterhin haben die Forschungspartner vier Verfahren entwickelt, die sich insbesondere hinsichtlich Rechenzeit, Genauigkeit und im Umfang der abgebildeten Randbedingungen unterscheiden:

1. geschlossene Mixed-Integer-Formulierung
2. iterative sensitivitätsbasierte Optimierung
3. Multi-Agent Deep Reinforcement Learning (KI)
4. Co-Optimierung mit heuristischer Topologie-Vorauswahl

Dabei konnten sinnvolle Topologie- und Redispatch-Maßnahmen identifiziert werden. So zei-

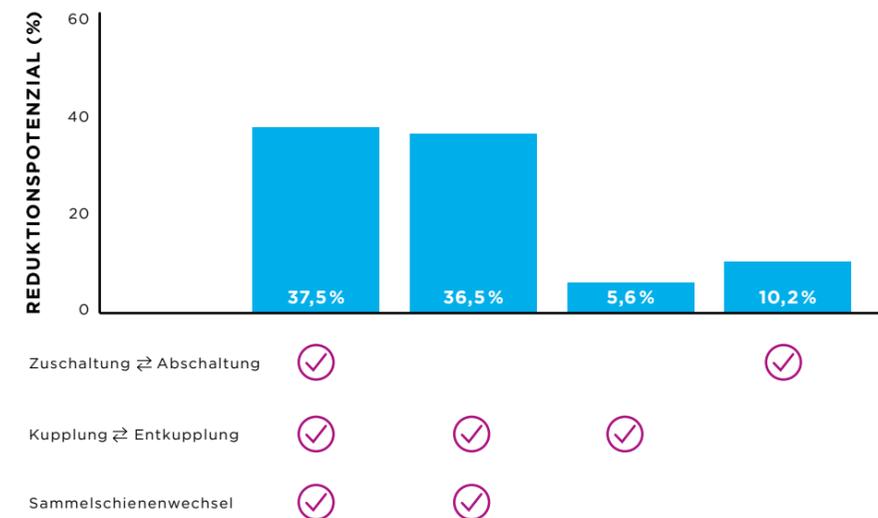


ABB. 30 Reduzierung von Redispatch durch Topologiemassnahmen im Vergleich zu Redispatch ohne Topologiemassnahmen

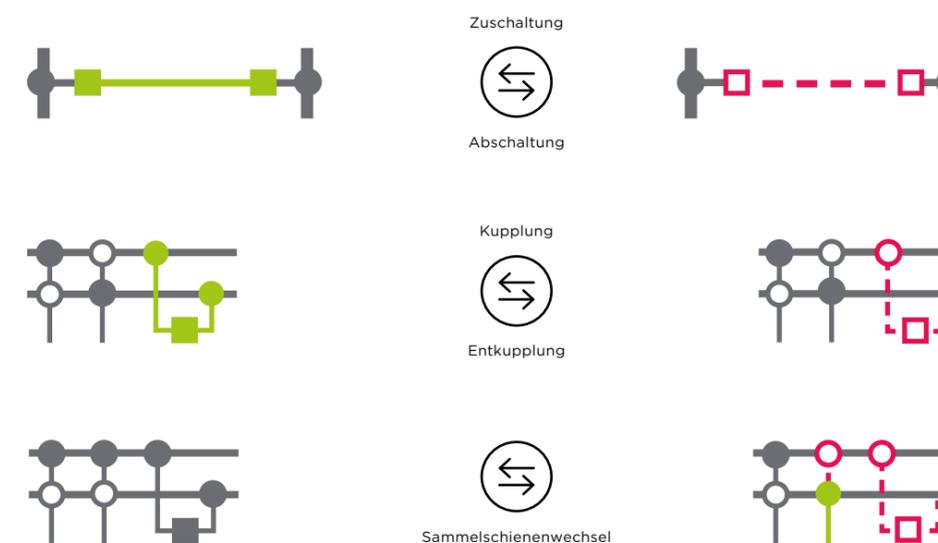


ABB. 31 Topologiemassnahmen

gen die ersten Ergebnisse der Co-Optimierung mit heuristischer Vorauswahl ein hohes theoretisches Einsparpotenzial konventioneller Redispatch-Maßnahmen von bis zu 37,5 Prozent – für den Fall, dass alle drei Kategorien topologischer Maßnahmen in der Optimierung verwendet werden dürfen. Die Prüfung aus betrieblicher Sicht hat jedoch ergeben, dass der

Schaltaufwand aktuell nicht umsetzbar ist und noch nicht alle relevanten Randbedingungen und Grenzwerte eingehalten werden können.

Untersuchungsergebnisse für die drei weiteren Verfahren sowie eine abschließende systematische Bewertung der entwickelten Ansätze werden Ende Februar 2026 veröffentlicht.

PROBABILISTISCHE METHODEN IN DER NETZBETRIEBSPLANUNG

NUTZEN DER INNOVATION

Beitrag zur Sicherstellung eines robusten und zuverlässigen Systembetriebs

Je mehr Strom aus Wind und Sonne wetterabhängig erzeugt wird und je höher die kurzfristig gehandelten Strommengen sind, desto vielfältiger gestalten sich die Herausforderungen im Übertragungsnetz, die beherrscht werden müssen. Der sichere Netzbetrieb erfordert hochgenaue Prognosen der Netznutzung, die durch den Ausbau erneuerbarer Energien, flexible Verbraucher, Speicher, Sektorenkopplung sowie deren gegenseitige Abhängigkeiten komplexer werden. Aufgrund der steigenden installierten Leistungen können zunehmend bereits kleine relative Prognosefehler zu signifikanten Abweichungen zwischen der tatsächlichen und der prognostizierten Netzbelastung führen.

Gleichzeitig gilt es, den Strom aus erneuerbaren Energien auch bei hoher Auslastung der bestehenden Netzbetriebsmittel bestmöglich zu nutzen. Diese Bestrebungen führen dazu, dass die Netze näher an ihren technischen Grenzen betrieben werden. Dabei ist es die Aufgabe der Systemführung, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes trotz steigender Unsicherheiten und einer höheren Auslastung zu gewährleisten. Dafür stehen unter anderem Maßnahmen wie Redispatch oder die Aktivierung von Netzreserve zur Verfügung, die jedoch mit hohen Kosten verbunden sind.

Vor diesem Hintergrund erforschen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) und die Universität Kassel im Projekt ProMetheUs (Probabilistische

»Eine probabilistische Betrachtung soll helfen, situationsabhängige Prognosefehler bei der Dimensionierung von Engpassbehebungsmaßnahmen zu berücksichtigen.«

Methoden für eine sichere Netzbetriebsplanung unter Unsicherheiten) probabilistische Ansätze für die Betriebsplanung. Eine probabilistische Betrachtung soll helfen, situationsabhängige Prognosefehler im Zuge der Engpassbehebung besser zu antizipieren und bei der Maßnahmendimensionierung zu berücksichtigen. Ziel des Projekts ist es, technische, methodische und prozessuale Hürden zu überwinden, um probabilistische Methoden praxistauglich zu machen.

Amprion begleitet das Projekt von einer ersten Konzeptionierung bis hin zur Entwicklung eines Software-Prototyps. In der ersten Projektphase haben die Projektpartner unter anderem Modellierungsansätze zur Abbildung von wetterbedingten Unsicherheiten in den Betriebsplanungsprozessen

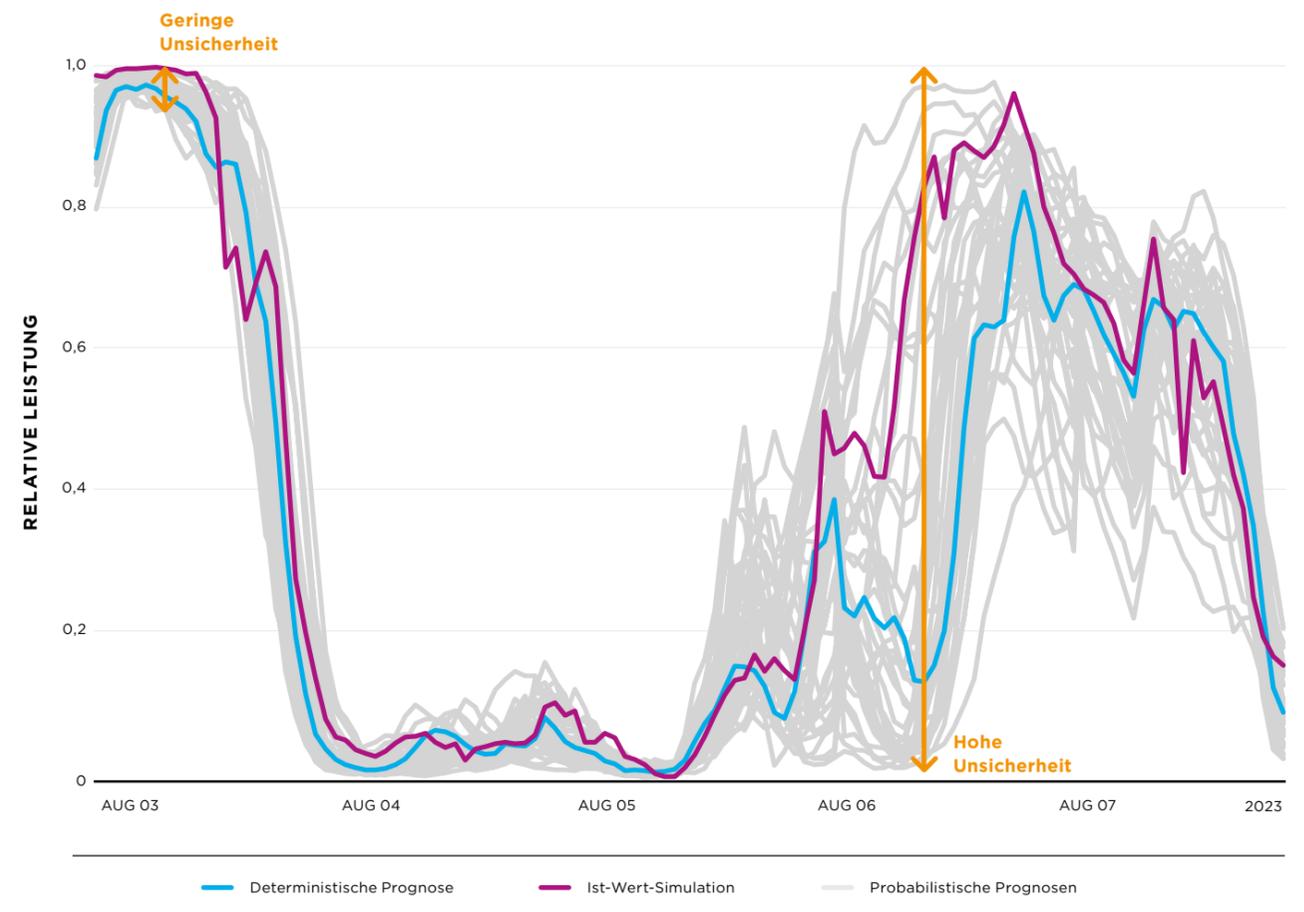


ABB. 32 Einspeiseprognosen - Beispiel für einen Windpark

aufgebaut. Weitere Module, die das Marktgeschehen und die vertikale Netzlast prognostizieren, werden entwickelt. Zudem wird ein bestehendes Optimierungsframework zur Bestimmung optimaler Engpassbehebungsmaßnahmen um stochastische Ansätze erweitert.

2026 startet ein Feldtest, in dem die Modelle und Tools unter möglichst realitätsnahen Bedingungen – mit realen Netzgrößen und Eingangsdaten – auf ihre Praxistauglichkeit untersucht werden. Basierend auf den Erkenntnissen soll abschließend eine Roadmap zur weiteren Umsetzung von probabilistischen Methoden erarbeitet werden.

EINSATZ VON ROBOTERN ON- UND OFFSHORE

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung von Sicherheit und Effizienz in komplexen Arbeitssituationen

Mit fortschreitenden technologischen Entwicklungen eröffnet die Robotik vielfältige Möglichkeiten zur Verbesserung von Arbeitsprozessen. Auch Amprion bereitet sich auf den Einsatz von Robotern im Onshore- als auch im Offshore-Bereich vor. Roboter können beispielsweise bei der Inspektion von Anlagen für die Instandhaltung unterstützen oder unerlaubtes Eindringen in unsere Anlagen erkennen. In der Instandhaltungsphase können sie deutlich häufiger Inspektionen durchführen als Menschen vor Ort. Mit ihrer spezifizierten Sensorik sind sie in der Lage, Assets zuverlässig zu überwachen und Veränderungen in den Anlagen beinahe in Echtzeit zu erfassen [SIEHE ABB. 33]. Da Roboter auf Alarme und Störmeldungen vor Ort schnell und effizient reagieren können, lassen sich Anreizezeiten von Mitarbeitenden minimieren und CO₂-Emissionen reduzieren.

Großes Potenzial bietet der Einsatz von Robotern auch im Offshore-Bereich, da die unbemannten Plattformen auf See je nach Wetterlage beziehungsweise Seegang nicht erreichbar sind. Unter diesen speziellen Bedingungen können Roboter Arbeiten sicher durchführen, die für Menschen gefährlich wären. Zudem lassen sich teure und CO₂-intensive Anreisen per Hubschrauber oder Schiff vermeiden.

Amprion plant, die Robotik als Unterstützung von Mitarbeitenden in komplexen Situationen einzusetzen und dadurch die Betriebs- und Arbeitssicherheit sowie die Effektivität zu steigern. Dafür wurde ein neues Team aufgebaut, das die Integration der Robotik gemeinsam mit Methoden der KI optimieren und gleichzeitig die Mitarbeiter*innen in den Veränderungsprozess einbeziehen soll.

»Amprion identifiziert und verprobt Anwendungsfälle für die Robotik im Onshore- und Offshore-Bereich.«

Mithilfe digitaler Zwillinge [→ „DIGITALER ZWILLING“, SIEHE SEITE 96] der Amprion-Assets wird die Integration der Robotik in unsere Anlagen und unser Netz weiter vorangebracht. Verschiedene operative Phasen werden getestet und evaluiert, um die Implementierung kontinuierlich zu verbessern.

Amprion untersucht und identifiziert Anwendungsfälle im Onshore- und Offshore-Bereich. Als Basis für die Interaktion von Robotern mit unseren Assets werden als Standard das Common-Information-Model (CIM) sowie die Erweiterung OACIM genutzt und weiterentwickelt. Ziel eines Pilotprojektes in Kooperation mit dem Amprion-Betrieb ist es, die Robotik möglichst schnell, sicher und wertschöpfend in unseren Alltag zu integrieren.



ABB. 33 Robotergestützte Thermografie: Farbige Wärmebilder machen Hotspots, also Stellen mit ungewöhnlich hoher Temperatur, sichtbar

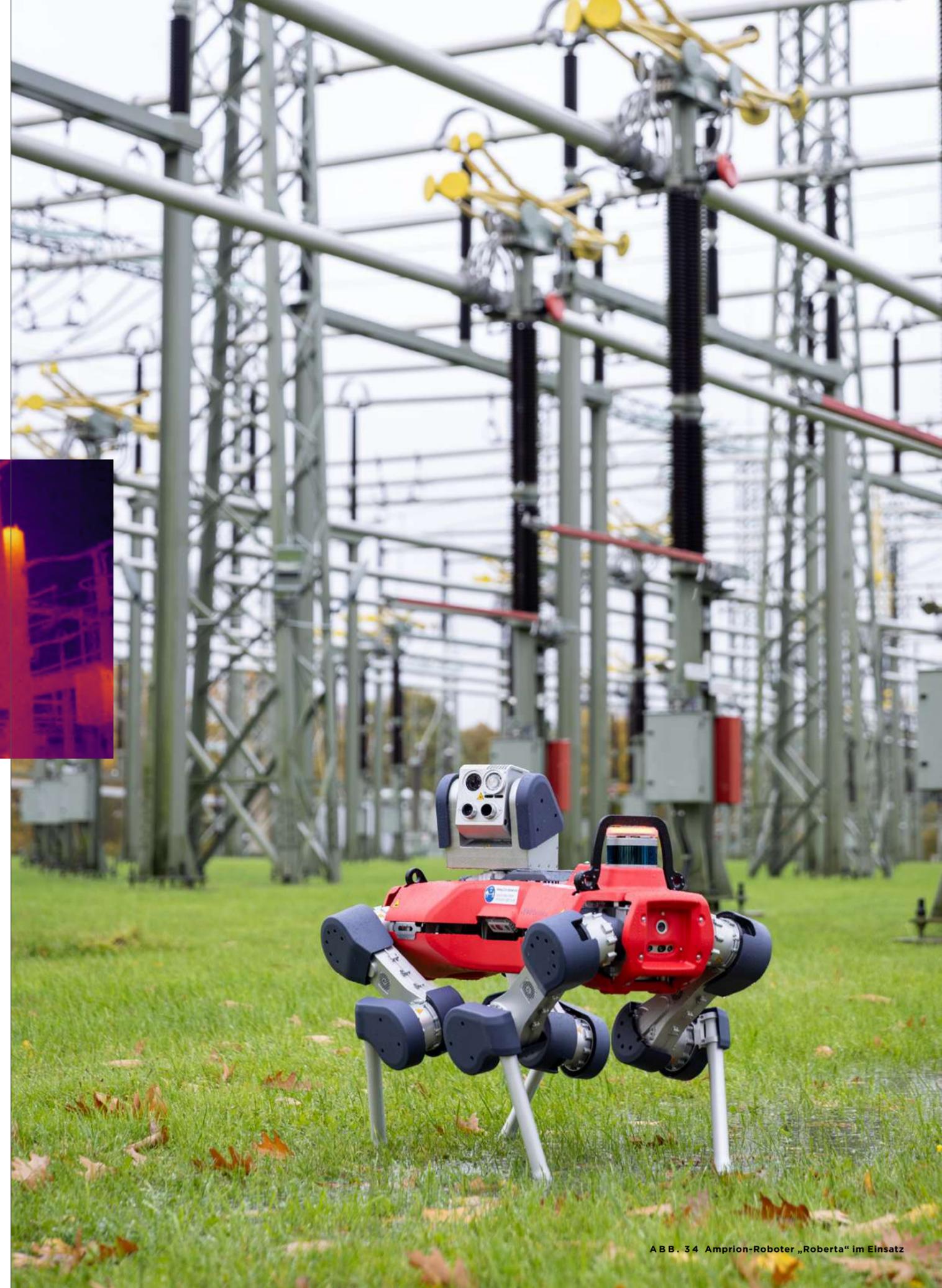


ABB. 34 Amprion-Roboter „Roberta“ im Einsatz

DROHNENEINSATZ ZUR UNTERSTÜTZUNG IM BETRIEB

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung der Effizienz bei der Instandhaltung und beim Ausbau des Netzes



ABB. 35 Amprion-Drohne verlässt die Dockingstation zur Flugmission

Amprion integriert vermehrt Drohnen in seine Betriebsprozesse. Mithilfe der hochwertigen Luftaufnahmen können Trassenräume überprüft, Baustellen überwacht sowie Thermografien und Vermessungen erstellt werden. Ein wichtiges Anwendungsgebiet ist die Inspektion von Stromleitungen und -masten. Da beim Einsatz von Drohnen keine Stromkreise vom Netz genommen werden müssen, erhöht diese Vorgehensweise die Netzverfügbarkeit. Zudem werden die Gefährdungen und physische Belastungen der Inspektionseinsätze auf Freileitungsmasten gesenkt.

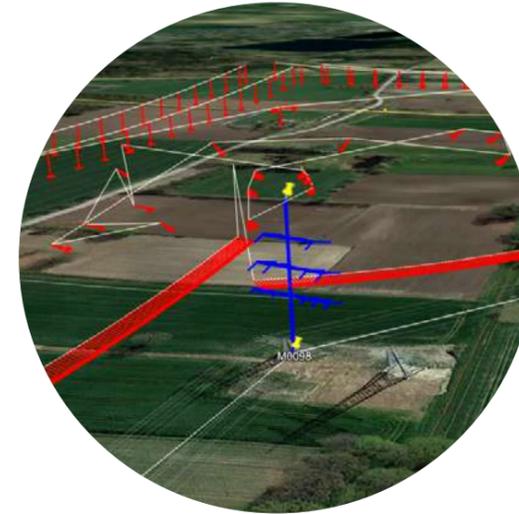
Aktuell sind bei Amprion mehr als 100 ausgebildete Drohnenpilot*innen und etwa 70 Drohnen im Bereich der Leitungstrassen und Stationen im Einsatz. Die Drohnen werden sowohl für die Instandhaltung als auch in Projekten genutzt. Dank der technologischen Weiterentwicklung konnten die Aufnahmen weiter optimiert werden.

Amprion beobachtet kontinuierlich den Markt, auf dem das Angebot für spezialisierte Technologien zunimmt. Das eröffnet neue Einsatzmöglichkeiten wie die teilautomatisierte Befliegung. Dabei haben unterschiedliche Drohnen- und Kamerasysteme in optimierten Flugmustern Aufnahmen von mehreren Hundert Masten und Spannfeldern im Amprion-Netz erstellt. Die Aufnahmen werden für KI-basierte Anwendungen und Machine-Learning-Systeme im „Data Lake“ [→ „DATA LAKE“, SIEHE SEITE 94] gesammelt, wodurch Daten für fortgeschrittene Analysen und Optimierungen ständig zur Verfügung stehen.

In einem Pilotprojekt wurde außerdem eine Drohnengarage auf einer Amprion-Umspannanlage installiert. Ziel war es, unterschiedliche Anwendungsfelder im realen Betrieb zu erproben und die Potenziale der Technologie systematisch zu evaluieren. Erprobt wurden:

- Inspektion von Gebäuden und baulichen Strukturen
- Kontrolle von Anlagenkomponenten im laufenden Betrieb
- Perimetersicherung zur Erhöhung der Anlagensicherheit
- Mapping und Kartierung der Gesamtanlage
- Dokumentation des Baufortschritts durch regelmäßige Flüge
- vergleichende Vorher-nachher-Aufnahmen zur Visualisierung von Veränderungen

Das Projekt hat gezeigt, dass Drohnensysteme einen wichtigen Beitrag für einen sicheren, wirtschaftlichen und nachhaltigen Netzbetrieb leisten können. Der autonome Betrieb kann das Risiko für Mitarbeitende in sensiblen oder gefährlichen Umgebungen minimieren. Zudem können Drohnenmissionen präzise geplant und ausgeführt werden, was die Fehlerquote reduziert und die Effizienz der Einsätze steigert. In Zukunft könnten diese Systeme durch die Integration von künstlicher Intelligenz und fortschrittlichen Energiemanagementsystemen weiter verbessert werden.



»Der Einsatz von Drohnen kann das Risiko für Mitarbeitende in sensiblen oder gefährlichen Umgebungen minimieren.«

ABB. 36 OBEN Die Abbildung zeigt das Flugmuster einer Drohne zur präzisen Inspektion von Masten und Leiterseilen - rote Markierungen veranschaulichen die Kameraausrichtung

ABB. 37 UNTEN Aktuell sind bei Amprion mehr als 100 ausgebildete Drohnenpilot*innen im Einsatz



NUTZEN DER INNOVATION

Systemstabilität durch marktbasiertere Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen

2024 wurde das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderte Forschungsprojekt Systemstabilität 2030 initiiert. Amprion übernimmt darin die Rolle des Konsortialführers. Eingebunden sind Partner aus der Forschung, Hersteller, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Zertifizierer. Das Konsortium ermittelt, welche Bedarfe zur Sicherstellung der Systemstabilität zukünftig bestehen und wie diese am besten gedeckt werden können – über technische Mindestanforderungen an Erzeugungsanlagen und Verbraucher oder über marktliche Beschaffung. Ziel ist, bereits im Projekt einen Branchenkonsens zu erreichen und parallel notwendige Maßnahmen außerhalb des Projekts anzustoßen.

SYS STAB 2030

In ihren Stabilitätsberichten stellen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber vielfältige Herausforderungen dar: höhere Transite, die Höherauslastung der bestehenden Stromkreise, schnellere und umfassendere Wechsel der Last- und Erzeugungssituation sowie die Transformation von einem System mit Synchronmaschinen hin zu Stromrichter-dominierten Erzeugungsanlagen und Großverbrauchern. Diese wirken sich schon heute auf die verschiedenen Teilaspekte der Systemstabilität aus:

- Spannungsstabilität
- Frequenzstabilität
- transiente Stabilität
- harmonische Stabilität

In naher Zukunft werden diese Auswirkungen noch erheblicher. So können vermehrt Situationen auftreten, in denen Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Um in diesen Situationen die Stabilität zu sichern, werden ein

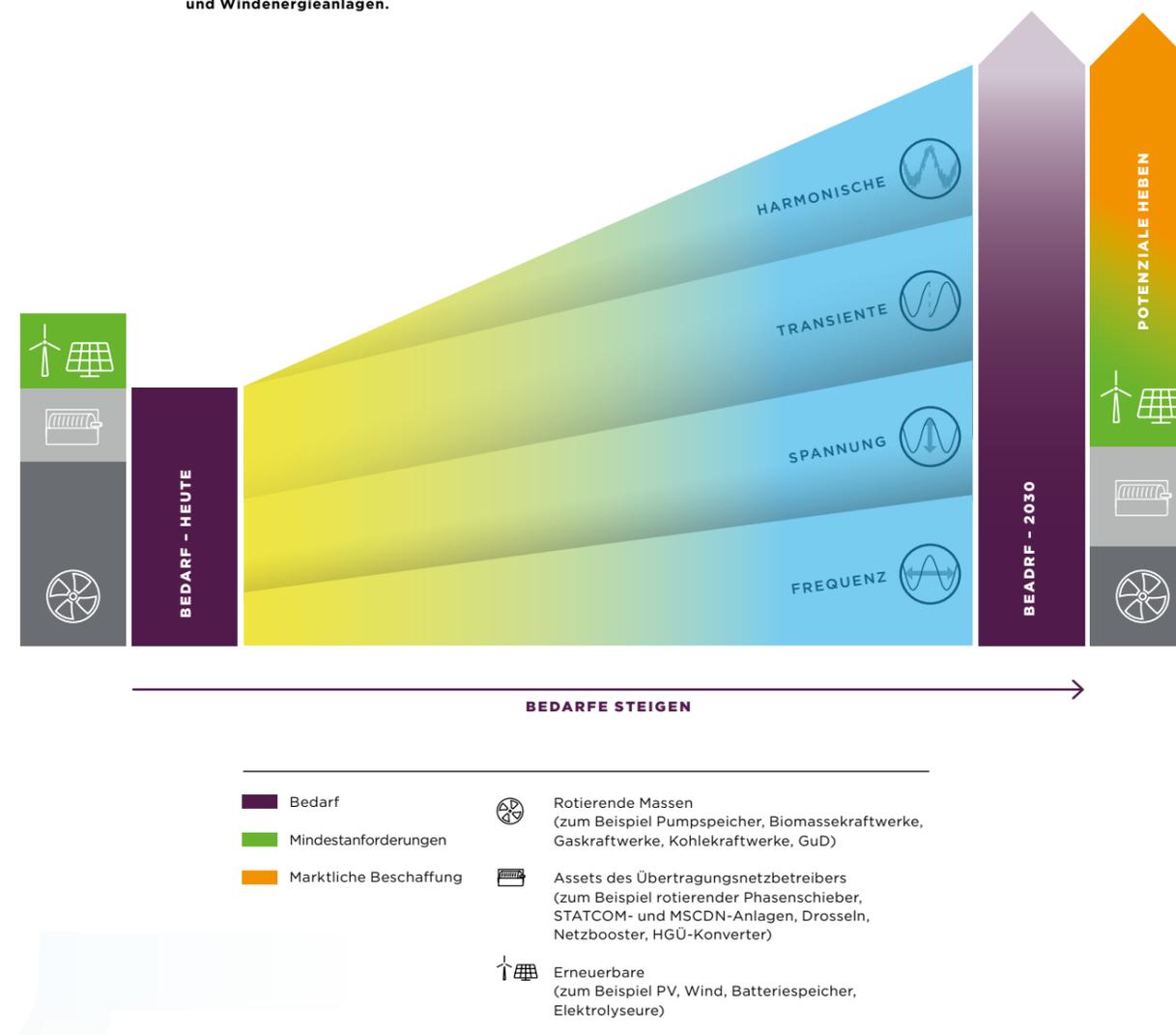
netzdienliches Verhalten und die sogenannten nichtfrequenten Systemdienstleistungen (nf-SDL) der Erzeugungsanlagen und (Groß-)Verbraucher unverzichtbar sein.

Im Projekt Systemstabilität 2030 werden unter anderem die technischen Potenziale und Hindernisse zur Erbringung von nf-SDL identifiziert und Lösungsoptionen entwickelt, um die identifizierten Bedarfe mittel- und langfristig zu decken.

Seit dem Projektstart verzeichnen die Partner gute Fortschritte. Das Konsortium hat den Stand der Technik und des Wissens, insbesondere zu Nachweisverfahren, Netzanschlussregeln, Methoden und zur Quantifizierung von Systemdienstleistungen, aufbereitet und Weiterentwicklungsbedarfe identifiziert. Ein Meilenstein war die Analyse unterschiedlicher Technologien; dabei wurden die Potenziale zum Erhalt der Stabilität herausgearbeitet. Grundlegende Konzepte wurden erarbeitet, um die nf-SDL in Mindestanforderungen und marktgestützte Beschaffung aufzuteilen.

Um die diskutierten Maßnahmen schnellstmöglich umsetzen zu können, ist die frühzeitige Einbindung aller relevanten Stakeholder*innen essenziell.

ABB. 38 Gegenüberstellung von Bedarfen und Potenzialen zur Sicherstellung der Systemstabilität von heute bis 2030: Rotierende Massen und die Assets der ÜNB können die Bedarfe zukünftig nicht mehr alleine decken. Weitere Potenziale bieten Betriebsmittel wie Elektrolyseure, Batteriespeicher, Photovoltaik und Windenergieanlagen.



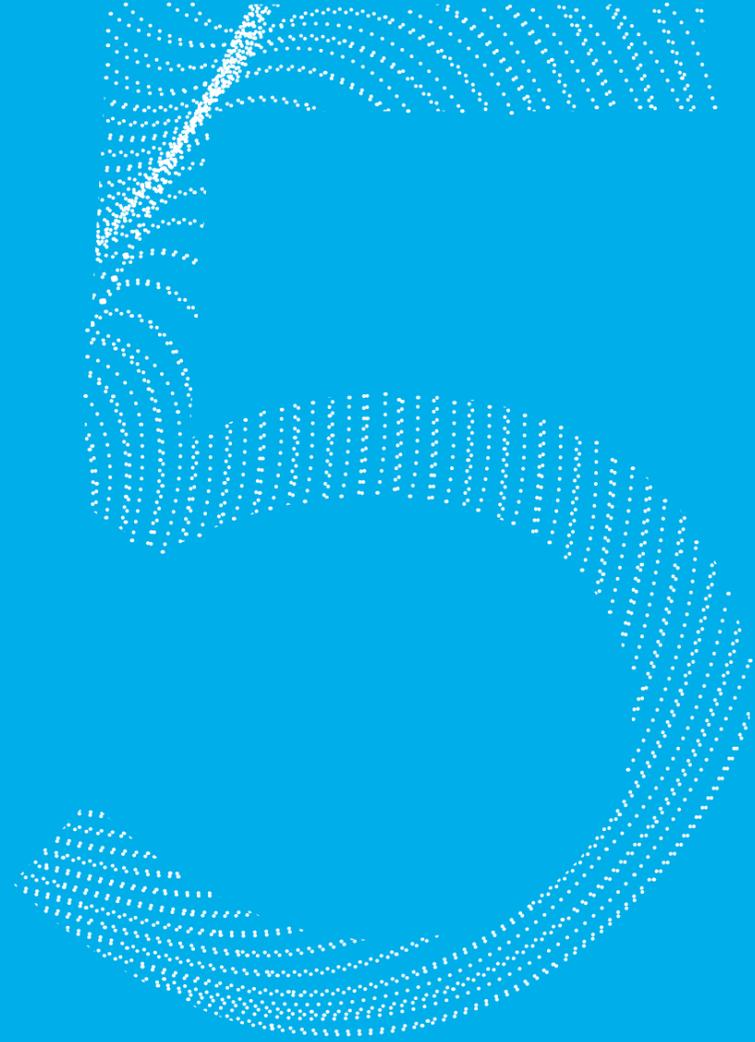
Im Rahmen erster Fachbeiratssitzungen wurde die konkrete Ausgestaltung bereits mit Vertreter*innen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) und der Bundesnetzagentur sowie weiteren Expert*innen erörtert. Weiterhin besteht eine enge Verknüpfung mit der BMWE-Roadmap Systemstabilität, um deren Prozesse zu bedienen und Ergebnisse aufzunehmen.



Das Projekt wird noch bis Ende 2026 laufen. Weitere Informationen sowie erste Ergebnisse werden unter sysstab2030.de veröffentlicht.



DIGITALISIERUNG VON UNTERNEHMENS-PROZESSEN



5.1	KI in der Dokumentenprüfung	89
5.2	Generative KI im Arbeitsalltag	90
5.3	KI in der Systemsteuerung	91
5.4	KI-gestützte Objekterkennung	92
5.5	Amprion Data Lake	94
5.6	Digitaler Zwilling	96

KI IN DER DOKUMENTENPRÜFUNG

NUTZEN DER INNOVATION

Kosteneinsparung durch effizienten formalen Prüfprozess im Dokumenteneingang

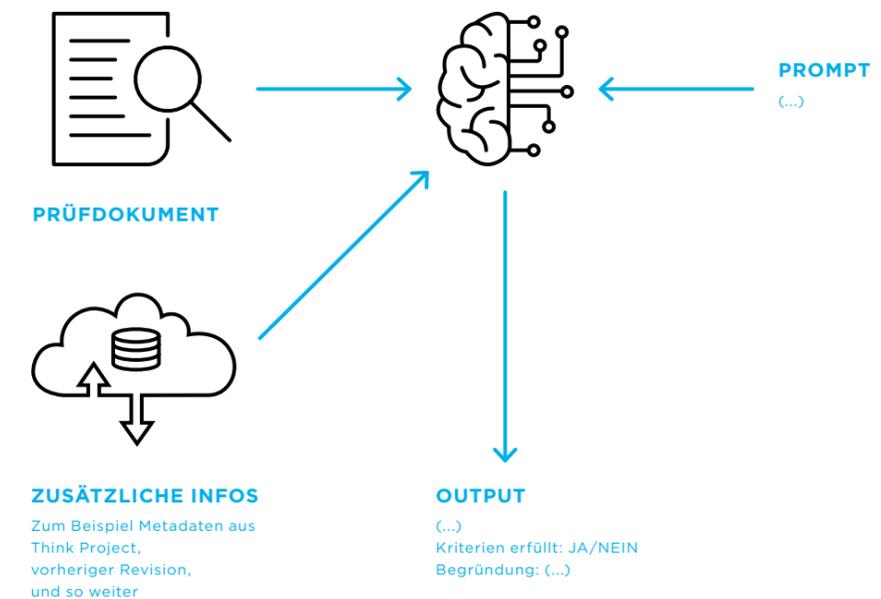


ABB. 39 Schematische Darstellung der KI-gestützten Dokumentenprüfung

Digitalisierung und KI werden zum Motor effizienter Unternehmensprozesse. Sie helfen uns, das Übertragungsnetz weiterhin sicher zu betreiben, und unterstützen Mitarbeitende bei ihren täglichen Aufgaben.

Der Ausbau der Netze sowie der Offshore-Infrastruktur zur Umsetzung der Klimaschutzziele bringt nicht nur technische und regulatorische Herausforderungen, sondern auch formalisierte Prüfungsprozesse mit sich. Aktuell müssen Dokumente von Netzprojekten sehr aufwändig händisch auf ihre formale Richtigkeit (unter anderem hinsichtlich der Deckblätter, Seitenzahlen oder Änderungsmarkierungen) geprüft werden. Das bedeutet einen großen personellen Aufwand, der teilweise nicht von den betroffenen Fachbereichen abgedeckt werden kann. So entstehen zusätzliche Kosten für die Beauftragung und Steuerung von externen Dienstleistern.

Softwarelösungen aus dem Bereich der generativen KI können diesen formalisierten Prüfungsprozess punktuell unterstützen und so die Kosten für die externe Prüfung senken. Die Herausforderung

besteht darin, die Kriterien mit hoher Verlässlichkeit richtig prüfen zu können, da KI-Systeme teilweise Probleme mit Genauigkeit und dem Erzeugen von deterministischen Ergebnissen haben. Daher prüft Amprion ein eigenes KI-System in einem Pilotprojekt und passt dieses bei Bedarf anwendungsspezifisch an.

Der erste Schritt ist ein sogenanntes Minimal Viable Product (MVP) – ein Test mit kleinem Ressourcenaufwand, der bei der Dokumentenprüfung bisher vielversprechende Ergebnisse gezeigt hat. Vor der Einführung in den Regelbetrieb wird die KI noch im größeren Umfang pilotiert, um sicherzustellen, dass sie den internen Qualitätsstandards für die formalisierte Prüfung genügt. So schafft Amprion eine zukunftsfähige Lösung mit spürbarem Mehrwert für interne Teams und Partner.

GENERATIVE KI IM ARBEITSALLTAG

NUTZEN DER INNOVATION

Unterstützung von Mitarbeitenden
und effizientere Bereitstellung von
Informationen

Die Entwicklung im Bereich der generativen KI ist rasant: In kurzen Zyklen werden neue Modelle in immer besserer Qualität entwickelt. Auch bei Amprion gibt es zahlreiche Anwendungsfälle. Daher ist im Unternehmen ein flexibles Framework entwickelt worden, an das verschiedene Sprachmodelle und weitere Tools angedockt werden können.

Um generative KI sicher nutzen zu können, wurde der interne Chatbot AmprionGPT entwickelt. Die App basiert auf dem modernsten KI-Sprachmodell GPT-5 und unterstützt Mitarbeitende unter anderem bei der Beantwortung von Fragen sowie der Erstellung, Zusammenfassung und Übersetzung von Texten.

Weitere Systeme zur Optimierung der KI werden erprobt. Dabei sollen sowohl textbasierte Inhalte wie unternehmensinterne Richtlinien als auch interne Datenbanken (unter anderem Sachdatensysteme) angebunden werden. Ziel ist es, dass Mitarbeitende so einfach wie möglich auf notwendige Daten zugreifen können. Dafür werden die KI-Tools so konfiguriert, dass sie mit einfacher Sprache ohne fachspezifische Informationen umgehen können. Damit wird Wissen leichter zugänglich, Entscheidungen werden fundierter und die Zusammenarbeit gestaltet sich einfacher.

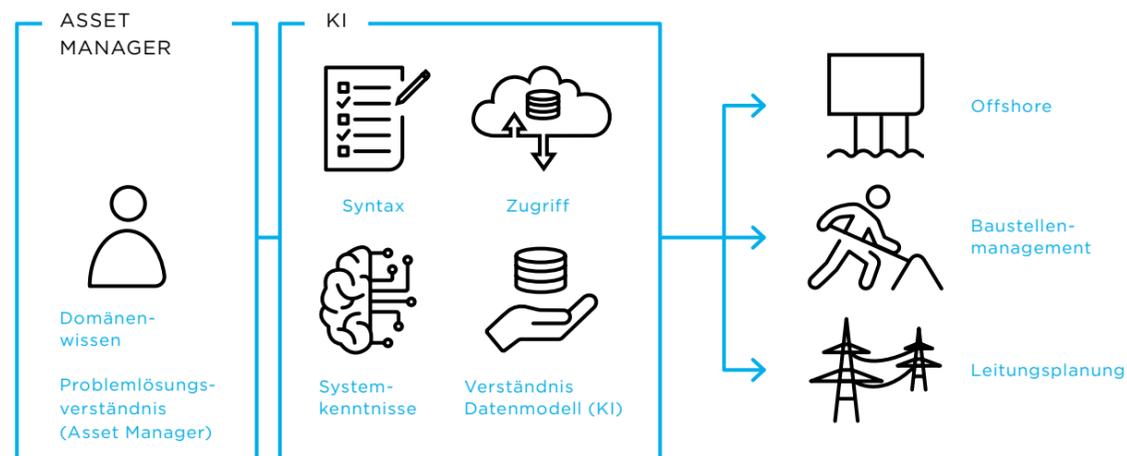


ABB. 40 Einsatz von KI in der zukünftigen Informationsbeschaffung

KI IN DER SYSTEMSTEUERUNG

NUTZEN DER INNOVATION

Steigerung der Systemstabilität durch
Lastprognosen für die Betriebsplanung

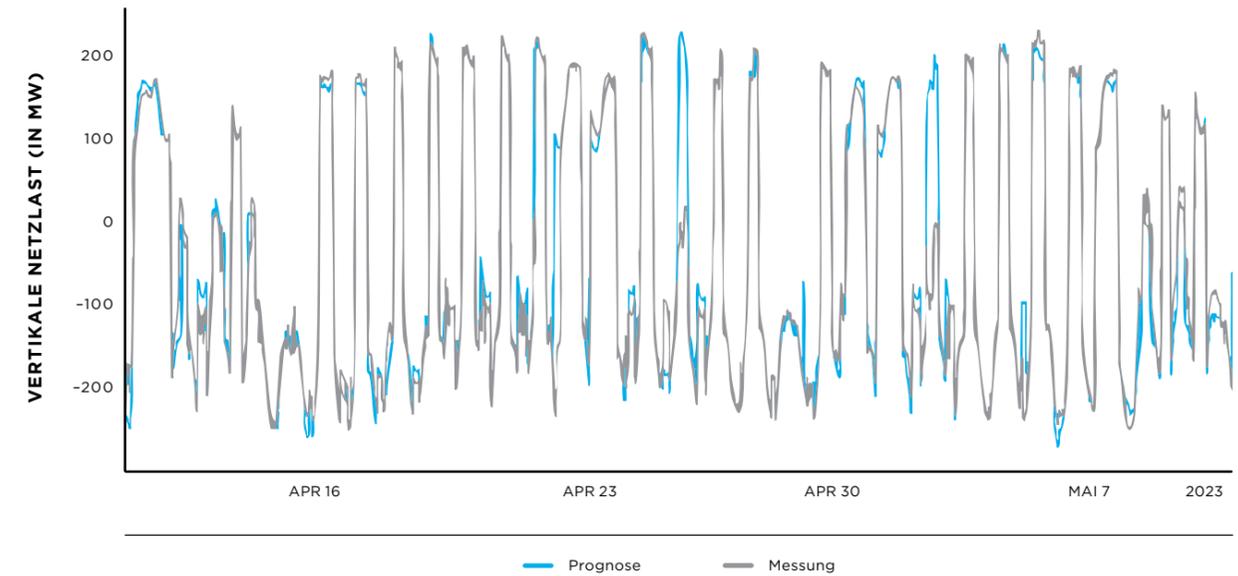


ABB. 41 Vergleich von Messung und Prognose in einem Testzeitraum. Die beiden starken Abweichungen zwischen Prognose und Messung ergeben sich aus nachträglichen Redispatch-Maßnahmen.

Um ein zuverlässiges Energieversorgungssystem sicherzustellen, bestimmen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor Echtzeit den erwarteten Lastfluss auf allen Leitungen. Dafür wurden mehrere Prognoseprozesse etabliert, deren Prognosehorizonte von wenigen Stunden bis zu sieben Tagen im Voraus reichen. Für diese Prozesse benötigen die ÜNB zahlreiche Eingangsdaten, darunter Last- und Erzeugungsprognosen. Einige Lasten und die meisten Einspeisungen konventioneller Kraftwerke sind direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen, während andere Lasten und die meisten Einspeisungen erneuerbarer Energien an unterlagerte Verteilnetze angeschlossen sind. Da die Übertragungs- und Verteilnetze über Transformatoren verbunden sind, ist es wichtig, die sogenannte vertikale Netzlast (VNL) für kurzfristige Horizonte, zum Beispiel 1 bis 168 Stunden vor Echtzeit, an den Transformatoren zu prognostizieren.

Die VNL hängt von den Einspeisungen und Lasten ab, die an das unterlagerte Verteilnetz angeschlossen sind, und diese wiederum hängen von Wetterbedingungen, wirtschaftlichen Faktoren sowie zeitlichen und saisonalen Effekten ab. Die Lastprognose ist schon lange Zeit im Fokus der Forschung. Hier wurden sowohl klassische statistische Modelle als auch Techniken des maschinellen Lernens und Deep Learning evaluiert. Die Fortschritte durch Deep Learning bringen jedoch Herausforderungen wie erhöhte Komplexität und mangelnde Transparenz mit sich. Darüber hinaus erfordert die Komplexität des Deep Learning oft beträchtliche Rechenressourcen und Trainingszeit, insbesondere bei großen Datensätzen.

Für Amprion als ÜNB sind transparente Ansätze besonders wichtig. Deshalb liegt der Schwerpunkt bei der Auswahl der KI-Modelle auf überwachten Lerntechniken. Darüber hinaus wird eine Methode benötigt, die trotz unvollständiger und unsicherer Informationen eine gute Prognose ermöglicht – denn die zur Bestimmung der VNL erforderlichen Lasten und Einspeisungen der unterlagerten Verteilnetze sind oft erst sehr kurz vor Echtzeit verfügbar. Um die Modelle zu trainieren, werden unter anderem historische Messwerte verwendet.

Hierfür vergleicht und testet Amprion verschiedene Machine-Learning-Modelle. Das Modell mit den besten Ergebnissen hinsichtlich Performance, Transparenz und Recheneffizienz wird derzeit im Testbetrieb eingesetzt.

KI-GESTÜTZTE OBJEKTERKENNUNG

NUTZEN DER INNOVATION

Effizientere, teilautomatisierte
Dokumentation sowie Bestands-
aufnahme von Netz-Assets

ABB. 42 Amprion-Strommast mit Nistkästen für Wanderfalken. Künstliche Intelligenz wird zukünftig helfen, Standorte und Nistkastentypen zu erfassen.



Neue KI-Entwicklungen im Bereich der Bilderkennung können Amprion helfen, Komponenten und Anomalien im Netz zu erkennen. Ein Modell wurde beispielsweise zur Erkennung von Vogelnistkästen entwickelt.

Die Überwachung und Unterstützung der ökologischen Belange wird für Netzbetreiber zunehmend wichtiger. Masten kreuzen oft natürliche Lebensräume und können genutzt werden, um Vogelnistkästen zu platzieren und so Vögel von gefährlichen Nistplätzen abzulenken. Hierdurch werden Stromausfälle verhindert und Vögel geschützt. Bei der Erkennung der Nistkästen soll zukünftig KI zum Einsatz kommen, sodass Standort, Datum und Nistkastentyp lückenlos erfasst werden. Die vollständige und standardisierte Dokumentation erleichtert die Instandhaltung, verbessert die Umweltberichterstattung und unterstützt die Erfüllung gesetzlicher Pflichten.

Um das reale Spektrum des Amprion-Netzes widerzuspiegeln, wurde ein Trainingsdatensatz aus verschiedenen Quellen erstellt. Dazu gehören Luftbilder aus Helikopterinspektionen, Drohnenaufnahmen sowie Archivbilder, die bei Mastbesteigungen aufgenommen wurden. Um ein robustes Modell zu erzeugen, enthielt der Trainingsdatensatz auch Bilder ohne Nistkästen.

Für das Modell wurden „You Only Look Once“-Architekturen (YOLO) verwendet, die für Echtzeit-Objekterkennungsaufgaben optimiert sind. Nach der Erprobung verschiedener Varianten wird das Modell inzwischen eingesetzt, um automatisch Nistkästen auf neu aufgenommenen Bildern zu erkennen.



»Die Überwachung und Unterstützung der ökologischen Belange wird für Netzbetreiber zunehmend wichtiger.«

ABB. 43 Nistkasten für Wanderfalken. Amprion platziert die Kästen gezielt, um Stromausfälle zu verhindern und Vögel zu schützen.



NUTZEN DER INNOVATION

Aufbau einer technischen Basis für zukünftige KI-Anwendungen, Datenanalyse- und Optimierungsprozesse

In einer zunehmend vernetzten Welt gewinnt die Verfügbarkeit und Qualität von Daten an Bedeutung. Bereits heute sammelt Amprion Daten, um bestehende Prozesse zu analysieren und zu optimieren. Doch zugleich dienen diese Rohdaten als Ausgangspunkt für Anwendungen, die sich erst in kommenden Jahren konkretisieren werden – etwa um optimierte Entscheidungen in Echtzeit zu treffen und immer dynamischere Stromnetze zu steuern. Die Speicherung von Rohdaten ermöglicht es zukünftigen Analyseverfahren, Muster zu erkennen, die heute noch nicht sichtbar sind. Amprion beginnt daher schon jetzt, strukturiert und weitsichtig Daten zu sammeln – und schafft somit die Grundlage für eine Infrastruktur, die Innovation nicht nur erlaubt, sondern aktiv fördert.

Um die Potenziale künftiger Technologien zu erschließen, braucht es schon heute eine präzise technische Basis. Hier setzt das Projekt Amprion Data Lake (ADLA) an, das bei Amprion eine zentrale Data-Lake-Infrastruktur auf der hybriden Cloud-Plattform Microsoft Azure etabliert. In diesen Data Lake fließen unterschiedlichste Rohdaten aus verschiedenen Quellsystemen ein. Sie bilden den Ausgangspunkt für automatisierte Verarbeitungsschritte, in denen aus unverarbeiteten Informationen nutzbare Datenprodukte entstehen.

Die Anbindung der Datenquellen erfolgt nachhaltig und automatisiert. Dabei werden die Rohdaten nicht gelöscht, sondern bewusst archiviert, sodass sie für zukünftige Analyseanforderungen jederzeit verfügbar und rekonstruierbar bleiben. Denn Daten sollen nicht nur einmal nützlich sein, sondern mehrfach wirken – bei bekannten und unbekanntem Fragestellungen gleichermaßen. Der Aufbau eines Data Lakes ist daher keine kurzfristige Maßnahme, sondern eine strategische Investition in die Zukunft intelligenter Technologien.

Kommende Initiativen zur Datenanalyse bei Amprion können auf die ADLA-Daten zurückgreifen. Dadurch wird insbesondere der Zeitaufwand für die manuelle Vorverarbeitung signifikant reduziert. Analyst*innen können sich auf das Wesentliche konzentrieren: die Interpretation, Modellierung und Weiterentwicklung datenbasierter Erkenntnisse.

Durch weitere Initiativen hat sich ADLA vom klassischen Data Lake zum modernen Lakehouse gewandelt. Damit werden die Stärken zweier Konzepte kombiniert – die flexible Speicherung roher Daten des Data Lakes und die strukturierte, performante Analyseumgebung eines Warehouses.

Zukünftig soll sich die Plattform zu einem zentralen Anlaufpunkt für alle Mitarbeitenden weiterentwickeln, die Data Analytics zur Optimierung von Geschäftsprozessen nutzen wollen. Mit ADLA werden sie aus einer Hand Daten und die benötigte, flexible Infrastruktur für kurzfristig umsetzbare und nachhaltige Analytics-Lösungen erhalten.

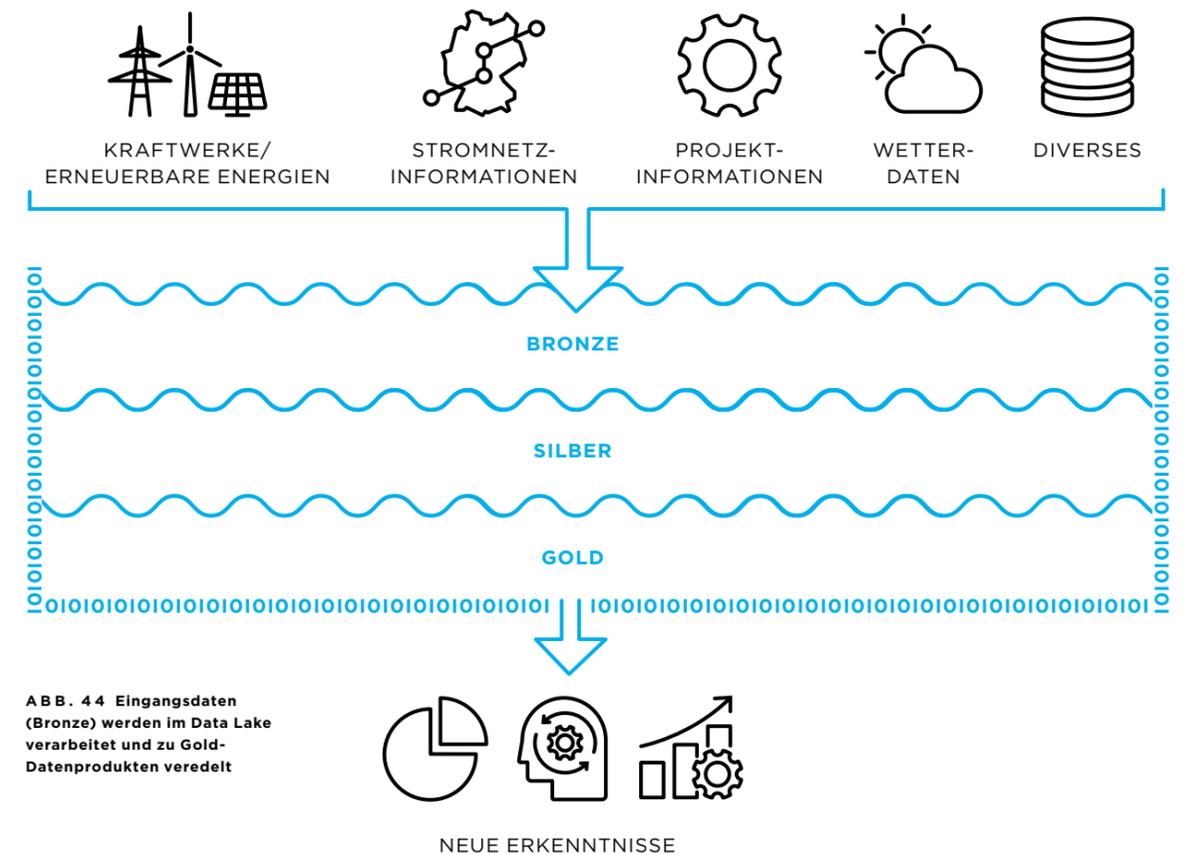


ABB. 44 Eingangsdaten (Bronze) werden im Data Lake verarbeitet und zu Gold-Datenprodukten veredelt

NAPLA: NACHHALTIGKEITSKENNZAHLEN FÜR DEN DATA LAKE

Die Nachhaltigkeitsplattform von Amprion, kurz NAPLA, gehört zu den Datenkonsumenten, die bereits den Data Lake nutzen. NAPLA ist vor dem Hintergrund der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) entstanden. Durch die CSRD müssen Unternehmen künftig nach einheitlichen Standards und auf höherem Qualitätsniveau über wesentliche Nachhaltigkeitsaspekte in den Bereichen Umwelt (Environment), Soziales (Social) und Unternehmensführung (Governance) berichten. Die CSRD fordert die Integration der Nachhaltigkeitsberichterstattung in den Geschäftsbericht, um eine transparente und umfassende Darstellung der Fortschritte und Herausforderungen zu gewährleisten.

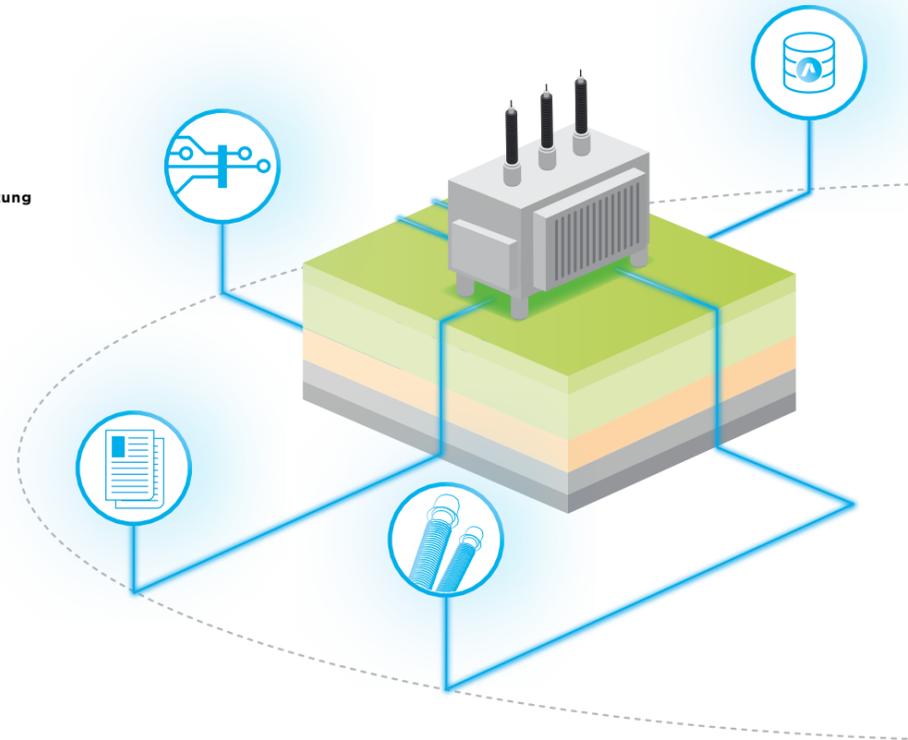
Nach CSRD besteht für Amprion voraussichtlich ab dem Jahr 2028 eine gesetzliche Berichtspflicht für das Berichtsjahr 2027. Um auf die neuen Anforderungen bestmöglich vorbereitet zu sein, hat Amprion NAPLA als Inhouse-Softwarelösung entwickelt, die eine zuverlässige Erfassung von Nachhaltigkeitskennzahlen ermöglicht. Die Software ist modular aufgebaut und besteht aus drei zentralen Komponenten [SIEHE ABB. 46], die sich nahtlos in ein kohärentes Gesamtsystem einfügen. Als fester Bestandteil des zukünftigen Nachhaltigkeitsmanagementsystems von Amprion soll diese Lösung einen minimalen Aufwand für Wirtschaftsprüfer*innen und eine anwenderfreundliche Datenerfassung und -verarbeitung ermöglichen.

DIGITALER ZWILLING

NUTZEN DER INNOVATION

Effizienterer Umgang mit Daten für
Analysen, Roboterinspektionen und
KI-Anwendungen

ABB. 45 Digitaler Zwilling zur
gemeinsamen und effizienten Nutzung
unterschiedlichster Daten



Durch die steigende Anzahl an Daten und die zunehmende Komplexität der Geschäftsprozesse ist ein effizienter Umgang mit digitalen Informationen zu Assets des Übertragungsnetzes – also Anlagen und Leitungen – essenziell. Hierfür nutzt Amprion digitale Zwillinge. Ziel ist es, verschiedene Datenwelten, darunter elektrotechnische, bautechnische und betriebswirtschaftliche Informationen, zu vereinen.

Die digitale Erfassung und Verknüpfung aller anfallenden Informationen zu einem Asset entlang seines Lebenszyklus – Planung, Errichtung und Betrieb bis Demontage – liefert einen Mehrwert, insbesondere im Hinblick auf die Wiederverwertung und die eindeutige Herkunft von Daten sowie die Sicherstellung aktueller Datenstände. Damit erzeugen wir einen Wissensgraphen – eine strukturierte Speichermethode von Wissen, die Vorteile bei zukünftigen Analysen bietet.

Ein wichtiger Bestandteil des digitalen Zwillings bei Amprion liegt in der Integration der Robotik [[→ „EINSATZ VON ROBOTERN ON- UND OFFSHORE“, SIEHE SEITE 80](#)]. Roboter können Fotos und aufgenommene Daten (zum Beispiel Thermogramme) im digitalen Zwilling an das entsprechende Asset knüpfen, sodass sie aktiv für Analysen und Optimierungen nutzbar werden. Darüber hinaus ermöglicht der digitale Zwilling Simulationen, die am realen Asset nicht durchführbar wären.

Durch die Verknüpfung verschiedener 3D- und Datenmodelle sowie Geo- und Asset-Informationen entsteht ein umfassendes digitales Abbild des Amprion-Netzes. Auf einer zentralen Plattform (Digital-Twin-Plattform) sammelt Amprion assetbezogene Daten aus verschiedenen Quellsystemen und dem Data Lake [[→ „AMPRION DATA LAKE“, SIEHE SEITE 94](#)].

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Kontextualisierung von Daten. Dabei werden die Beziehungen zwischen Daten dargestellt – beispielsweise indem beschrieben wird, wie Messwerte und Geopositionen zu Transformatoren gehören. Durch die Erkennung von Dokumenten wie Bauplänen und Handbüchern, die einem spezifischen Asset zugeordnet sind, werden die Daten sinnvoll verbunden und erweitern den Wissensgraphen. So können komplexe Zusammenhänge besser verstanden und dargestellt werden, wodurch Effizienz und Sicherheit im Netzbetrieb steigen.





DANK

Die Geschäftsführung von Amprion dankt allen Mitarbeiter*innen, die dazu beitragen, neue Technologien und neue Lösungen zu entwickeln, zu erproben und in der Praxis einzusetzen. Sie machen Amprion zu einem innovativen Unternehmen.

An der Erstellung dieses Berichts haben mitgewirkt:

Stephan Baack	Dr. Jan Kellermann	Martin Roggmann
Dr. Michael Baranski	Patrick Kleu	Rüdiger Schaden
Dr. Rüdiger Barth	Dr. Marie-Louise Kloubert	Henner Schmidt
Dr. Steffen Beck-Broichsitter	Dr. Jörn Koch	Thomas Schneider
Manuel Blumenthal	Sebastian Koschel	Dr. Alexander Schütz
Julian Deumlich	Dr. Julian Lichtinghagen	Sebastian Stein
Dr. Kai Flinkerbusch	Pia Maria Linzner	Dr. Laura Thesing
Kathrin Gallus	Sebastian Lux	Kübranur Varli
Markus Geulen	Henning Marquardt	Nico Voigt
Melina Groß	Marco Mastrippolito	Lukas Zantopp
Jochen Haude	Peter Milchert	Catharina Zollmarsch
Dr. Alexander Helmedag	Dr. Moritz Mittelstaedt	
Nicole Kaim-Albers	Dr. Lena Müller	

IMPRESSUM

HERAUSGEBER

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund
Telefon 0231 5849-14109
E-Mail info@amprion.net

ANSPRECHPARTNER

Henning Marquardt (U-SI)

KONZEPTION UND GESTALTUNG

Alexandra Kükelheim, Hannah Pohlmann,
Yanna-Lisa Schreiber, Nadja Wilk, Berit Urbaniak

REDAKTION

Alexandra Brandt, Maria Bechert,
Julian Deumlich, Liliia Makovii, Martin Roggmann

DRUCK

Bitter & Loose, Greven

ILLUSTRATION UND FOTOGRAFIE

Amprion GmbH	S. 35, 80, 83, 86, 92, 93
Björn Behrens	S. 60, 61
Buro Kiem	S. 26–27
Johannes Döppler	S. 32–33
Mark Hützen	S. 18, 19
iStock	S. 26–27, 64–65, 66
Claus Langer	S. 68
Daniel Schumann	S. 10, 14–15, 16, 17, 39, 41, 45, 81, 82, 83, 92–93, 97, 98–99
Julia Sellmann	S. 7, 9 (unten), 10
Tractebel Overdick GmbH	S. 4, 5, 9 (oben), 65
Nadja Wilk	Titel
Robert Winter	S. 54



Sie haben Rückfragen oder Anregungen?

Treten Sie mit uns in Kontakt
unter innovation@amprion.net

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

Januar 2026