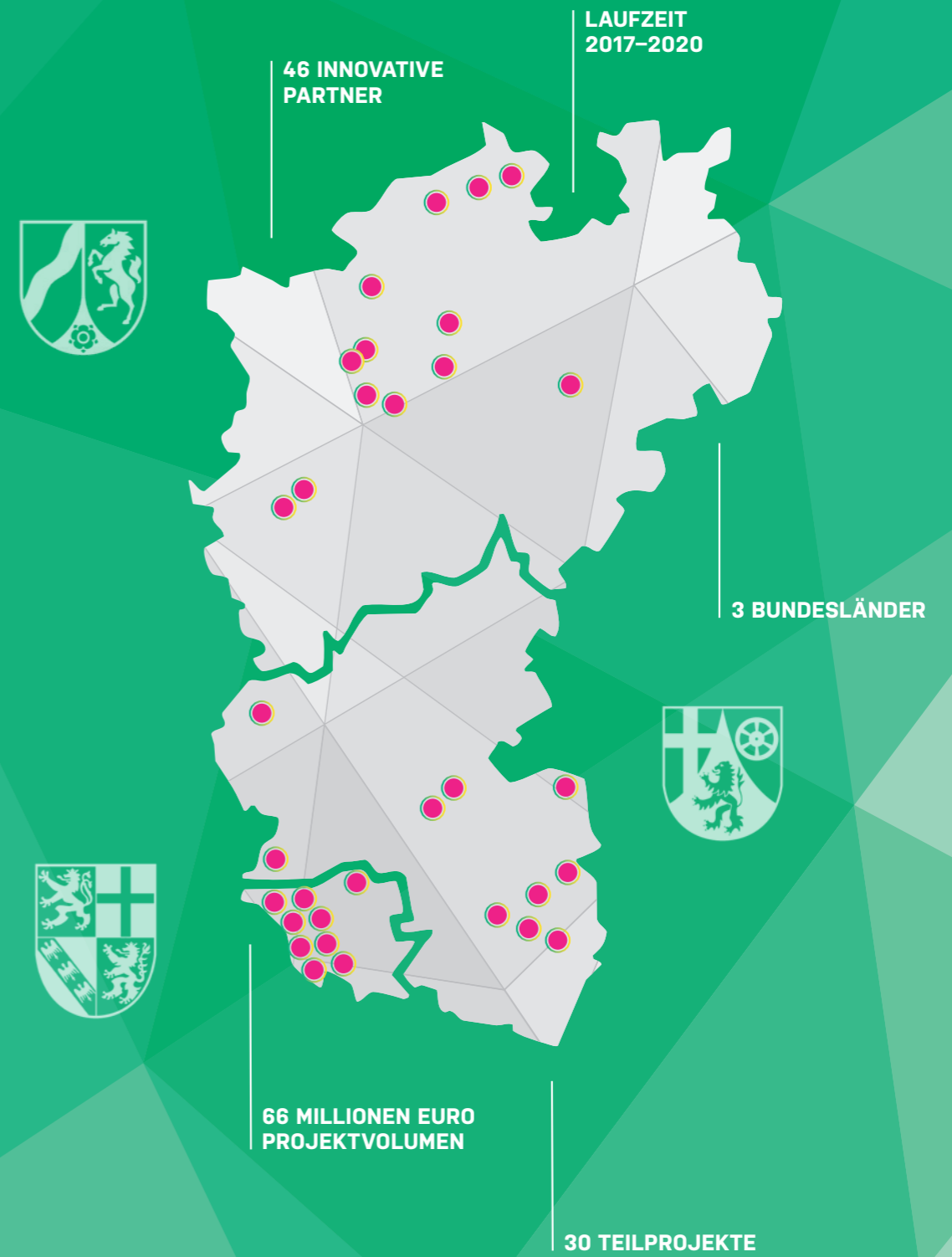


LÖSUNGEN. STRATEGIEN. IMPULSE.

FÜR DAS ENERGIESYSTEM
DER ZUKUNFT

BAND 1

HIER FINDET DIE ENERGIEWENDE STATT.



INHALT

- Seite 3: **AUF EIN WORT.**
- Seite 4: **GRUSSWORT:** BUNDESMINISTER FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, PETER ALTMEIER
- Seite 5: **FÖRDERPROGRAMM SINTEG:** SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE.
- Seite 6: **SUMMARY:** DAS KLIMA RETTEN. WAS SONST.
- Seite 12: **„AUSGEZEICHNETER ORT“:** IM LAND DER IDEEN.
- Seite 14: **DESIGNETZ:** VIEL MEHR ALS EIN BLICK IN DIE ZUKUNFT.
- Seite 22: **POLITISCHER BEIRAT**
- Seite 24: **FLEXIBILITÄT:** VORAUSSETZUNG FÜR EIN DEZENTRALES ENERGIESYSTEM.
- Seite 46: **NETZINFRASTRUKTUR:** ZUVERLÄSSIG, EFFIZIENT UND INTELLIGENT.
- Seite 72: **DIGITALISIERUNG:** AUCH DATENSTRÖME MÜSSEN FLIESSEN.
- Seite 94: **REGULIERUNG:** ZUKUNFTSSICHERER RECHTSRAHMEN FÜR NEUE ANREIZE.
- Seite 118: **PARTIZIPATION:** ALLE AN DER ENERGIEZUKUNFT BETEILIGEN.
- Seite 142: **ENERGIEWISSEN WEITERGEBEN**
- Seite 144: **46 ERFAHRENE PARTNER. EIN GEMEINSAMES ZIEL.**
- Seite 146: **BILDNACHWEISE**
- Seite 147: **PUBLIKATIONSVERZEICHNIS**
- Seite 148: **IMPRESSUM**

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung der Sprachformen männlich, weiblich und divers (m/w/d) verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter.



AUF EIN WORT.

Erneuerbare Energien, Dekarbonisierung, Sektorenkopplung, Energiespeicherung, Digitalisierung, Verbrauchssteuerung – mit der Energiewende steht Deutschland vor großen Herausforderungen. Bis zum Jahr 2025 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 40 bis 45 Prozent betragen. Bis 2030 soll dieser Anteil auf 65 Prozent steigen¹.

Damit diese Vision Realität wird, muss noch viel passieren. Denn die Energiewende verändert die Art, wie wir Energie erzeugen, wie wir sie verbrauchen und wie wir sie zur richtigen Zeit am richtigen Ort bereitstellen. So wird die Energiewende auf vielfältige Weise Quelle und Motor für technische, ökonomische und gesellschaftliche Innovationen.

DESIGNETZ hat sich Anfang 2017 das Ziel gesetzt, eine Blaupause für diese Mammutaufgabe zu erdenken und zu erproben. 46 Projektpartner haben seither in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und im Saarland gemeinsam skalierbare Lösungen entwickelt, mit denen ein nachhaltiges, sicheres und zugleich kosten-effizientes Energiesystem realisiert werden kann.

Dabei wurde Pionierarbeit geleistet: Die Projektpartner haben ein Reallabor im Umfeld kritischer Infrastrukturen aufgebaut und eine Vielzahl an Einzelanlagen sicher zu einem intelligenten, dynamischen Energienetz verbunden. Auf Basis unserer gesammelten Erkenntnisse können wir nun konkrete Handlungsempfehlungen für die Umgestaltung des Energiesystems zum „Energiesystem der Zukunft“ geben. Wir freuen uns, Ihnen mit dieser zweibändigen Dokumentation unsere Ergebnisse aus vier Jahren intensiver und interdisziplinärer Forschungsarbeit zu präsentieren. Die Dokumentation erklärt die Handlungsfelder – Flexibilität, Netzinfrastruktur, Digitalisierung, Regulierung und Partizipation – mit all ihren spezifischen Herausforderungen und präsentiert sämtliche DESIGNETZ-Teilprojekte ausführlich mit ihren Forschungsergebnissen.

An dieser Stelle möchten wir uns ganz herzlich bei allen Beteiligten bedanken, ohne die dieses große und komplexe Projekt nicht zu bewältigen gewesen wäre. Unser besonderer Dank gebührt deshalb den über 400 Menschen, die DESIGNETZ entweder mit ihrer vollen Arbeitskraft oder punktuell mit ihrer Expertise zum Erfolg geführt haben.

Auch die partnerschaftliche Zusammenarbeit, wie wir sie mit dem Bundeswirtschaftsministerium, dem Projektträger Jülich, dem Politischen Beirat, unserem Lenkungskreis und den anderen SINTEG-Schaufenstern erlebt haben, lässt uns mit Stolz auf die letzten vier Jahre zurückschauen. Ebenso optimistisch blicken wir nach vorne, denn wir sind uns sicher, dass die Erkenntnisse aus DESIGNETZ die Energiezukunft maßgeblich mitgestalten werden.

Wir wünschen Ihnen eine ebenso informative wie elektrisierende Lektüre unserer Projektergebnisse und würden uns freuen, auch nach Projektende mit Ihnen im Austausch zu bleiben.

¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/erneuerbare-energien-317608>



Dr. Andreas Breuer | Vice President
R&D Energy Networks, E.ON SE



Lothar Ahle | Westnetz GmbH,
DESIGNETZ Gesamtprojektleiter



Torsten Knop | E.ON SE,
DESIGNETZ Projektleiter Regulierung



Thomas Lehmann | Westnetz GmbH,
DESIGNETZ Projektleiter Technik



Rainer Niehaus | Westnetz GmbH,
DESIGNETZ Projektleiter Organisation
& Prozesse

GRUSSWORT

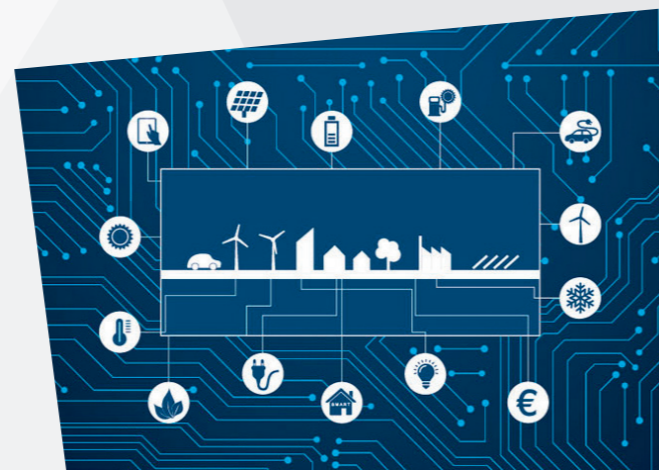


PETER ALTMAIER, BUNDESMINISTER FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, FÜR DEN ABSCHLUSSBERICHT DES VORHABENS DESIGNETZ IM SINTEG-PROGRAMM DES BMWI

Das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ ist seiner Zeit voraus. Die bereits vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass es technisch möglich ist, sehr hohe Anteile von Strom aus Solar- und Windenergie in die Stromnetze zu integrieren und einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Es wurden Soft- und Hardwarelösungen entwickelt, mit denen Erzeuger erneuerbarer Energien und Stromverbraucher in die Lage versetzt werden, einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. SINTEG bestätigt auch, dass die Digitalisierung ein Schlüssel zum Gelingen der Energiewende ist.

In den vergangenen vier Jahren haben Expertinnen und Experten in fünf über das gesamte Bundesgebiet verteilten Modellregionen entwickelt und erprobt, wie unser zukünftiges Energiesystem versorgungssicher, wirtschaftlich und nachhaltig aufgestellt werden kann. Dabei sind auch viele Konzepte und Ideen aus der digitalen Wirtschaft für die Energiewirtschaft erschlossen worden. Die Fachleute haben gezeigt, dass intelligente Netze durch den Einsatz digitaler Technologien auch bei zeitweise bis zu 100 Prozent Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ein stabiles und sicheres System gewährleisten können. Es sind innovative Blaupausen für den zukünftigen Netzbetrieb und für neue Geschäftsmodelle entstanden.

Es freut mich besonders, dass SINTEG Forscherteams aus allen Regionen Deutschlands zusammengebracht, vernetzt und gemeinsames Vertrauen in neue Lösungen geschaffen haben. Denn neue Erkenntnisse entstehen häufig nur im Dialog. Kreative Lösungen zu entwerfen und dann auch in der Realität zu erproben, ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg der Energiewende: SINTEG hat dazu einen bedeutsamen Beitrag geleistet. Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse des Schaufensters DESIGNETZ. Ich wünsche den Teilnehmerinnen und Teilnehmern in der Modellregion weiterhin viel Erfolg und Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, eine aufschlussreiche und interessante Lektüre.



FÖRDERPROGRAMM SINTEG: SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE.

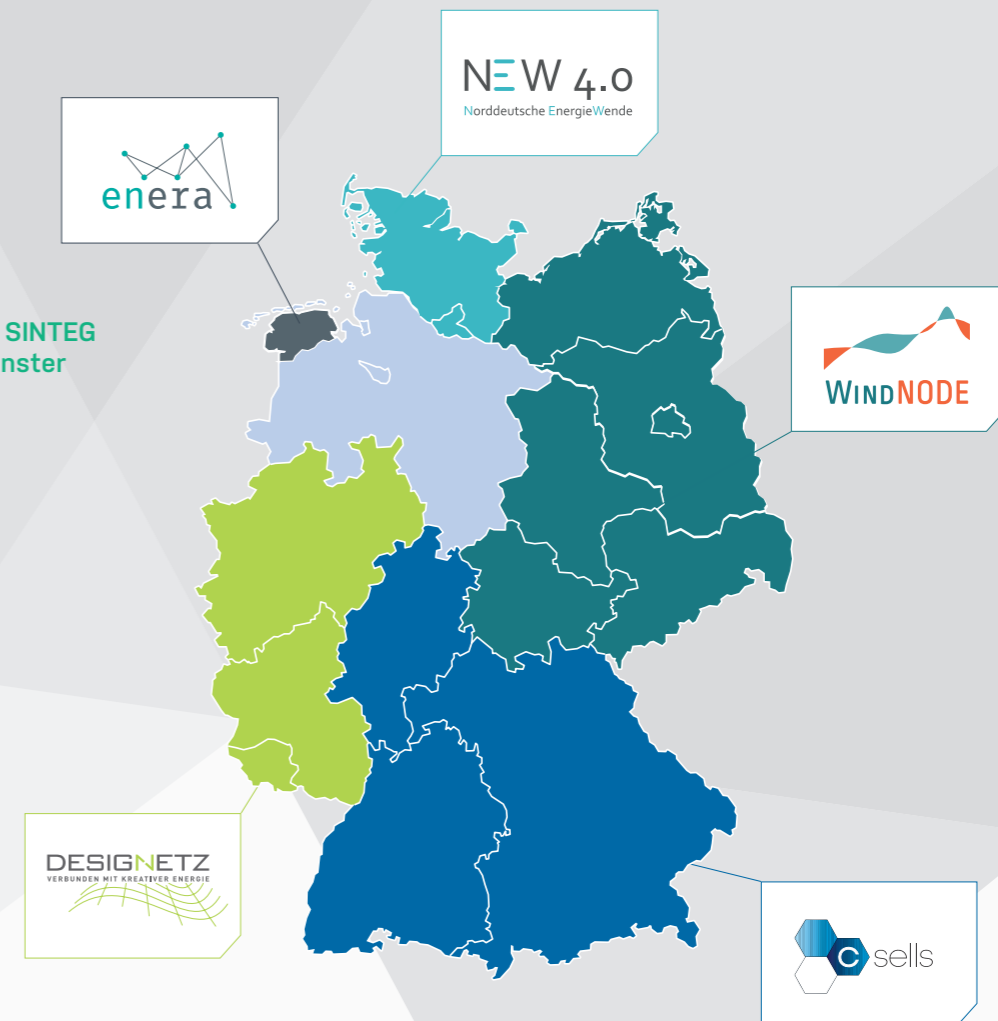
Im Februar 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ ins Leben gerufen. Die Energiezukunft sollte durch fünf Schaufenster betrachtet und in Modellregionen großflächig erprobt und erlebbar gemacht werden.

Als Teil des Maßnahmenpakets „Innovative Digitalisierung der Deutschen Wirtschaft“ ist SINTEG ein wichtiges Element der Digitalen Agenda der Bundesregierung. Ziel des Förderprogramms war die Entwicklung von Musterlösungen für eine klimafreundliche, verlässliche und effiziente Energieversorgung bei hohen Anteilen schwankender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie.

Im Mittelpunkt des Programms standen dabei intelligente Netze, die zukünftig flexibel auf die zunehmend dezentrale Einspeisung von regenerativem Strom reagieren können. Die ausgewählten Modellregionen wurden über vier Jahre mit insgesamt bis zu 230 Millionen Euro gefördert. DESIGNETZ ist das Schaufenster für die Modellregion Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland.



Die fünf SINTEG Schaufenster



DAS KLIMA RETTEN. WAS SONST.

DER PLANET SCHWITZT, DIE TEMPERATUREN STEIGEN WELTWEIT. DER KLIMAWANDEL WIRD FÜR UNS ALLE IMMER STÄRKER SPÜRBAR. GRUND IST DER SEIT BEGINN DER INDUSTRIALISIERUNG STETIG WACHSENDE AUSSTOSS VON KLIMASCHÄDLICHEM CO₂. WOLLEN WIR NACHFOLGENDEN GENERATIONEN EINE LEBENSWERTE WELT HINTERLASSEN, MÜSSEN WIR HANDELN UND DEN EINSATZ FOSSILER ENERGIETRÄGER DRASTISCH REDUZIEREN. FÜR UNSER ENERGIESYSTEM HABEN SPANNENDE ZEITEN BEGONNEN.

Im Stromsystem, wie wir es seit Jahrzehnten kennen, sind Großkraftwerke die zentralen Leistungsträger. Europaweit vernetzt, garantieren sie ein jederzeit ausreichendes Stromangebot und hohe Versorgungssicherheit. Die Kehrseite der Medaille: Besonders Braun- und Steinkohlekraftwerke stoßen große Mengen an klimaschädlichem CO₂ aus.

Die Bundesregierung hat auf Basis der Pariser Beschlüsse von 2015 unter dem Stichwort Energiewende klare Ziele für den Umbau des Strommarktes formuliert. Die CO₂-lastige Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen soll heruntergefahren und Großkraftwerke nach und nach vom Netz genommen werden. Der Kohleausstieg ist beschlossen. Stattdessen soll der Anteil regenerativer Stromerzeuger im deutschen Strommarkt weiter steigen: auf 65 Prozent bis 2030, auf 80 Prozent bis 2050. Ab 2025 soll 40 bis 45 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen, so sieht es das Erneuerbare-Energien-Gesetz vor. Im vergangenen Jahr betrug der Anteil an grünem Strom bereits rund 50 Prozent. Wir sind auf einem guten Weg, aber längst nicht am Ziel.

Eine wichtige Etappe. Das Jahr 2035.

Aktuelle Studien gehen davon aus, dass sich das Energiesystem bis zu diesem Zeitpunkt grundlegend verändern und aus wenigen zentral organisierten (Green-)Gaskraftwerken und Offshore-Windparks sowie Millionen dezentraler Kleinerzeuger bestehen wird. Dieser strukturelle Wandel wird den Energiemarkt in den nächsten Jahren aus verschiedenen Gründen vor enorme Herausforderungen stellen. Denn in diesem Szenario werden eine Vielzahl von Kleinanlagen ihren Strom dezentral in die Verteilnetze einspeisen und damit das Energiesystem sozusagen auf den Kopf stellen. Darüber hinaus wird es notwendig sein, die Netze durch Digitalisierung an eine volatile und damit fundamental andere Einspeisecharakteristik anzupassen. Und nicht zuletzt müssen ganz neue Marktbedingungen für den Einsatz von Flexibilität geschaffen werden.

Im künftigen Energiesystem stellen die regenerativen Kleinerzeuger und Verbraucher durch steuerbare Leistung Flexibilität zur Verfügung. Flexibilität ist die Fähigkeit einer Anlage, dem Energiesystem eine abrufbare und veränderbare Leistung in Form von Erzeugung, Verbrauch oder Speicherung zu einem bestimmten Zeitpunkt sowie an einem bestimmten Ort zur Verfügung zu stellen.

Anders gesagt: Für die Zukunft muss unser Energiesystem neu gedacht werden. Genau das hat DESIGNETZ getan. Gemeinsam mit insgesamt 46 Partnern aus Industrie, Energiewirtschaft, Politik und Kommunen sowie namhaften Hochschulinstituten wurde in 30 Teilprojekten in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland eine Blaupause für das Energiesystem der Zukunft im Jahr 2035 entwickelt. Begleitet wurde das Gesamtprojekt durch einen Politischen Beirat mit Vertretern der drei beteiligten Bundesländer als Schnittstelle zu den politischen Institutionen.

Zentral war gut. Mit dezentral wird es noch besser.

Die traditionelle Energielandschaft in Deutschland ist seit Jahrzehnten gewachsen und die Netze wurden schrittweise bedarfsgerecht ausgebaut. Der Stromfluss kennt hier bisher nur eine Richtung: ausgehend von den Großkraftwerken in die Höchst- und Hochspannungsnetze, über die Mittel- und Niederspannungsebene zu Privat- und Großverbrauchern. Großkraftwerke sind es bisher auch, die die Systemstabilität und den großflächigen Ausgleich sicherstellen. Durch den Einsatz ausreichend verfügbarer fossiler Brennstoffe und das europäische Verbundnetz können sie Verbrauchsschwankungen im Stromsektor jederzeit ausgleichen.

In dem für 2035 geplanten Einspeisemix wird es nur noch wenige Großerzeuger geben. Denn neben Onshore-Windkraft- und Biogasanlagen wird die dezentrale, regenerative Stromproduktion mehr und mehr die Aufgaben der Kohle- und Gaskraftwerke übernehmen. Das bedeutet, dass Millionen von bisher reinen Verbrauchern zu Kleinerzeugern an den unteren Netzebenen werden.





„Flexibilität ist der Rohstoff zum Gelingen der dezentralen Energiewende. Im Energiesystem der Zukunft wird die netzdienliche Nutzung von Flexibilität immer wichtiger, um Stromnetze effizienter ausbauen und betreiben zu können. Damit das Potenzial optimal genutzt werden kann, müssen die Sektoren Wärme, Verkehr, Gas und Strom verbunden werden.“

Lothar Ahle | Westnetz GmbH, DESIGNETZ Gesamtprojektleiter

Konsumenten werden zu Flexibilitätsanbietern. Erzeugen diese zusätzlich Energie, werden sie zu Prosumern. Sie stellen steuerbaren Verbrauch und Erzeugung als Flexibilitätsoptionen in unterschiedlichen Formen sich selbst, dem Energiemarkt und den Netzbetreibern zur Verfügung.

Sowohl große als auch kleine regenerative Stromerzeuger sind abhängig von den Launen der Natur, volatiler Strombedarf trifft nun auf zunehmend volatile Stromerzeugung – eine komplexe Gleichung mit vielen Variablen und Unbekannten. Die bestehende Netzinfrastruktur auf diese Anforderung einzustellen, ist eine echte Herkulesaufgabe.

Stabilität durch Flexibilität. Intelligente Infrastruktur.

Um volatile Stromerzeugung mit volatilem Strombedarf in Einklang zu bringen, müssen wir unsere Energieversorgung in Zukunft flexibel und konsequent an dem Prinzip „lokal vor regional vor überregional“ ausrichten. Idealerweise liegen Stromerzeugung und Stromverbrauch räumlich möglichst eng beieinander. Den Stromverbrauch zu flexibilisieren und dem jeweils aktuellen Angebot anzupassen, ist in den Lebens- und Arbeitsbereichen unserer Gesellschaft, insbesondere in Industrie und Wirtschaft, jedoch nicht ohne weiteres möglich. Dennoch bereiten sich immer mehr Unternehmen verschiedenster Branchen auf die Energiewende vor und arbeiten an der Flexibilisierung komplexer Produktionsprozesse.

DESIGNETZ zeigt anhand verschiedener Teilprojekte, dass sich Flexibilitätsoptionen durch den Transfer von Energie über Sektorengrenzen hinweg erheblich erweitern lassen und dadurch optimal nutzbar werden. Statt wie bisher bei Überkapazitäten die regenerative Stromerzeugung abzuregeln, wird überschüssige elektrische Energie zum Beispiel in Wärme umgewandelt, zur Wasserstoffproduktion oder in der Elektromobilität eingesetzt.

Industrie- und Agrarunternehmen bieten durch die zeitliche Verschiebung von Produktionsprozessen Flexibilitätspotenzial. Flexibilität bietet mit den passenden Markt- und Geschäftsmodellen wirtschaftliche Optionen zur Erweiterung ihres Produktportfolios.

Immer im Blick. Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit.

Erst Flexibilitätsnutzung wie diese bildet – im kleinen ebenso wie im großen Maßstab – die Grundlage für ein funktionierendes dezentrales Energiesystem. Worauf es also ankommt, ist ein agierendes und reagierendes Energienetz, das sich wie ein Organismus dynamisch immer wieder auf neue Anforderungen einstellt. Ein effizienter Netzausbau, der mit einem intelligenten Energiemanagement dafür sorgt, dass Strom, der in Millionen dezentralen Anlagen erzeugt wird, jederzeit an ebenso viele Verbraucher verteilt oder für den späteren Einsatz gespeichert werden kann.

Der erforderliche Netzausbau für die Integration der erneuerbaren Energien und die Dekarbonisierung der Verbrauchsseite wird durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilität so kosteneffizient wie möglich gestaltet.

Die Teilprojekte im Rahmen von DESIGNETZ bilden einen repräsentativen Querschnitt unserer Energie- und Versorgungslandschaft von morgen ab: von der Neubausiedlung bis zum Agrarbetrieb, vom Industrieunternehmen bis zum kommunalen Versorger und zum stationären Batteriespeicher. Um die dazu erforderlichen technischen Voraussetzungen auf der Netzseite zu schaffen, sind – natürlich – Investitionen notwendig. Und auch das hat DESIGNETZ gezeigt: Ein kluger Netzausbau, die zeitliche und räumliche Referenzierung von Flexibilität sowie die Modernisierung vorhandener Anlagen mit bereits verfügbarer Technologie tragen maßgeblich dazu bei, die Investitionen für die erforderliche Infrastruktur in einem vernünftigen Rahmen zu halten. Die Umrüstung von konventionellen Netz- und Umspannanlagen zu vernetzten Smart Stations sowie die witterungsgesteuerte Auslastungsoptimierung von Stromverteil- und -transportleitungen sind nur zwei von vielen Beispielen.

Alles im Fluss. Datenströme in der Energielandschaft.

Das Energienetz der Zukunft muss jedoch nicht nur flexibel, sondern auch intelligent sein. Es muss erkennen und voraussagen, wo Strom erzeugt, wo er benötigt wird und wo er gespeichert werden kann. Wann und wo wird die Sonne scheinen, wie stark der Wind wehen? Wo stehen Flexibilität und Netzkapazitäten zur Verfügung? Eine immense Menge an Produktions-, Bedarfs- und Wetterdaten aus allen Teilen des versorgten Gebietes muss in kürzester Zeit erfasst, ausgewertet und verarbeitet werden. Damit die Idee eines dezentralen Energienetzes lokal, regional und überregional funktioniert und jederzeit maximale Versorgungssicherheit gewährleistet wird, ist also parallel zum Energiesystem ein digitales Informations- und Kommunikationssystem notwendig, das höchste Anforderungen an IT-Security und Datenschutz erfüllt.

Verteilnetzbetreiber sollten Daten intelligenter Messsysteme für die Überwachung der Netzzustände nutzen können. Kaskadierte, resiliente Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) unterstützt effizientes Datenmanagement und Datensparsamkeit durch die Aggregation von unten nach oben.

„Digitalisierung spielt beim Aufbau eines dezentralen Energiesystems eine wesentliche Rolle. Durch den Einsatz von Intelligenz können Schwankungen in der dezentralen Erzeugung und im Verbrauch ausgeglichen und der Netzausbau sinnvoll begrenzt werden.“

Thomas Lehmann | Westnetz GmbH, DESIGNETZ Projektleiter Technik

„Nur wenn die Netz- und Anlagebetreiber investitions- und innovationsbereit sind, kann von einer effektiven netzdienlichen Flexibilität profitiert werden. Intelligenz anreizen, Flexibilität ermöglichen und Subsidiarität stärken sind daher die zentralen Handlungsfelder bei der Umsetzung eines effizienten, zuverlässigen und dezentralen Energiesystems.“

Torsten Knop, E.ON SE, DESIGNETZ Projektleiter Regulierung

DESIGNETZ hat anhand ausgewählter Teilprojekte ein solches digitales Netz aufgebaut und wichtige Erkenntnisse gewonnen, wie aus vielen Einzellösungen das integrierte Energiesystem der Zukunft entstehen kann. Für das Monitoring wurde mit dem Energy Gateway ein eigenes IKTSystem entwickelt, das als Datendrehscheibe Angebot und Nachfrage von Flexibilität aus den Teilprojekten lokal, regional und überregional erfasst und zwischen Netzbetreibern, Service Providern und zukünftigen Marktakteuren koordiniert.

Mit der Freischaltung der 450 Megahertz-Frequenz für Zwecke der Energieversorgung steht hierfür eine sichere und praktikable Lösung für die netzweite Kommunikation zur Verfügung, was in DESIGNETZ erprobt und belegt werden konnte.

Die über das Energy Gateway bereitgestellten Daten und Informationen werden schließlich an das System Cockpit weiterleitet. Dieses Reallabor testet die bereits heute verfügbaren Technologien und Komponenten im realen Betrieb und simuliert das Energiesystem der Zukunft im Jahr 2035 unter Realbedingungen.

Neue Impulse. Für einen spannenden Markt.

Die Energiewende ist ein enorm komplexes Projekt, für das es bei weitem nicht ausreicht, hier und da den Schalter umzulegen. Die Energiewende bedeutet vor allem auch eine Menge Überzeugungsarbeit, denn der Umbau des Energiesystems muss auf eine breite Basis gestellt werden, auf der Privathaushalte ebenso wie Unternehmen, Netzbetreiber und die Politik Hand in Hand arbeiten. Und dazu braucht es mehr als Idealismus und die Erkenntnis, dass jeder von uns etwas gegen den Klimawandel tun kann. Es müssen Anreize geschaffen werden, dass Verbraucher zu so genannten Prosumern werden, die nicht nur Energie verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen, dass Unternehmen investieren, um Flexibilitätsprodukte zu nutzen oder selbst anzubieten, und dass Verteilnetzbetreiber ihre Netzinfrastrukturen den Anforderungen eines dezentralen Energiesystems anpassen.

„DESIGNETZ hat gezeigt, dass die Energiewende einen breiten gesellschaftlichen Konsens braucht. Von der Politik ermöglicht und von den Unternehmen und Bürgern umgesetzt. Private Haushalte, Gewerbebetriebe, die Landwirtschaft und die Industrie benötigen Sicherheit und deutliche finanzielle Anreize, um in Flexibilitätsanlagen zu investieren.“

Rainer Niehaus | Westnetz GmbH, DESIGNETZ Projektleiter Organisation & Prozesse

Geeignete Marktmodelle, die das Einbringen von Flexibilität anreizen, sind ebenso Grundvoraussetzung wie regulatorische Anreize für Netzbetreiber, intelligente Technologien zu nutzen statt ausschließlich konventionellen Netzausbau zu betreiben.

Zu ökologischen Notwendigkeiten müssen ökonomisch überzeugende Argumente kommen, damit wir neben einem gesunden Klima auch ein motivierendes Investitionsklima schaffen und jedem die Möglichkeit bieten, am Energiesystem der Zukunft teilzuhaben. Dieses Thema bildete folgerichtig einen eigenen Forschungsschwerpunkt von DESIGNETZ, denn über die Erzeugung und Verteilung von Strom hinaus werden neue Dienstleistungen entstehen, die zur Funktion und Stabilisierung des dezentralen Energienetzes beitragen. So wird in Zukunft die Flexibilisierung insbesondere der Verbraucher und der Einsatz von Speichern nur mit der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens gelingen.

Dies wird besonders mit Blick auf die Ebene privater Haushalte und deren Einbindung als Prosumer auf der dezentralen Netzebene deutlich, die zum Beispiel über die Bündelung durch Aggregatoren organisiert und koordiniert werden können.

Die Energiewende gelingt genau dann, wenn sie von der Politik ermöglicht, vom Bürger akzeptiert und von den künftigen Marktteilnehmern umgesetzt wird.

Im Spannungsfeld zwischen freiem Wettbewerb und reguliertem Markt ist es vor allem Aufgabe der Politik, für Rahmenbedingungen und Voraussetzungen zu sorgen, unter denen die Schaffung ebenso wie die Nutzung von Flexibilität ermöglicht werden und so den klimaorientierten Umbau unserer Energielandschaft fördern. Intelligente Lösungen sind gefragt, wie sie DESIGNETZ für die entscheidenden Handlungsfelder auf dem Weg zum dezentralen Energiesystem der Zukunft entwickelt und erprobt hat.



DESIGNETZ IST „AUSGEZEICHNETER ORT“ IM LAND DER IDEEN.

DAS ENERGIEWENDEPROJEKT DESIGNETZ ZÄHLT ZU DEN 100 INNOVATIVEN PREISTRÄGERN DES WETTBEWERBS „AUSGEZEICHNETE ORTE IM LAND DER IDEEN“ IM JAHR 2018. DER WETTBEWERB PRÄMIERTE IDEEN UND PROJEKTE UNTER DEM JAHRESMOTTO „WELTEN VERBINDEN – ZUSAMMENHALT STÄRKEN“. DABEI WURDE EIN BESONDERES AUGENMERK AUF PROJEKTE GELEGT, DIE LEBENSWELTEN MITEINANDER VERBINDEN UND ÜBER DEUTSCHLAND HINAUS SIGNALWIRKUNG ENTFALTEN KÖNNEN.



Die Initiative „Deutschland – Land der Ideen“ und die Deutsche Bank richten den Innovationswettbewerb seit 13 Jahren gemeinsam aus. Eine unabhängige Jury wählte DESIGNETZ unter knapp 1.500 eingereichten Bewerbungen aus.



DESIGNETZ: VIEL MEHR ALS EIN BLICK IN DIE ZUKUNFT.

Wie sieht die Energiewelt 2035 aus?

Der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland wächst gemäß der Zielvorgaben der Bundesregierung und der darin referenzierten Planzahlen. Bis 2030 soll dieser Anteil des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen auf 65 Prozent steigen¹.

Laut dem Szenariorahmenentwurf zum Netzentwicklungsplan, den die Übertragungsnetzbetreiber am 17. Januar 2020 veröffentlicht haben², wird der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2035 sogar einen Wert zwischen 73 und 77 Prozent erreichen. Die Verteilnetze integrieren bereits heute rund 95 Prozent der Leistung erneuerbarer Energien, und im Gegensatz zu zentraler Stromerzeugung, wächst der Anteil dezentraler Stromerzeugung im heutigen Energieversorgungssystem kontinuierlich (Abbildung 1).

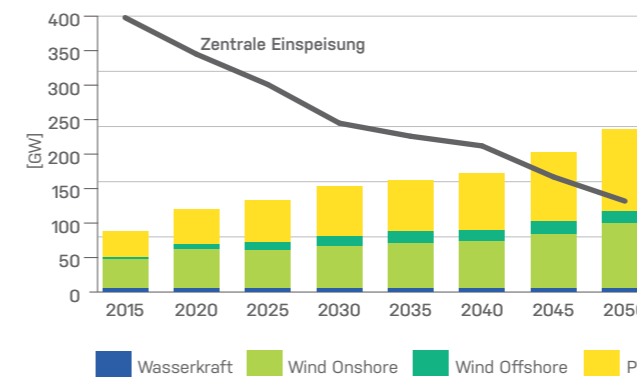


Abbildung 1: Prognose installierte Nettoleistung variabler erneuerbarer Energien

Bedingt durch die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung mittels des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes wurde in Deutschland in den vergangenen Jahren eine hohe Anzahl an dezentralen Stromerzeugungsanlagen installiert. Diese sind zu einem Großteil in das Verteilnetz (Abbildung 2) eingebunden und führen zu einer starken Zunahme der volatilen Einspeisung, die zukünftig erhöhte Anforderungen an die Netzbetreiber (NB) stellt, Systemstabilität und einen sicheren Netzbetrieb effizient zu gewährleisten.

Großkraftwerke, die als zentrale Elemente des Energiesystems Strom über die Verteilnetze in einer wohldefinierten Richtung über untergelagerte Netzebenen bis hin zu den Endkunden liefern, werden im künftigen Energiesystem zunehmend durch regenerative Einspeiseanlagen ersetzt. Darüber hinaus wird auch die Zahl der sektorenkoppelnden Anlagen mit hoher Gleichzeitigkeit auf der Lastseite steigen.

Die volatile Einspeisung aus Wind und Photovoltaik und ihre selten gleichzeitig auftretenden, jedoch außergewöhnlich hohen Einspeisespitzen, stellen elektrische Versorgungsnetze vor erhebliche Herausforderungen. Auf der Lastseite lassen aktuelle Entwicklungen in den Bereichen Smart-Meter, Elektromobilität, Power-to-Heat und Speicher erahnen, dass durch eine direkte Reaktion auf Preissignale des Marktes ebenfalls hohe Gleichzeitigkeiten der Netznutzung auftreten werden.

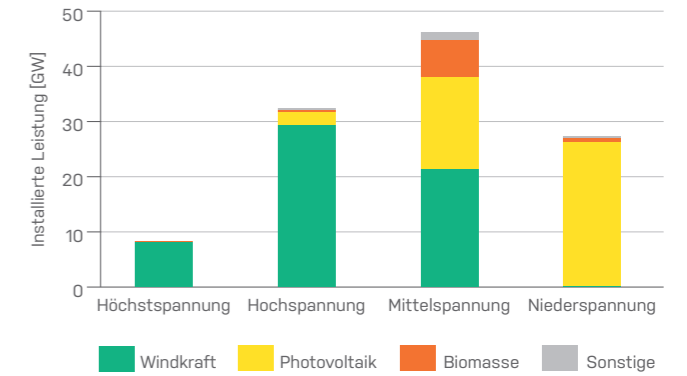


Abbildung 2: EEG-Installierte Anlagenleistung 2018 (Quelle: Bundesnetzagentur)

Schwarmenergie: Verbraucher werden Prosumer

Diese Entwicklung findet auf allen Netzebenen bis hin zu den Endkunden auf der Niederspannung statt. Immer mehr Konsumenten werden zu „Prosumern“. Durch die dezentrale Einspeisung kommt es vermehrt zu einer Umkehrung der Lastflüsse (siehe Abbildung 3). Der bisherige unidirektionale Energiefluss in den Stromnetzen kann dann, je nach zeitlicher und örtlicher Einspeisesituation, nicht nur stärker variieren, sondern auch die Richtung wechseln. Auf diese Veränderungen müssen sich die Netzbetreiber bei der Planung und dem Betrieb der Verteilnetze einstellen.

Unser Ziel: Blaupause für die Energiewende

DESIGNETZ hat die Gestaltung einer Blaupause für ein funktionsfähiges, sicheres und effizientes Gesamtenergiesystem der Zukunft auf Basis von hohen Anteilen erneuerbarer Energien zum Ziel. Wir wollen damit einen Beitrag zum Erfolg der Energiewende leisten und zeigen, dass und wie sie machbar ist – kosteneffizient bei gleichzeitig sicherer Energieversorgung, akzeptiert und getragen von der gesamten Gesellschaft.

Das Förderprojekt DESIGNETZ befasst sich im Rahmen des Programms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) mit den Herausforderungen der Energiewende. Denn neue Anforderungen erfordern neue Lösungswege.

¹ Bis 2030 soll dieser Anteil des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen auf 65 Prozent steigen.

² <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

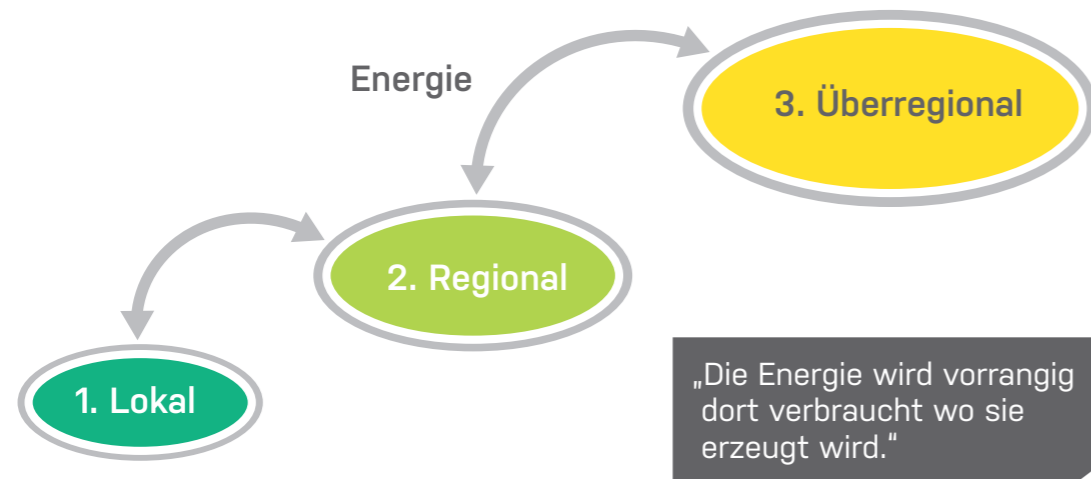


Abbildung 3: Subsidiaritätsprinzip – lokal vor regional vor überregional

So widmet sich DESIGNETZ unter anderem der Frage, wie ein gesamtwirtschaftliches Optimum für den Umbau des Energiesystems – weg von Großkraftwerken und hin zu Millionen von dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen – aussehen könnte. Wie müssen die Integration der dezentralen flexiblen Anlagen sowie der Ausbau der Energie- und Digitalnetze gestaltet werden, damit ein wirtschaftliches und sicheres Gesamtenergiesystem auch in Zukunft gewährleistet ist?

In einem Zeitraum von vier Jahren (2017–2020) baute und integrierte das Konsortium aus 46 Partnern mit einem Projektvolumen von rund 66 Mio. € hierfür 30 hochkomplexe und innovative Teilprojekte in einem realen Labor. Geografisch erstreckt sich DESIGNETZ dabei über Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland. Diese drei Bundesländer veranschaulichen alle großen energiepolitischen Herausforderungen, die im Rahmen der Energiewende zu berücksichtigen sind.

Die Mischung aus dünn besiedelten Regionen, Metropolen und Industriezentren (Lastzentren) ist typisch für Deutschland. Die Kombination der drei Bundesländer bildet somit eine ideale Modellregion, sodass die zu erwartenden Ergebnisse auf nahezu alle Bundesländer in Deutschland übertragen werden können.

In DESIGNETZ wird das breite Portfolio aus 30 heterogenen, technischen Lösungen in verschiedenen Netzgebieten und Spannungsebenen in den laufenden Betrieb implementiert, analysiert und bewertet. Viele Einzellösungen wurden zu einem intelligenten Gesamtsystem für das Energienetz der Zukunft zusammengefasst.

Der Lösungsansatz: Flexibilität

Im Energiesystem der Zukunft müssen sowohl einspeisende, als auch verbrauchende Einheiten im Energiesystem flexibel betrieben werden (siehe Kapitel Flexibilität ab S. 24). Darüber hinaus soll die lokal erzeugte Energie mit Hilfe von sektorenkoppelnden Technologien und IKT-Infrastruktur (IKT = Informations- und Kommunikationstechnologie) möglichst auch lokal verbraucht werden. Beim Überangebot in einem Energiebereich wird überschüssige Energie an die überlagerte regionale oder überregionale Energieebene weitergegeben. Dieser Lösungsansatz gewährleistet den sicheren Datentransport und die Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf verschiedenen Aggregationsebenen nach dem Subsidiaritätsprinzip.

Die Systemarchitektur des Projekts: Das Energy Gateway

Zur Realisierung des vorgestellten Lösungsansatzes und für die Aggregation der Flexibilitätsoptionen auf der lokalen, regionalen und überregionalen Ebene wurde im DESIGNETZ eine kaskadierte Architektur zur Verarbeitung von Daten und Zeitplänen konzipiert. Das Energy Gateway als zentrale Datendrehscheibe des Projektes wurde auf Basis dieses Konzepts realisiert (Abbildung 4). Die Sicherheitsanforderungen resultierend aus den kritischen Infrastrukturen werden mittels entsprechender Schnittstellen mit den notwendigen Freiheitsgraden der Forschungswelten verbunden. Der Aufbau eines sicheren Gesamtsystems wurde entsprechend mit höchster Priorität behandelt.

Auf der untersten Ebene sind die einzelnen Teilprojekte bzw. technischen Anlagen mit den lokalen Datenknoten verbunden und stellen dem Energy Gateway georeferenzierte Daten und Fahrpläne an der Systemschnittstelle zur Verfügung. Auf der nächsten Aggregationsebene werden die regionalen Daten bundeslandweit zusammengeführt. Für eine erste Untersuchung der technischen Machbarkeit sind drei Aggregationsebenen entwickelt worden. Dementsprechend stellt der überregionale Datenknoten gleichzeitig den zentralen Datenknoten dar, der in der Lage ist, an unterschiedlichen Schnittstellen und für verschiedene Anwendungsfälle Teilprojekt-spezifische Daten zur Verfügung zu stellen.

Technische Anlagen als innovative Einzellösungen

Wie bereits beschrieben, wurden in einem Zeitraum von vier Jahren 30 hochkomplexe und innovative technische Systeme gebaut und integriert. Diese DESIGNETZ-Teilprojekte sind über die drei Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland verteilt.

Die technischen Anlagen, ihre Technologien und ihre Verteilung sind so gewählt, dass sie die zentralen Fragestellungen des Projektes – Dezentralisierung, Heterogenität und Subsidiarität – fördern.

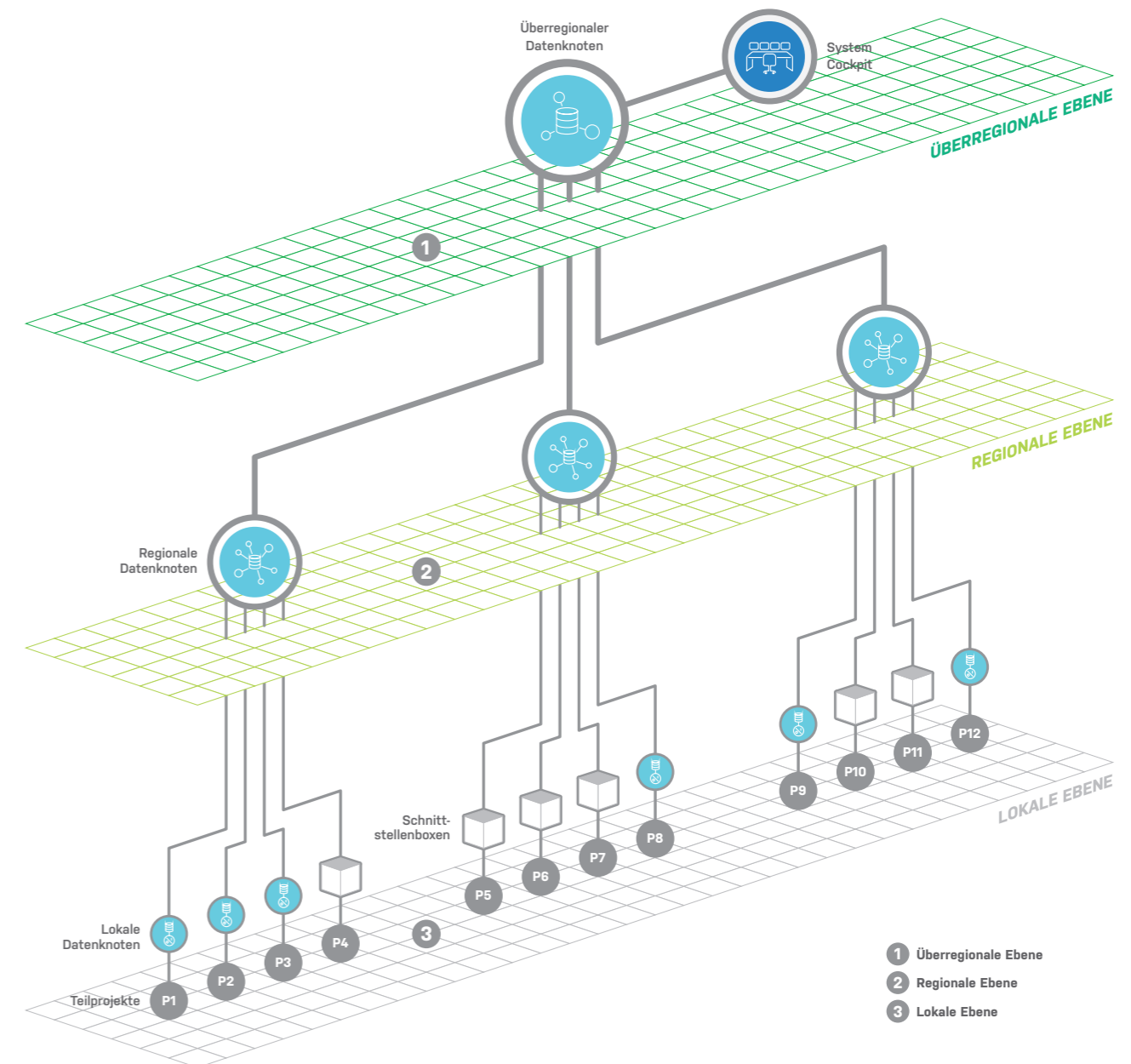


Abbildung 4: Die Systemarchitektur in DESIGNETZ: Das Energy Gateway

Zur Realisierung des dezentralen Ansatzes für die Energie-wende erfüllt DESIGNNETZ mit 30 dezentral verteilten Teilprojekten alle Bedingungen. Die Technologien dieser Anlagen sind so heterogen gewählt, dass sie mit einem weiten Spektrum an Flexibilitätsoptionen auf unterschiedlichen Ebenen den Rahmen zur Untersuchung des Potenzials dieser Technologien bildet. Des Weiteren unterstützt der kaskadierte Aufbau der zentralen Datenplattform Energy Gateway den subsidiären Ansatz des Projekts.

Die DESIGNNETZ-Teilprojekte stehen für unterschiedliche Lösungsstrategien und adressieren die Bereiche Energie-markt und -handel, intelligenter Netzbetrieb sowie Informati-ons- und Kommunikationstechnologie. Jedes der Teilprojekte repräsentiert eine neuartige Lösung im lokalen Kontext und mit der entsprechenden Versorgungsaufgabe. Dabei werden unterschiedliche Bereiche der netz-, system- und markt-fähigen Flexibilitätsbereitstellung berücksichtigt.

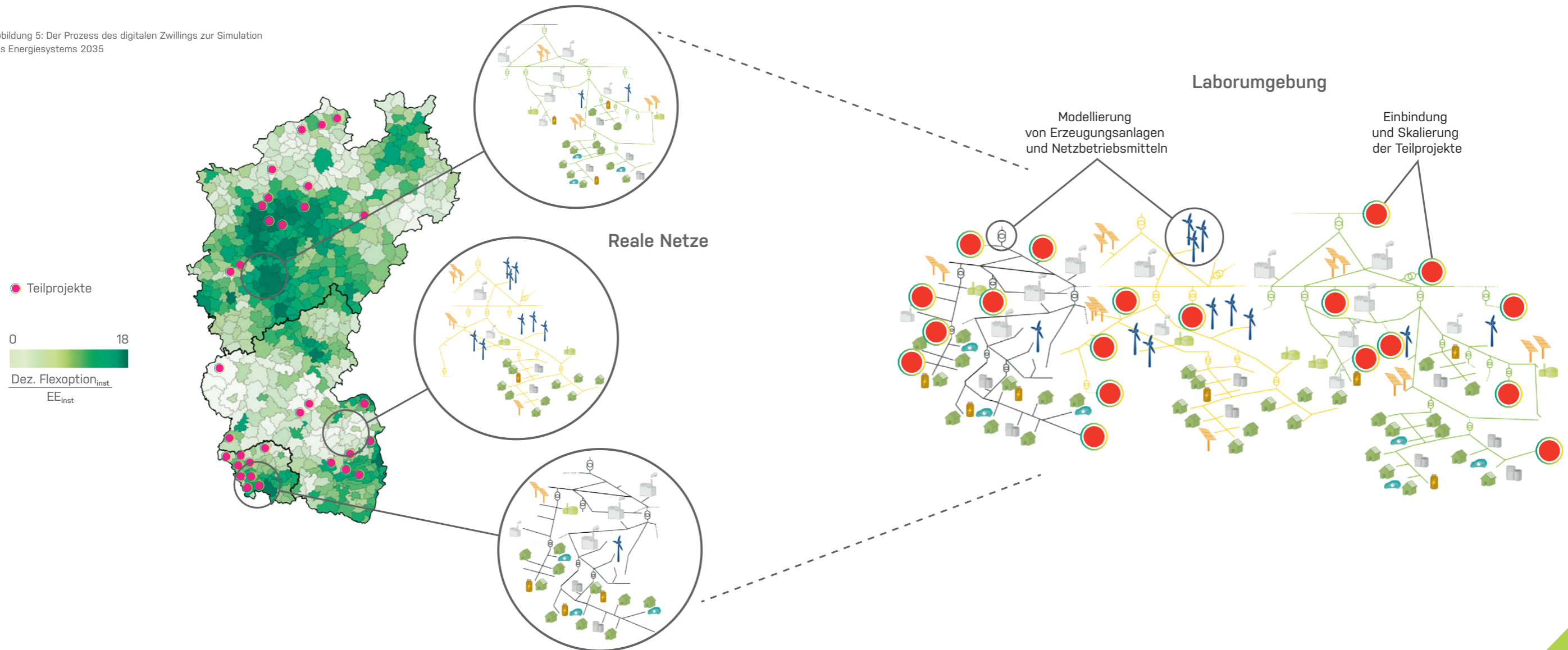
Diverse flexibel betriebene Power-to-X Anlagen, Energie-Spei-cher, Industrieanlagen sowie landwirtschaftliche Anlagen und Haushaltlösungen in unterschiedlichen Größenordnungen. Diese stellen auf verschiedenen Netzebenen ein großes Potenzial zur Flexibilitätsbereitstellung mit markt-, system- und netzdienlichem Fokus dar.

Herzstück des Projektes: das System Cockpit

Der bisher beschriebene Aufbau der realen technischen Anlagen mit unterschiedlichen Technologien in den drei Bundes-ländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland Pfalz und Saarland ver-bunden mit der kaskadiert aufgebauten Datenplattform Energy Gateway, stellt den realisierbaren Teil des Projektes dar.

Um die Wirkung der Teilprojekte mit heute realisierbaren Tech-nologien auf das zukünftige Energiesystem zu untersuchen, muss eine Verbindung der realen und simulierten Welt her-gestellt werden. Diese Verbindung stellt das „System Cockpit“, der Reallaborarbeitsplatz für die dezentrale Energiewelt 2035, her. Hier wird die digitale Energiewelt der Zukunft simuliert.

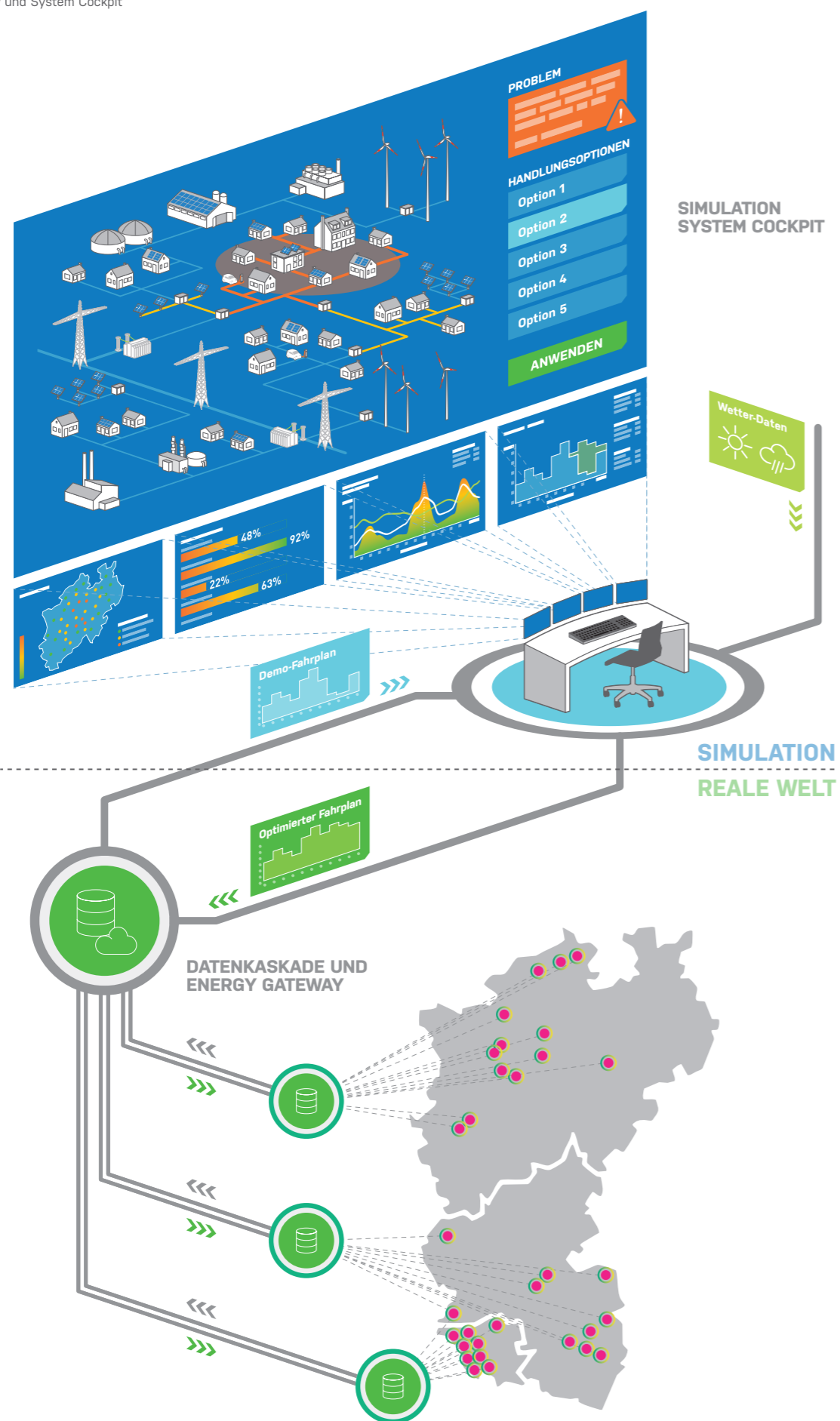
Abbildung 5: Der Prozess des digitalen Zwillings zur Simulation des Energiesystems 2035



„DESIGNNETZ ist ein Reallabor. Mit unserem Schaufenster ist es uns gelungen, reale Betriebsdaten unserer Teilprojekte über das Energy Gateway in die Energiewelt 2035 zu transferieren und in unserem System Cockpit zu simulieren, wie sich die technischen Anlagen skaliert und modular in einem zukünftigen Gesamtenergiesystem verhalten.“

Dr. Sahra Vennemann | E.ON SE

Abbildung 6: Der Aufbau im Projekt DESIGNETZ inklusive Teilprojekte Energy Gateway und System Cockpit



Die technischen Anlagen der heutigen, realen Welt sind durch die Erschaffung eines „digitalen Zwillings“ skalierbar und werden in ein simuliertes Energieversorgungssystem im Jahr 2035 integriert. Dabei bilden die Regionen im Untersuchungsgebiet des Projektes Cluster auf Basis der sozioökonomischen Strukturparameter über alle Technologien in den untersuchten Szenarien hinsichtlich ihrer Flexibilitäts- und EE-Durchdringung.

In einem nächsten Schritt werden Gebiete mit repräsentativen Strukturen ausgewählt und im System Cockpit anhand des entsprechenden Szenario-Rahmens und den daraus abgeleiteten regionalisierten, technischen Anlagen für das Jahr 2035 modelliert.

Im System Cockpit nutzen wir also einen zentralen Ansatz, um durch realitätsnahe Simulation der Energiewelt 2035 mit all ihren Herausforderungen das Zusammenspiel von technischen Einzellösungen im Gesamtsystem zu erproben und damit die Realisierbarkeit eines dezentralen Energiesystems zu belegen.

Zusammenspiel von Realität und Simulation

Für den Live-Betrieb übermitteln die an das Energy Gateway angeschlossenen technischen Anlagen ihre Fahrpläne über die Datenkaskade an das System Cockpit. In den Fahrplänen beziffern diese ihre voraussichtliche Leistungskurve sowie ihre damit verbundene Flexibilität im Testzeitraum.

Anschließend erstellt das System Cockpit mit Hilfe von Wetterprognosen aus den Fahrplänen der Teilprojekte für sechs Stunden im Voraus eine Betriebsplanung für das simulierte Netz der Zukunft.

Sollten sich im simulierten Netz Probleme ergeben, zum Beispiel Netzengpässe oder Grenzwertverletzungen, prüft das System Cockpit verschiedene Handlungsoptionen. Hierbei können angebotene Flexibilitätsoptionen real abgerufen und innovative Betriebsmittel simulativ zur Vermeidung von Engpässen eingesetzt werden (Abbildung 6).

Die Fahrpläne der einzelnen Teilprojekte werden in diesem Prozess optimiert und je nach Bedarf Flexibilitätsoptionen reserviert. Die optimierten und weiterhin georeferenzierten Fahrpläne gehen über die Datenkaskade und das Energy Gateway an die Steuerung der von der Optimierung betroffenen Anlagen zurück. Während des Testlaufs wurde im System Cockpit kontrolliert, ob die Anlagen die angeforderte Flexibilität auch tatsächlich erbringen.

Die wichtigsten Ergebnisse zum Flexibilitätsabruf wurden in der Live-Betriebsphase erzielt. Das System Cockpit bietet hierfür eine Vielzahl von Optionen, damit Erfahrungen mit Flexibilitätsabrufen gesammelt und Daten generiert und ausgewertet werden können, um die zukünftige Netzsituation zu untersuchen. In Vorbereitung dieses Bewertungsprozesses wurden bereits die zu berücksichtigenden Themen identifiziert.

Die Analyse wird einerseits unter funktionalen Gesichtspunkten durchgeführt, um die Erfüllung der technischen Anforderungen, die Reaktionszeiten bei normalen Abrufen und bei Ad-hoc-Flexibilitätsabrufen, die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von IKT zu überprüfen. Zum anderen wurde der Beitrag einzelner Optionen zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb unter Berücksichtigung des Flexibilitätspotenzials analysiert, wobei die tatsächlichen und simulierten Ergebnisse verglichen und statistische und erfolgreiche Optionen zur Lösung der Netzprobleme statistisch ausgewertet wurden.

Autorin

Dr. Sahra Vennemann (E.ON SE)

POLITISCHER BEIRAT

Das Verteilnetz auf die Herausforderungen der Energiewende vorzubereiten ist nicht nur eine technische, sondern auch eine politische Herausforderung. Politische und regulatorische Rahmenbedingungen müssen verändert werden, damit die Energiewende gelingen kann.

Aus diesem Grund bildet der Politische Beirat von DESIGNETZ die Schnittstelle zwischen Forschung und Politik. Er trägt die Projektergebnisse in die Parlamente und Regierungen und vermittelt die Erwartungen der Politik an die Projektpartner.

Der Beirat ist besetzt mit den für Energie verantwortlichen Ministerinnen und Ministern der drei beteiligten Bundesländer sowie im Fall des Saarlandes zusätzlich mit einem Vertreter der Staatskanzlei. Insgesamt dreimal ist der Politische Beirat während der Projektlaufzeit zusammengetreten, um die von DESIGNETZ entwickelten Handlungsempfehlungen zum politischen und regulatorischen Rahmen zu begleiten und zu kommentieren.

Bei jedem Treffen wurde ein Impulspapier mit politischen Empfehlungen und konkreten Botschaften verabschiedet.

Die verabschiedeten Impulspapiere können über diesen QR-Code auf der DESIGNETZ-Website eingesehen werden:



„DESIGNETZ zeigt eindrucksvoll, wie die Energiewende dezentral in einer Gemeinschaft mit Partnern gelingen kann. Erfolgsvoraussetzungen sind dabei der Ausbau erneuerbarer Energien und Millionen neue flächendeckende und leistungsstarke Netzanschlüsse sowie deren Digitalisierung.“

Dr. Thomas König | Vorstand E.ON SE – Energienetze und Vertreter des Konsortialführers im Politischen Beirat



„Am Ende von DESIGNETZ blicken wir auf spannende Jahre zurück, in denen intensiv an skalierbaren Lösungen geforscht wurde, mit denen unsere Stromnetze zukünftig flexibel auf das volatile Angebot der erneuerbaren Energien reagieren können. Ich hoffe, dass die wichtigen Beiträge, die DESIGNETZ geliefert hat, in Zukunft Wirklichkeit werden, damit wir weiterhin bezahlbar und sicher mit Energie versorgt werden können.“

Prof. Dr. Andreas Pinkwart | Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

„Damit wir in Zukunft klimaneutral leben können, ist noch einiges zu tun. Umso mehr freue ich mich, dass die in DESIGNETZ erforschten Lösungen sinnvoll bei der Gestaltung unserer Klimaschutz-Zukunft eingesetzt werden können.“

Ulrike Höfken | Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz a.D.



„DESIGNETZ zeigt uns die Energiewelt von morgen: Bestehende Systemlösungen werden mit Zukunftslösungen verknüpft. Hier wurde nicht nur eine Idee geschaffen, sondern der Weg dafür geebnet, wie wir gemeinsam die Energiezukunft gestalten können.“

Anke Rehlinger | Ministerin für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr und stellvertretende Ministerpräsidentin des Saarlandes

„DESIGNETZ liefert die Erkenntnisse, die wir brauchen, um in der Energiewende bestehen zu können. Jetzt liegt es an der Politik, hieraus die richtigen Ableitungen zu treffen, damit aus den Erkenntnissen zukunftsfähige Geschäftsmodelle entstehen, die uns für die Energiemärkte der Zukunft wettbewerbsfähig machen.“

Henrik Eitel | Chef der Saarländischen Staatskanzlei



FLEXIBILITÄT: VORAUSSETZUNG FÜR EIN DEZENTRALES ENERGIESYSTEM.



Stabilität durch Flexibilität: Voraussetzung für ein dezentrales Energienetz

Immer mehr Strom wird aus erneuerbaren Energien gewonnen. Bereits heute gibt es mehr als 1,9 Mio. dezentrale Erzeugungsanlagen¹ in Deutschland, welche regenerativen Strom zum Beispiel aus Wind und Photovoltaik ins Stromnetz einspeisen. Diese Stromeinspeisung ist in hohem Maße volatil, sodass Bedarf und Angebot durch intelligente Lösungen aufeinander abgestimmt werden müssen. Dies bedarf einer zunehmenden Flexibilisierung aller beteiligten Akteure im Energiesystem.

Um den Mehrwert unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen zu untersuchen, hat DESIGNETZ die Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung sowohl in Simulationen modellhaft untersucht als auch in der Praxis mit mehr als 20 Teilprojekten umgesetzt.

Die nachfolgenden Kapitel zeigen die Ergebnisse aus den Simulationen sowie die Erkenntnisse aus der demonstrativen Umsetzung.

Flexibilität – eine Frage der Definition

Die Bundesnetzagentur definiert Flexibilität als „[...] Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen“².

Neben dieser Definition wurden innerhalb von DESIGNETZ weitere Ansätze diskutiert, die schließlich zu der folgenden Definition führten:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme von Energie aus einem Netz an einem bestimmten Ort zu einem definierten Zeitpunkt gegenüber der ursprünglichen Planung (Baseline) in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal, Aktivierung, Veränderung physikalischer Parameter).“

Dabei müssen die folgenden Punkte näher erklärt werden:

- Flexibilität ist in dieser Definition nicht auf das Stromsystem beschränkt und erlaubt auch sektorenübergreifende Konstellationen. Eine Power-to-Heat Anlage in einem Nahwärmeverbund würde bei Aktivierung gleichzeitig Flexibilität im Stromsystem (Entnahme) und im Wärmesystem (Einspeisung) erbringen.
- Flexibilität auf technischer Ebene muss immer im Zusammenhang mit einer örtlichen und zeitlichen Komponente betrachtet werden. Ersteres ergibt sich in der Regel automatisch durch den Netzanschlusspunkt. Allerdings ist in der getroffenen Definition nicht festgelegt, dass Entnahme und Einspeisung zeitversetzt am gleichen Netzanschlusspunkt erfolgen müssen.
- Die Bereitstellung von Flexibilität erfordert immer ein externes Signal, wobei extern in diesem Fall bedeutet, dass eine Anlage sich nicht selbst ein Signal zur Bereitstellung von Flexibilität senden darf (z.B. die Ladung eines Speichers bei Unterschreiten eines Minimum-State of Charge (SOC)).

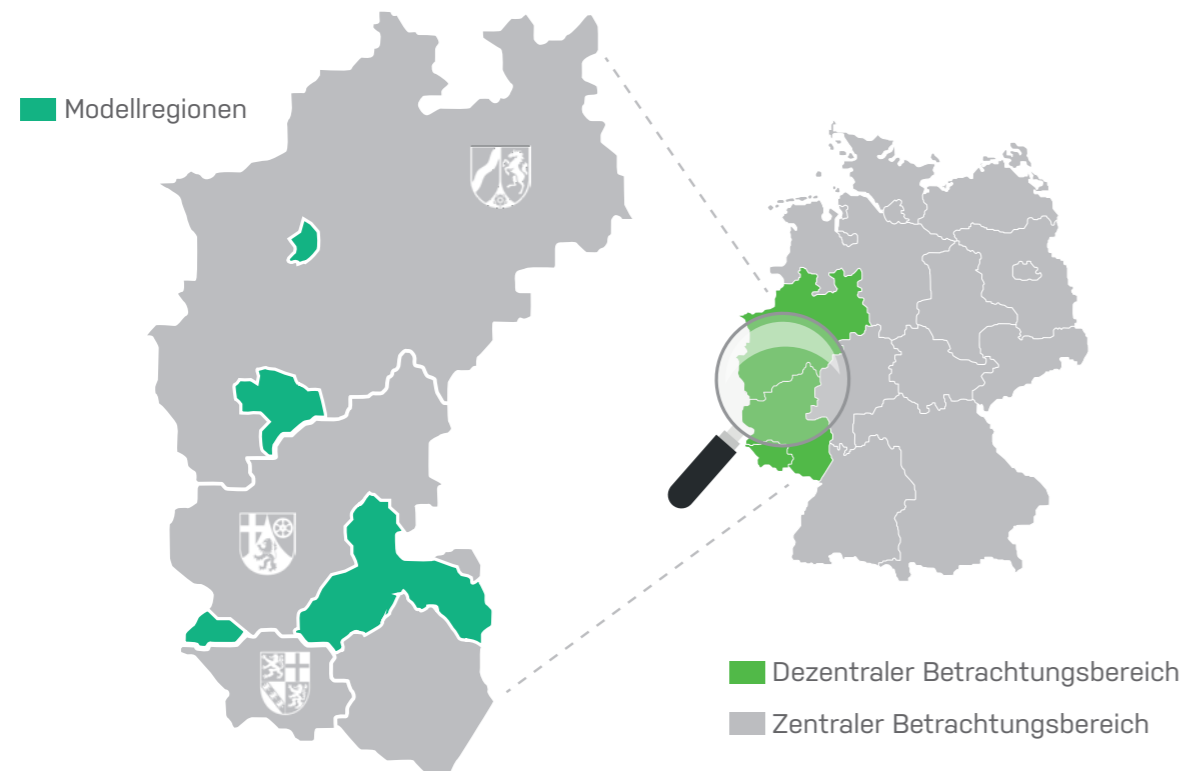
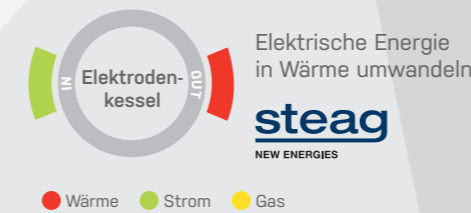


Abbildung 1: Modellregionen im Fokus der Untersuchungen

- Die Bereitstellung von Flexibilität ist immer mit der Veränderung einer ursprünglichen Planung zur Einspeisung oder Entnahme von Energie (bei gleichem Ort und Zeitpunkt) verbunden. Durch die Planungsänderung ergeben sich Grenzkosten, die die Bereitstellung von Flexibilität erwirtschaften muss, um ökonomisch sinnvoll eingesetzt zu werden. Soll Flexibilität als eigenständiges Produkt gehandelt werden, bedeutet dies, dass die Abweichung von einer ursprünglichen Planung nachvollziehbar dokumentiert werden müsste.

- Die Bereitstellung von Flexibilität kann eine Dienstleistung im Energiesystem zum Ziel haben, muss es aber nicht. Es kann in primäre und sekundäre Nutzen unterschieden werden, wobei zum Beispiel auch die Eigenoptimierung ein Nutzenziel zur Flexibilisierung darstellen kann.

Je nach Nachfrage oder Adressat der Flexibilität wird zwischen marktdienlicher, netzdienlicher und systemdienlicher Flexibilität unterschieden.



Auswirkungen und Mehrwert: vom Nutzen dezentraler Flexibilität

Im Folgenden sind die Erkenntnisse zu den simulierten, gesamt-systemischen Betrachtungen, die innerhalb von DESIGNETZ durchgeführt wurden, zusammengefasst.

Am Anfang steht die Untersuchung der Auswirkungen auf die Strommärkte. Anschließend wird der Beitrag dezentraler Flexibilität zum lokalen energetischen Ausgleich quantifiziert und im letzten Schritt der netzdienliche Beitrag zur Vermeidung von Ineffizienzen beim Netzausbau adressiert. Sämtliche Erkenntnisse beziehen sich auf die räumliche Betrachtung der Modellregionen, die gemäß Abbildung 1 einen Ausschnitt der Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland darstellen.

Mehr Flexibilität für das Gesamtsystem

Der betriebliche Mehrwert dezentraler Flexibilität für das Gesamtsystem ergibt sich in erster Linie aus der durch ein externes Signal abrufbaren Änderung der positiven und negativen Wirkleistung. Dadurch wird die Reaktionsfähigkeit des Energiesystems auf schwankende Systemzustände verbessert.

Damit der Mehrwert dezentraler Flexibilität für das Gesamtsystem quantifiziert werden kann, muss die bereitgestellte Flexibilität über das gesamte System hinweg koordiniert werden. Eine zentrale Instanz für diese Aufgabe sind die Märkte für Fahrplanenergie (Spotmärkte). Der Beitrag dezentraler Flexibilität zum Gesamtsystem wird daher im Folgenden auf Basis eines Verfahrens zur Simulation der Strommärkte quantifiziert. Vorausgesetzt wird hierbei, dass dezentrale Flexibilität in den Markt integriert und für die Strom-Großhandelsmärkte erschlossen ist.

Allerdings bestehen bei der Erschließung dezentraler Flexibilität für die Fahrplanenergiemärkte sowohl organisatorische als auch technische Hürden. Zum einen sind die Eigentümer dezentraler Anlagen zumeist Privatpersonen, die keinen Zugang zu den Großhandelsmärkten für Strom haben. Die Vermarktung dezentraler Anlagen sollte daher künftig über eine neue Instanz, sogenannte Aggregatoren, im Energiemarkt erfolgen.

Zum anderen setzt dieses Modell voraus, dass Aggregatoren die mit ihnen vernetzten Anlagen aktiv ansteuern können, was wiederum eine flächendeckende Ausstattung dezentraler Anlagen mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) erfordert. Eine flächendeckende Ausstattung dezentraler Anlagen mit IKT ist jedoch nicht unkritisch. Schließlich muss sich der Eigentümer der Anlage nicht nur bereit erklären, die Steuerung seiner Anlage einem Aggregator zu überlassen, sondern auch überzeugt sein, dass sich seine Investition in Steuerungs- und Messtechnik für ihn selbst auszahlt.

Mögliche Zielkonzepte

Aufgrund dieser Unwägbarkeiten werden in den quantitativen Untersuchungen unterschiedliche Erschließungsgrade für die IKT auf Basis der Zielkonzepte berücksichtigt. Jedes Zielkonzept beschreibt die betriebliche Ausrichtung der Nutzung dezentraler Flexibilität:

1. Vollständige Flexibilitäterschließung

Alle dezentralen Flexibilitätsoptionen werden erschlossen und stehen im Rahmen der technischen Möglichkeiten dem Gesamtsystem zur Verfügung. Dieses Zielkonzept spiegelt einen optimal weiträumigen Einsatz von IKT-Infrastruktur wider und stellt die Referenz für die Untersuchungen dar.

2. Eingeschränkte Flexibilitäterschließung

Es wird lediglich ein Teil der Flexibilitätspotenziale für das Gesamtsystem genutzt. Aufgrund von Akzeptanzproblemen und/oder fehlender IKT-Infrastruktur werden einzelne Anlagen (zum Beispiel Wärmepumpen oder PV-Heimspeicher) nicht erschlossen und sind aus Gesamtsystemsicht unflexibel.

3. Lokales Energiegleichgewicht

Analog zum Zielkonzept 1² werden alle dezentralen Flexibilitätsoptionen für das Gesamtsystem erschlossen. Allerdings ist die Flexibilitätsnutzung in diesem Zielkonzept auf die lokale Verwertung des in den Modellregionen erzeugten Stroms ausgerichtet. Hierbei wird untersucht, welchen Beitrag dezentrale Anlagen in der eigenen Region liefern können, um ein energetisches Gleichgewicht zu erreichen.

¹ Quelle: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/fast-zwei-millionen-erneuerbare-energien-anlagen/>

² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Flexibilitaet/Flexibilitaet_node.html

Auf der Basis dieser Zielkonzepte hat DESIGNNETZ den zukünftigen Strommarkt 2035 einschließlich seiner Interaktionen und Wechselwirkungen simuliert. Dabei werden sowohl konventionelle, zentrale als auch neuartige dezentrale Flexibilitätsoptionen modelliert und zu einer gesamtheitlichen Flexibilitätsbewirtschaftung verbunden.

Der Beitrag dezentraler Flexibilität zum Gesamtsystem ergibt sich damit aus der aktiven Beteiligung an der Versorgung des gesamten Bundesgebiets, also sowohl der Deckung der Nachfrage nach Elektrizität als auch der Vorhaltung von Regelleistung. Um den Mehrwert dezentraler Flexibilität zu quantifizieren, werden die folgenden ökonomischen, klimapolitischen und technischen Bewertungskriterien zugrunde gelegt:

- **Kosteneinsparpotenziale im Gesamtsystem**

Die aktive Bereitstellung dezentraler Flexibilität bietet die Möglichkeit, auf extreme Systemzustände zu reagieren und damit die Inanspruchnahme teurer Spitzenlastkraftwerke zu vermeiden. Das erhöht die Markteffizienz und senkt die Stromerzeugungskosten.

- **Vermeidung von Abregelung erneuerbarer Energien (EE-Abregelung)**

Eines der obersten klimapolitischen Ziele ist die Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem. Durch die Bereitstellung dezentraler Flexibilität kann die angebotsabhängige regenerative Erzeugung bedarfsgerecht mit der Nachfrageseite zusammengeführt werden. Damit lässt sich die Abregelung von EE im Gesamtsystem reduzieren.

- **Beteiligung am Netzengpassmanagement**

Die Erschließung dezentraler Flexibilität für den Markt schafft die technischen Voraussetzungen zur Nutzung für weiterführende Zwecke, beispielsweise die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung.

Auf Basis dieser Bewertungskriterien wird einerseits der jeweils absolute Mehrwert dezentraler Flexibilität gezeigt und andererseits der Mehrwert einer vollständigen Flexibilitätserschließung durch die Gegenüberstellung der Zielkonzepte 1 und 2 abgeleitet. Das Delta zwischen diesen Zielkonzepten beschreibt schließlich die Auswirkung zusätzlicher dezentraler Flexibilität auf das Gesamtsystem.

Beitrag für die Strommärkte: Durch die vollständige Erschließung dezentraler Flexibilität in Zielkonzept 1 in den Modellregionen können die Stromerzeugungskosten an den deutschen Strommärkten um 16 Mio. Euro/a reduziert werden. Diese Kostenreduktion geht mit der Verdrängung thermischer Kraftwerke einher, wodurch die CO₂-Emissionen in Höhe von 64,4 Tsd. t/a eingespart werden. Gleichzeitig wird die marktbasierete Abregelung erneuerbarer Energien in Höhe von 20,2 GWh/a vermieden. Folglich ist die Erschließung dezentraler Flexibilität für die Strommärkte unter ökonomischen und klimapolitischen Aspekten vorteilhaft.

Neben der rein marktdienlichen Flexibilitätsbereitstellung, können dezentrale Flexibilitätsoptionen auch genutzt werden, um ein Energiegleichgewicht in den einzelnen Modellregionen zu erreichen. In Zielkonzept 3 zum Beispiel, wird ein lokales Gleichgewicht in den Modellregionen angestrebt, indem überregionale Strombezüge mit zusätzlichen Kosten in Höhe von 60 Euro/MWh belegt, lokale regenerative Stromüberschüsse jedoch weiterhin ins Gesamtsystem eingespeist werden können. Damit wird ein monetärer Anreiz geschaffen, Strom bevorzugt lokal zu erzeugen und zu nutzen.

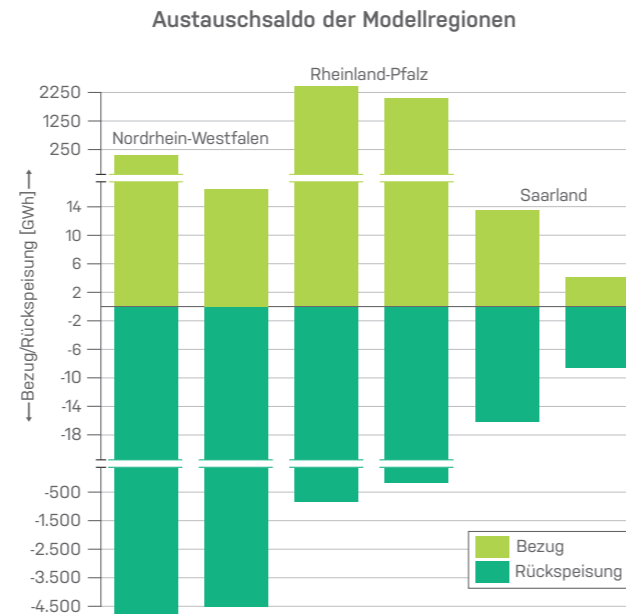


Abbildung 2: Auswirkungen auf die überregionalen Strombezüge und Rückspeisungen der Modellregionen der DESIGNNETZ-Bundesländer

Beitrag zum lokalen energetischen Ausgleich: Die Ergebnisse zeigen, dass die Jahresstrombezüge insbesondere in den Modellregionen von Rheinland-Pfalz und dem Saarland signifikant verringert werden können (vgl. Abbildung 2). Damit gehen auch niedrigere Rückspeisungen in überlagerte Netzebenen einher, da die Überschussenergie zum Teil vor Ort verwertet werden kann. In Abgrenzung dazu zeichnet sich die Modellregion in Nordrhein-Westfalen durch viele elektrische Lasten aus, sodass überregionale Strombezüge eine wichtige Rolle zur Versorgung der Endkunden einnehmen.

Kosten und Mehrwert netzdienlicher Flexibilität

Die Erschließung dezentraler Flexibilität für die Strommärkte birgt auch Potenziale für das Netzengpassmanagement im zukünftigen Verteilnetz. In Folge der zunehmenden Elektrifizierung der Energiesektoren Verkehr und Wärme steigt der Anteil der Verbraucher mit nahezu gleichzeitigem Strombedarf, was die Netzinfrastruktur belastet.

Zur Lösung dieser Aufgabe werden unterschiedliche Maßnahmen diskutiert. Konventionelle Maßnahmen, wie etwa der weitere Ausbau des Verteilnetzes, ermöglichen eine langfristige Entlastung der Verteilnetze. Die notwendigen Investitionen können jedoch durch netzdienliche Flexibilität gemildert werden. Da Netzengpässe vor allem durch einzelne Last- und Erzeugungsspitzen hervorgerufen werden, kann somit unter Nutzung von netzdienlicher Flexibilität auf die Dimensionierung „auf die letzte Kilowattstunde“ des zukünftigen Netzausbaus verzichtet werden. Als Alternative dazu rückt nun die netzdienliche Flexibilitätsnutzung in den Fokus, durch die der Netzbetreiber Zugriff auf den Einsatz dezentraler Anlagen erhält, um drohende Netzengpässe zu vermeiden oder vorliegende Netzengpässe zu beheben. Dadurch ließe sich zwar konventioneller Netzausbau vermeiden, allerdings würden mit der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung Kosten für die Entschädigung des Anlagenbetreibers entstehen. Entsprechend wird in den folgenden Überlegungen vorausgesetzt, dass der Anlagenbetreiber zum Ausgleich eine Entschädigungszahlung in Höhe, der ihm auf dem Strommarkt entgangenen Opportunitäten (entgangene höhere Erlöse oder geringere Kosten) erhält.

Es stellt sich an dieser Stelle die Frage, welches Konzept die geringsten Kosten für Netzausbau und Flexibilitätsbewirtschaftung verursacht. Um diese Frage zu beantworten, werden in DESIGNNETZ für ausgewählte Modellregionen unterschiedliche Netzausbauvarianten für das Zukunftsszenario 2035 zugrunde gelegt und die jeweiligen Kosten für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung gegenübergestellt. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Netzausbauvarianten werden durch einen prozentualen Flexibilisierungsgrad abgebildet, der wiederum den Anteil der (auf Basis von Spot- und Regelleistungsvermarktung) geplanten Einspeisung oder Entnahme der dezentralen Anlagen angibt, der beim Netzausbau als netzdienliche Flexibilität verfügbar ist.



Um sowohl die Kosten für den Netzausbau als auch die marktbasiereten Opportunitätskosten für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung zu bemessen, wurde eine mehrstufige Verfahrenskette entwickelt, die die Interdependenzen im Markt und im Netz sinnvoll berücksichtigt (vgl. Abbildung 3). In der ersten Stufe wird mit einem Marktsimulationsverfahren der Anlageneinsatz in den Modellregionen bestimmt, der die Auslegungsgrundlage für den Netzausbau in der zweiten Stufe darstellt.



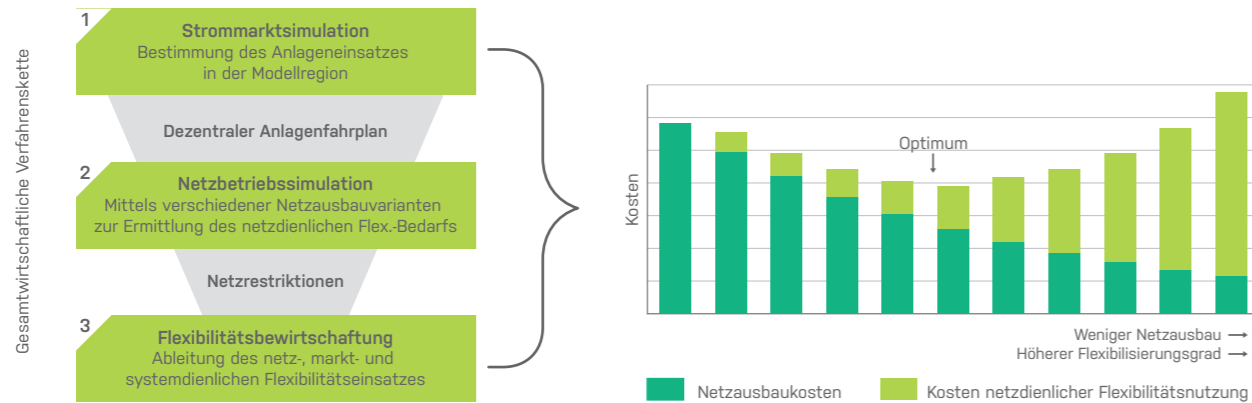


Abbildung 3: Gesamtwirtschaftliche Verfahrenskette zur Ermittlung des kostenminimalen Netzausbaus

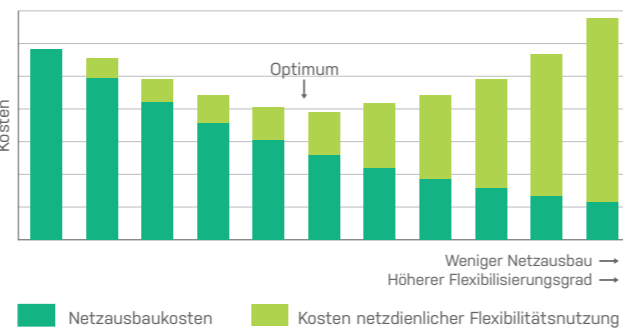
Anschließend werden in einer zweiten Stufe unterschiedliche Netzausbauvarianten entwickelt und einer Betriebssimulation unterzogen, um den damit verbundenen netzdienlichen Flexibilitätsbedarf zu identifizieren. Der ermittelte Flexibilitätsbedarf wird anschließend in die Marktoptimierung der dritten Stufe einbezogen, in der eine Flexibilitätsbewirtschaftung an den Fahrplanmärkten, unter Berücksichtigung netzseitiger Einschränkungen jeder Netzausbauvariante, erfolgt.

Es werden jedoch ausschließlich Netzausbauvarianten weiter betrachtet, bei denen Netzengpässe durch netzdienliche Flexibilität behoben werden können. Alle anderen Netzausbauvarianten werden als unzulässig verworfen. Im Ergebnis lassen sich über diese Verfahrenskette der markt-, system- und netzdienliche Flexibilitäts-einsatz ableiten und die Netzausbaukosten sowie markt-basierten Opportunitätskosten für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung ermitteln. Unberücksichtigt bleiben bei den Kosten für die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung (annuitätische oder auf die netzdienliche Flexibilitätsmenge anteilige) Investitionskosten für die Flexibilisierung. Ungeachtet dessen können betriebswirtschaftliche Kostenbestandteile einzelner Akteure in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung entfallen.



Die effizienteste Lösung

Zur Bestimmung des gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbaus in den Modellregionen (Abbildung 1) werden zehn Netzausbauvarianten simulativ untersucht (Abbildung 4). Die Gegenüberstellung zeigt, dass durch die Nutzung netzdienlicher Flexibilität Netzausbaukosten eingespart werden können.



Während beim konventionellen Netzausbau (Null Prozent-Variante) die jährlichen Netzausbaukosten 12,8 Mio. Euro/a betragen, können die Kosten bei einem Flexibilisierungsgrad von 50 Prozent auf 6,17 Mio. Euro/a reduziert werden. Davon entfallen 2,84 Mio. Euro/a auf den Netzausbau und 3,33 Mio. Euro/a auf die Spotmarktopportunität der Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Die geringsten Gesamtkosten in Höhe von 5,97 Mio. Euro/a erzielt die 70 Prozent-Variante, während bei einem noch höheren Flexibilisierungsgrad (80–100 Prozent) die zusätzliche Spotmarktopportunität für netzdienliche Flexibilität die Kosteneinsparungen aus dem Netzausbau übersteigen würden.

Während die 70 Prozent-Variante mit den geringsten Kosten einhergeht, sind die Kostenunterschiede zwischen der 50 Prozent-Variante und 100 Prozent-Variante als marginal einzustufen. Insbesondere ist ein Mindestmaß an Netzausbau erforderlich, um die Versorgungsaufgabe in den Modellregionen zu erfüllen. Folglich können die Netzausbaukosten, bei Annahme eines Flexibilisierungsgrades oberhalb von 50 Prozent, nur geringfügig eingespart werden. Als Fazit kann ein abnehmender Grenznutzen netzdienlicher Flexibilität² oberhalb der 50 Prozent-Variante beobachtet werden kann.

Für die kostenminimale Netzausbauvariante werden über das gesamte Jahr 335,4 GWh/a netzdienlicher Flexibilität in den Modellregionen erbracht.

Davon entfallen 163,3 GWh/a auf positive³ und 172,1 GWh/a auf negative⁴ Maßnahmen. Unter Berücksichtigung der damit einhergehenden netzdienlichen Kosten in Höhe von 3,33 Mio. Euro/a, ergibt sich ein mittlerer Preis für die Inanspruchnahme netzdienlicher Flexibilität von 9,93 Euro/MWh.

² Die netzdienlichen Kosten umfassen Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität auf Basis der entgangenen höheren Erlöse oder niedrigeren Kosten am Spotmarkt für Strom und Regelernergie.

³ Positive Maßnahmen umfassen die Erhöhung der Erzeugung oder die Reduktion des Verbrauchs

⁴ Negative Maßnahmen umfassen die Reduktion der Erzeugung oder die Erhöhung des Verbrauchs

Während die Netzausbaukosten als vollständig anzunehmen sind, sind für die umfassende monetäre Analyse der Kosten der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung weitere Analysen erforderlich. Diese umfassen insbesondere die Investitionskosten für die Flexibilisierung, aber auch potentiell weitere Opportunitätskosten auf Verbraucherseite (Komfortverlust, Abweichen vom Produktionsoptimum). Eine vollständige Analyse der positiven sowie negativen Effekte des Netzausbaus sowie der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung sollte Teil zukünftiger F&E-Projekte sein. Ungeachtet dessen zeigen die Ergebnisse, dass eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung Kosteneinsparungen auf Netzseite erbringen kann.

Trade-Off zwischen Netzausbau und netzdienlicher Flexibilitätsnutzung: Der Netzausbau ist das Rückgrat der Energiewende. Allerdings geht die Dimensionierung des Netzes „bis auf die letzte Kilowattstunde“ mit gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen einher. Vor diesem Hintergrund wird untersucht, inwieweit Netzausbau durch die Inanspruchnahme netzdienlicher Flexibilität eingespart werden kann. Dazu werden die Kosten des Netzausbaus mit den Kosten netzdienlicher Flexibilitätsnutzung gegenübergestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine progressive Erschließung netzdienlicher Flexibilität mit einer nicht zu vernachlässigenden Optimierung der Netzausbaukosten einhergeht und tendenziell sich damit auch die Gesamtkosten reduzieren lassen.

Flexibilität und ihre Nutzung

Die verschiedenen Anwendungsfälle der Flexibilitätsnachfrage konkurrieren um die Bereitstellung der Flexibilität. Die Flexibilitätsoption wählt sich dabei den Anwendungsfall mit dem höchsten Erlöspotenzial.

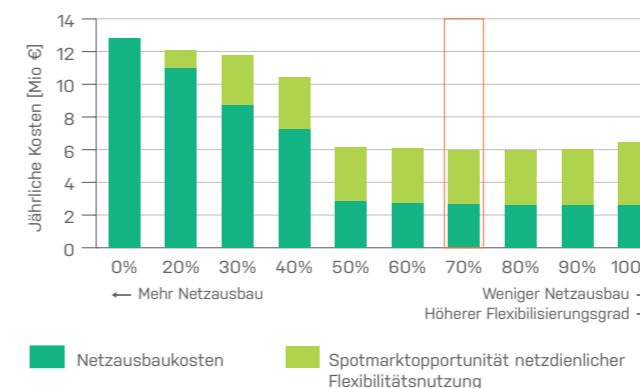


Abbildung 4: Trade-Off zwischen Netzausbau und netzdienlicher Flexibilität in den Modellregionen

Die grundlegenden Kategorien von Flexibilität unterscheiden sich vor allem in der Art und der Anzahl der Nachfrager, in der räumlichen Granularität und der sich daraus ergebenden Liquidität. Zudem besteht die Option, dass Nachfrager und Anbieter identisch sind. Daraus leiten sich die drei verschiedenen Arten der Flexibilitätsnutzung ab: markt-, netz- und systemdienlich. Eine weitere Möglichkeit ist die Eigenverbrauchsoptimierung, die jedoch eine Sonderform ist. Hierbei wird keinem anderen Akteur Flexibilität zur Verfügung gestellt, weshalb diese Art von Flexibilitätsnutzung ausgeklammert wird.

Die drei verschiedenen Arten der Flexibilitätsnutzung markt-, netz- und systemdienlich stehen in Konkurrenz zueinander. Die Flexibilität wird also den jeweils günstigsten Marktbedingungen sowie der Aussicht auf möglichst hohe Erlöse und Kostenreduktionen folgen. Dabei ist die netzdienliche Flexibilitätsnutzung (genau wie die Eigenverbrauchsoptimierung) nur lokal nutzbar und erfordert folglich eine Geo-Referenzierung der nutzbaren Flexibilität. Die system- und marktdienliche Flexibilität hingegen kann ortsübergreifend zum Einsatz kommen.

Flexibilität für den Strommarkt

Die Umstellung auf regenerative, angebotsabhängige Energieträger erhöht die Volatilität in der Stromerzeugung und beeinflusst dadurch immer mehr die Strompreise. Flexibilität kann marktdienlich verwendet werden, um bei temporären Strompreisdifferenzen zur Glättung der Strompreise beizutragen. Solche Differenzen treten an den Day-Ahead und Intraday-Strombörsen („Spotmärkten“) auf, werden jedoch auch in Produkten auf Terminmärkten abgebildet. Innerhalb einer Gebotszone spielt der Standort der Flexibilität dabei keine Rolle. Marktdienliche Flexibilität kann aber auch von einem Nachfrager genutzt werden, um in einem Portfolio von Lieferanten seine Versorgungssicherheit bilateral zu optimieren.

Netzdienliche Flexibilität für ÜNB und VNB

Netzdienliche Flexibilität wird von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) eingesetzt, damit thermische Grenzen von Netzbetriebsmitteln („Engpassmanagement“) nicht längerfristig überschritten werden und das Spannungsband („Spannungshaltung“) eingehalten wird. Beide Probleme können sowohl durch Wirk- als auch durch Blindleistung gelöst werden, üblich ist jedoch der Einsatz von Wirkleistung für Engpassmanagement und Blindleistung für die Spannungshaltung.

Wie effektiv Flexibilität bei Spannungshaltung und Engpassmanagement eingesetzt werden kann, hängt maßgeblich von den Standorten der Flexibilität und des konkreten Netzproblems sowie der Leistungsfähigkeit des Stromsystems zwischen diesen Standorten ab. Dabei kann sich ein geringes Flexibilitätsangebot auf das Design von Beschaffungsmechanismen zur Kontrahierung der Flexibilität auswirken.

Systemdienliche Flexibilität für ÜNB und VNB

Die Kontrahierung von systemdienlicher Flexibilität ist Aufgabe der ÜNB zur Sicherstellung der Systemfrequenz von 50 Hertz. Die deutschen ÜNB nutzen hierzu ihre eigene Marktplattform regelleistung.net. Da die Implementierung des Clean Energy Packages (EU- Legislativpaket zur Energie- und Klimapolitik vom 22.05.2019) zu grenzüberschreitenden Optimierungen der Auswahl von Flexibilität zur Bereitstellung von Regelleistung führen wird, ist mit verstärktem Wettbewerb zu rechnen.

Außerhalb des Netzes: Flexibilität für die Optimierung des Eigenverbrauchs

Flexibilität kann auch zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden. Das kann dazu führen, dass Verbraucher Lastspitzen und somit leistungsbezogene Netzentgelte einsparen oder die Bedingungen atypischer oder individueller Netzentgelte nach §19 Absatz 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erfüllen. Darüber hinaus können Prosumer gewissermaßen eigene Flexibilität einsetzen, um ihren Netzstrombezug zu minimieren, indem sie verstärkt selbsterzeugten Strom nutzen. Je nach Rahmenbedingungen können sie somit neben den reinen Strombezugskosten auch Netzentgelte, Umlagen und Steuern einsparen.

Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität

DESIGNETZ hat mit verschiedenen Teilprojekten in der Praxis untersucht, mit welchen Technologien Flexibilität realisiert und bereitgestellt werden kann. Flexible Leistung wird dabei sowohl von unterschiedlichen Erzeugern und Verbrauchern als auch im Netz selbst angeboten.

Flexibilitätsoptionen, die der Versorgungssicherheit des Gesamtsystems dienen, sind mit unterschiedlichsten Technologien in allen Sektoren zu finden.

Netzbetriebsmittel als erster Ausgleich

Im Falle einer kritischen Netzsituation im Stromnetz wird der Netzbetreiber im ersten Schritt gemäß §13 (1) Nr. 1 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) versuchen, mit seinen eigenen technischen Möglichkeiten auf einen Netzengpass zu reagieren und Grenzwertverletzungen mit sogenannten Netzbetriebsmitteln zu vermeiden. Je nach Spannungsebene werden dabei unterschiedliche Netzbetriebsmittel eingesetzt, wie zum Beispiel ein Mittelspannungslängsregler im Mittelspannungsnetz, eine regelbare Ortsnetzstation oder die witterungsabhängige Optimierung durch Leiterseiltemperatur-Monitoring in der Hoch- und Höchstspannungsebene (siehe Kapitel Netzinfrastruktur). Reichen diese technischen Möglichkeiten nicht aus, um den Netzengpass zu beheben, können weitere Flexibilitätsoptionen unterschiedlicher Anbieter und auf Basis anderer Technologien in den verschiedenen Netzebenen herangezogen werden.

Bereitstellung durch unterschiedliche Prosumer und Technologien

Die Technologien zur Flexibilitätsbereitstellung befinden sich auf der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene sowie in unterschiedlichen Sektoren, wie zum Beispiel in privaten Haushalten, im Gewerbe, Handel, oder Dienstleistungssektor sowie in der Industrie oder Landwirtschaft.

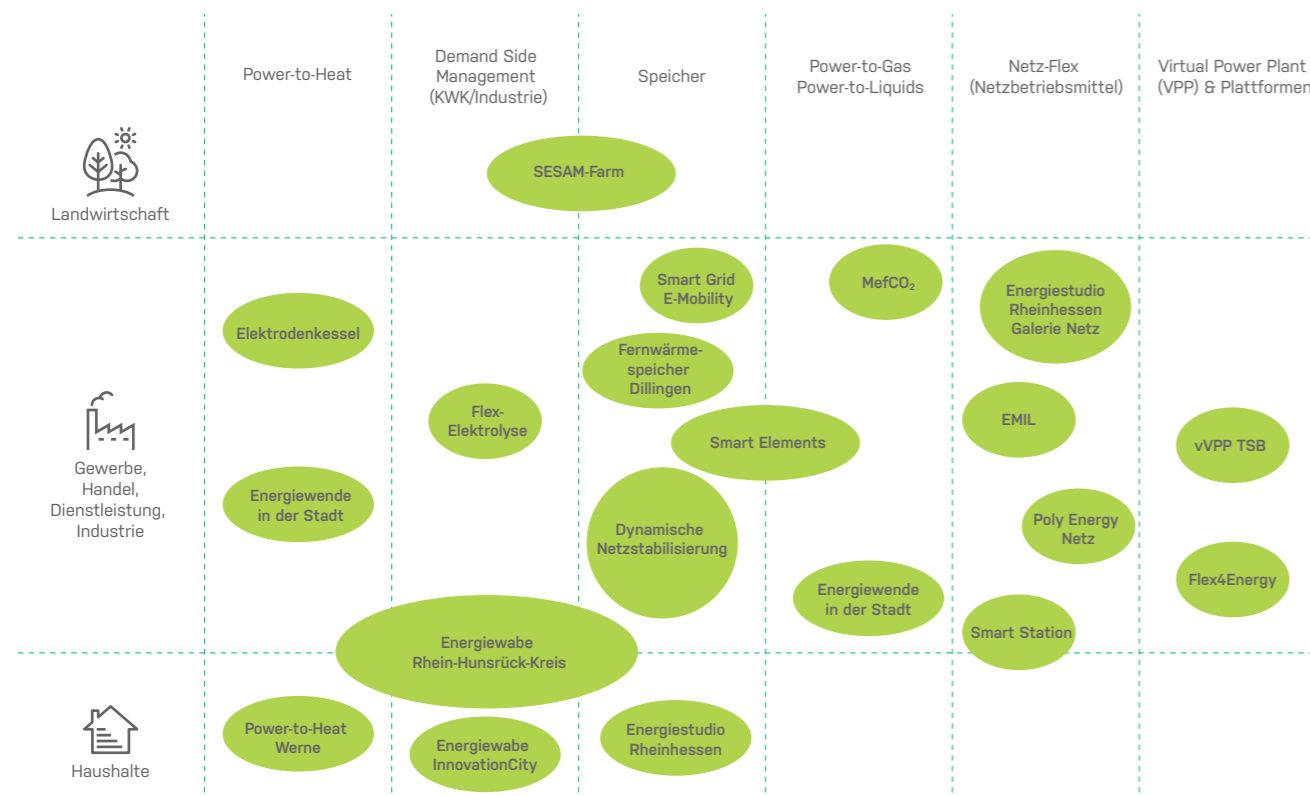


Abbildung 5: Verteilung der Flexibilitätsanbieter (Teilprojekte) im Projekt DESIGNETZ

Im Projekt DESIGNETZ wurde in mehreren Teilprojekten untersucht, wie Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann. Dabei wurden unterschiedliche Technologien und Anlagen aufgebaut und teilweise mit einer individuellen Prognoseerstellung und Schnittstelle zu DESIGNETZ versehen. Zur Flexibilitätsbereitstellung wurden insgesamt 24 Teilprojekte untersucht. Diese verteilen sich auf unterschiedliche Sektoren und Technologie-Cluster (Abbildung 5).

Von den 24 Teilprojekten, die Flexibilität liefern, wurden 14 physikalisch an das Energy Gateway in DESIGNETZ angeschlossen. Bei den aktiv angeschlossenen Teilprojekten sieht man eine gleichmäßige Verteilung auf die Stromspannungsebenen sowie Mehrfachnennungen bei der Anwendung für die Sektorenkopplung (Abbildungen 6 und 7).

Nutzen des Flexibilitätsanbieters

Die (saisonale) Verfügbarkeit der jeweiligen Flexibilität ist in besonderem Maße von der primären Nutzung der Anlage abhängig. Die Technologie entscheidet über den Charakter der Flexibilität.

Bei den in DESIGNETZ untersuchten Teilprojekten war die Bereitstellung von netz- und/oder marktdienlicher Flexibilität ein Hauptziel. Jedoch unterliegen die meisten der untersuchten Anlagen einer vorrangigen Nutzung oder einem individuellen Optimierungsziel, was temporär die Flexibilitätsbereitstellung einschränken kann. Dies ist zum Beispiel eine Batterie, die primär zum Peak-Shaving im Stromnetz eingesetzt wird, oder eine Power-to-Heat Anlage, die vorrangig zur Wärmeverversorgung dient. Dort hängt die saisonale Verfügbarkeit der jeweiligen Flexibilität stark vom primären Nutzen der Anlage ab und steht nicht oder nur begrenzt anderweitig für die Flexibilitätsbereitstellung zur Verfügung.

Wichtige Einflussgrößen auf die Bereitstellung von Flexibilität sind unter anderem:

- Saisonaler Einfluss durch klimatische Bedingungen
- Einfluss des Primärnutzens durch vorgegebene Betriebsstrategien
- Mögliche Komforteinbußen bei Kunden
- Konkurrierende Nachfrage nach Flexibilität
- Möglichkeit und Qualität der Prognose

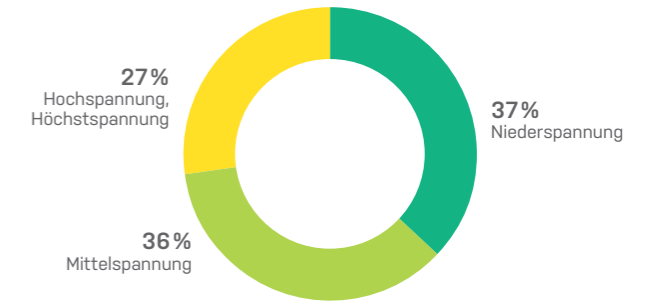


Abbildung 6: Spannungsebene der DESIGNETZ-Teilprojekte

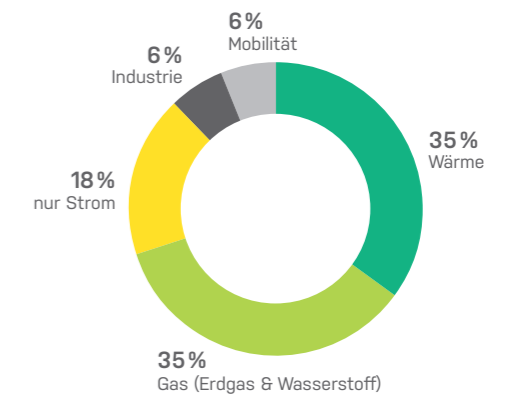


Abbildung 7: Anwendung für die Sektorenkopplung der DESIGNETZ-Teilprojekte

Die Teilprojekte in DESIGNETZ wurden nach ihrem Primärnutzen und Sekundärnutzen untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Regelenergiebereitstellung unter aktuellen Bedingungen nur eines von mehreren Einsatzgebieten ist, dass jedoch fast alle Betreiber als Sekundärziel eine Bereitstellung von Flexibilität, entweder für sich selbst oder als Bereitstellung für extern, anstreben.

Die Untersuchung ergab den folgenden Primär- und Sekundärnutzen:

Primärnutzen:

- Wärmebereitstellung
- Regelenergiebereitstellung
- Eigenoptimierung PV
- Eigenoptimierung Netz
- Eigenoptimierung Betrieb
- Stromspeicherung
- Ausgleich von Leistungsbilanzfehlern

Sekundärnutzen:

- Regelenergiebereitstellung
- Bereitstellung von netz- und marktdienlicher Flexibilität
- Bilanzkreisausgleich
- Strombezugskosten optimieren

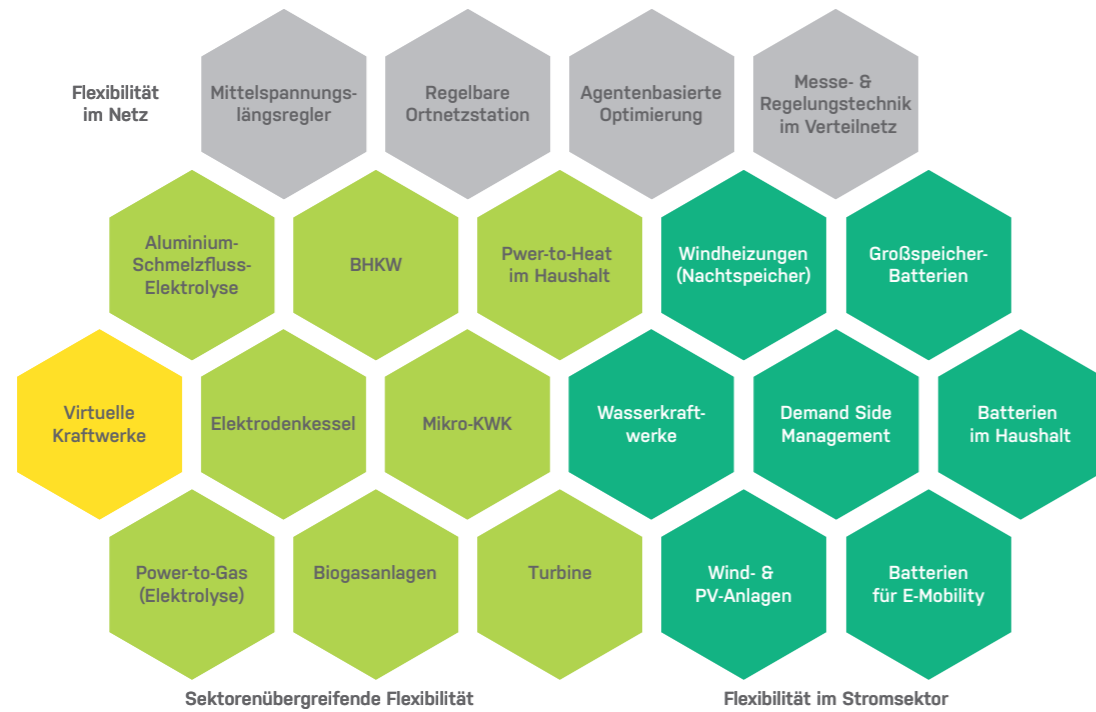


Abbildung 8: Technologien zur Flexibilitätsbereitstellung im Projekt DESIGNETZ

Da die Betriebsziele aber zumeist ökonomischen Interessen folgen, können monetäre Anreize dazu beitragen, dass größere Flexibilitätspotenziale bereitgestellt werden (siehe auch Kapitel Partizipation). Natürlich gelingt dies nur unter der Prämisse, dass primäre Versorgungsaufgaben und andere individuelle vertragliche Verbindlichkeiten nicht beeinträchtigt werden.

Charakterisierung der Flexibilität

Flexibilität wird bei den Teilprojekten durch unterschiedliche Einzel-Technologien sowie durch eine Kombination aus Technologien bereitgestellt. Abbildung 8 zeigt eine Übersicht der im Projekt DESIGNETZ eingebundenen und erprobten Technologien.

Der Charakter der Flexibilität, welcher sich aus dem Primärnutzen und dem Umfeld der Anlage ergibt, ist ebenso abhängig von weiteren Parametern:

- Leistung
- Bereitstellung der Flexibilität als Erzeugung oder Last
- Anfahrverhalten
- Kapazität
- Vor- und Nachholeffekte
- Einzuhaltende Wartungs- und Abschaltzeiten

Abhängig von der eingesetzten Technologie stellen die Anlagenbetreiber in DESIGNETZ ihre Flexibilität aus Sicht des Stromnetzes entweder als Einspeisung, als Entnahme oder auch in beiden Optionen zur Verfügung. Dabei besitzen die Teilprojekte unterschiedliche, aggregierte Anlagen und Flexibilitätsleistungen (Abbildung 9). Je nach Netzebene sind die Flexibilitätsleistungen unterschiedlich: von wenigen Kilowatt elektrischer Leistung im Haushaltsbereich bis zu mehreren Megawatt im Industriesektor.



Abbildung 9: Elektrische, aggregierte Flexibilitätsleistung der angeschlossenen Teilprojekte in DESIGNETZ

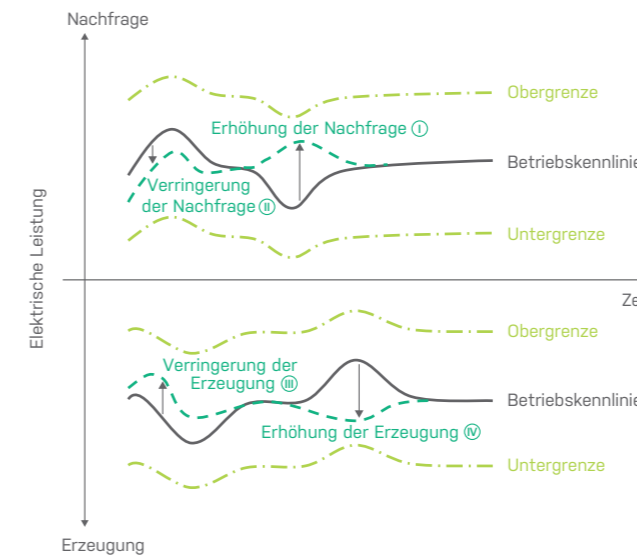


Abbildung 10: Erhöhung und Verringerung der Nachfrage und Erzeugung von Flexibilität im Rahmen von DESIGNETZ

Für die Bereitstellung der Flexibilität und als Basis für den Kommunikationsablauf wurde die Flexibilität jedes Teilprojektes charakterisiert und in folgende Flexibilitätsrichtungen (Abbildung 10) sortiert:

- I. Erhöhung der Nachfrage
- II. Verringerung der Nachfrage
- III. Verringerung der Erzeugung
- IV. Erhöhung der Erzeugung

Durch die Vielzahl an unterschiedlichen Flexibilitätsanbietern und die damit einhergehenden Technologien ist besonders bei der Bereitstellung und der Definition sowohl negativer als auch positiver Flexibilität besondere Sorgfalt bei der Datenkommunikation erforderlich. Standard im Projekt war die Ausrichtung am sogenannten Verbraucherzählpeilsystem.

Die angeschlossenen Teilprojekte stellen zu einem großen Teil Flexibilität in Form einer Erhöhung der Nachfrageleistung zur Verfügung. Jedoch können die meisten von ihnen aufgrund ihrer Technologie und Betriebsweise eine oder zwei Flexibilitätsrichtungen bedienen. Batterien dagegen sind in der Lage, Flexibilität in alle vier Richtungen zu liefern, und dabei gut und schnell ansteuerbar, solange sie keiner weiteren primären Nutzung zugeordnet sind.

In Abhängigkeit von der Betriebsweise der Anlage, potenzieller Vor- und Nachholeffekte oder auch zwingend einzuhaltender Totzeiten, zum Beispiel zur Abkühlung, sind unterschiedliche Flexibilitätsangebote durch die untersuchten Teilprojekte zu erwarten (Abbildung 11).

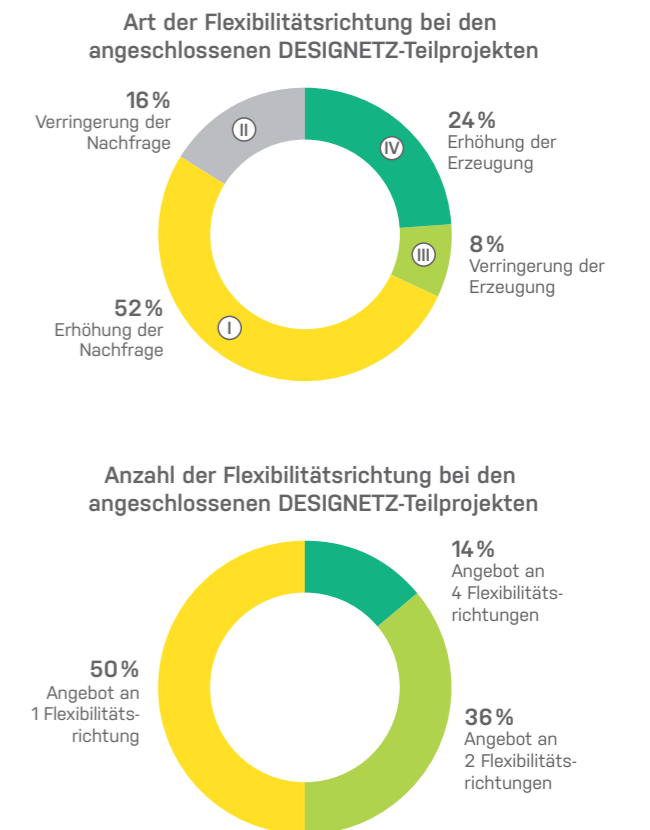


Abbildung 11: Art und Anzahl der Flexibilitätsrichtungen der angeschlossenen Teilprojekte

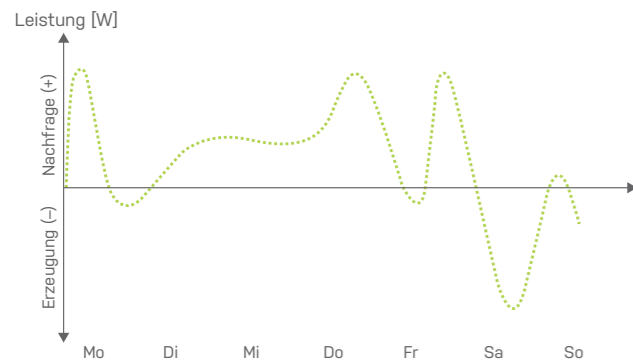
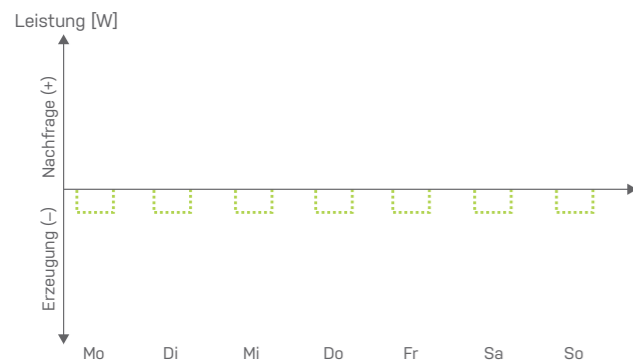
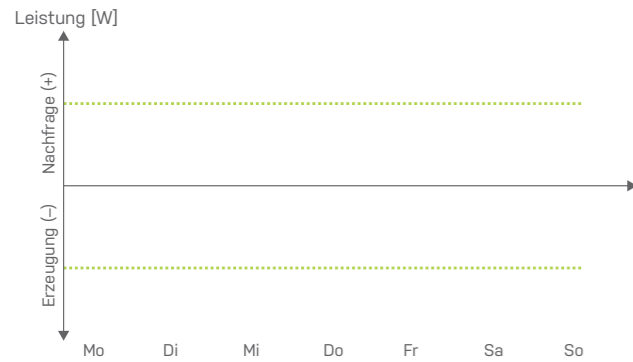


Abbildung 12: Unterschiedliche Flexibilitätsbereitstellung im Projekt DESIGNETZ (exemplarisch)

„Grüne Wiese“-Ansatz zum Anschluss aller unterschiedlichen Technologien und Berücksichtigung aller möglichen Flexibilitätsprodukte ohne Ausschluss (Technologie- und Marktoffenheit).

DESIGNETZ hat eine Vielzahl unterschiedlicher Flexibilitätsanbieter im praktischen Einsatz erprobt. Um alle an ein System anzuschließen, wurde bewusst darauf verzichtet, einem bestehenden Marktkonzept zu folgen, da dies entweder zum Ausschluss einiger Flexibilitätsanbieter oder zur Gruppierung innerhalb des Projekts geführt hätte. Stattdessen wurde ein projektinterner Standard für die verwendete Schnittstellentechnik, die Dateninhalte zur Beschreibung der Flexibilität sowie das Datenformat, den Kommunikationsablauf und die Datenmodellierung erarbeitet. Dieser Ansatz gewährleistet einen technologie- und marktoffenen Ansatz.

Bestandsaufnahme der notwendigen und verfügbaren Datensignale

Zu Beginn des Projekts wurde eine Bestandsaufnahme der für den Flexibilitätsabruf notwendigen und verfügbaren Datensignale durchgeführt. Die Schlüsselfragen bei der Erstellung einer Datenliste sind:

- Welche Informationen beschreiben eine Flexibilität?
- Welche Daten werden von übergeordneter Stelle benötigt, um Flexibilität zu bewerten?
- Welche Daten können von einem Flexibilitätsanbieter zur Verfügung gestellt werden?

Dazu wurden sowohl der Anforderungskatalog seitens der Arbeitspakete als auch die realistischen, technischen Möglichkeiten der Anbieter ermittelt. Das Hauptaugenmerk lag dabei auf der technischen Umsetzung, der wissenschaftlichen Auswertung und den Kommunikationsabläufen für einen aktiven Flexibilitätsabruf.

Diese Informationen sind im sogenannten „Datenkatalog“ zusammengefasst, der im Laufe der ersten zweieinhalb Projektjahre sukzessive weiterentwickelt und konkretisiert wurde. Der Datenkatalog beinhaltet unter anderem notwendige Definitionen von Datenfeldern einschließlich der Informationen zu Einheit, Vorzeichen (Ausrichtung nach Verbraucherzählpfeilsystem), Wertebereich, Zeitstandard und zeitlichen Übermittlungsintervallen.

Des Weiteren sind einige Unterteilungen bei den notwendigen Daten vorgenommen worden:

Stammdaten

- Enthalten nur technische Informationen, die einmalig abgefragt werden
- Kategorisierung und Anpassung der Stammdaten nach Technologien

Bewegungsdaten

- Enthalten regelmäßige automatisiert übermittelte Datenwerte

Ohne geht es nicht: Standards für Flexibilität

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen die technischen Unterschiede bei den Flexibilitätsanbietern. Damit unterschiedliche Prosumer und deren potenzielle Flexibilitätsprodukte automatisiert auf einem Markt oder einer Plattform zusammengeführt und gehandelt werden können, ist ein definierter Standard nötig, der für alle kooperierenden Partner nutzbar ist und weiteren Flexibilitätsanbietern offensteht. Die nachfolgenden Kapitel zeigen, welche Ansätze, Werkzeuge und Methoden der Standardisierung innerhalb von DESIGNETZ umgesetzt wurden.

Darüber hinaus ist dem Datenkatalog ein Beiblatt zur Erklärung und weitergehenden Definition der einzelnen im Datenkatalog aufgeführten Datenfelder, zum Beispiel Festlegung von Zeithorizonten und Interpretationen einzelner Datensignale, beigefügt worden.

Im Datenkatalog sind insgesamt 44 Datenfelder (Bewegungsdaten) zum Austausch vereinbart, dazu zählen die Prognosedaten, aktuelle Betriebsdaten der Flexibilitätsanbieter (Flexibilitätsmeldung) sowie die Steuersignale zum Aktivieren und Durchführen des Abrufs (Flexibilitätssteuerung).



Dateninhalt, Datenform, Datenmodell

Im Datenkatalog sind die Datensignale zunächst nur inhaltlich definiert, erforderlich sind jedoch auch ein einheitliches Datenformat und ein definierter Kommunikationsstandard. In einer „Signalliste“ wurden daher den genannten Datensignalen entsprechende Formate – unter anderem Protokollformat und Telegrammtypen – zugeordnet.

In DESIGNETZ wurde während des Gesamtprojekts mit dem Kommunikationsstandard IEC 60870-5-104 gearbeitet und dabei ein einheitliches Datenmodell verwendet, um Dateninhalte und -formate auch für die IKT-Struktur, die IT-Aufgaben und IT-Services zu definieren. So konnten Flexibilitätsangebote automatisiert innerhalb der zentralen DESIGNETZ-Datenstruktur gesendet, abgelegt, zeitlich erfasst und mit verschiedenen Attributen und Entitäten hinterlegt werden. Einzelheiten dazu sind im Kapitel Digitalisierung aufgeführt.

Technische Ausstattung für die Übermittlung von Flexibilität

Damit Betriebsdaten ausgelesen und ankommende Steuerbefehle ausgeführt werden können, müssen die vernetzten Anlagen mit Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSRT) ausgestattet sein. Hierbei wurden zur Übertragung der Flexibilitätsangebote standardisierte Schnittstellen eingesetzt, wodurch einerseits den unterschiedlichen Anbietern eine definierte, einheitliche Anforderungsliste für den Anschluss zur Verfügung stand und andererseits eine klare Systemgrenze zwischen dem Teilprojekt und dem Energy Gateway (siehe auch Kapitel zum Teilprojekt Energy Gateway in Band 2) festgelegt war.

Diese Schnittstelle – im Projekt als „Schnittstellenbox“ bezeichnet – besteht aus einem Kleinferrnwerkgerät und einem mobilfunkfähigen „M2M“-Router. Diese Anbindungsform ähnelt technisch stark der bisherigen Anbindung von EEG-Kundenanlagen bei der Westnetz, ist standardisiert und erfüllt alle Anforderungen an eine kritische Infrastruktur. Teilprojekte, die bereits mit der bestehenden Westnetz IKT-Struktur verbunden waren, wurden im Rahmen des Projekts gesondert angebunden. Diese Flexibilitätsanbieter wurden innerhalb des Schaufensters mit einer OPCUA Brigde an das Energy Gateway gekoppelt. Es handelt sich dabei um eine Server-Client-Infrastruktur in OPC-UA, einem Industrie-4.0-Kommunikationsstandard.

Prognose als notwendige Bedingung für den Flexibilitätsabruf

Eine weitere wichtige Voraussetzung, Flexibilität anbieten zu können, ist die Prognose des verfügbaren Flexibilitätspotenzials sowie der zukünftigen Betriebskurve des Flexibilitätsanbieters. Im Rahmen der DESIGNETZ-Teilprojekte wurde die Prognose individuell erzeugt. Dabei wurden unterschiedliche Verfahren eingesetzt: von der einfachen Berechnung aus Wetterdaten und Erfahrungswerten über detaillierte algorithmensbasierte Berechnung bis hin zu KI-unterstützter Prognoseerstellung. Die Prognosezeiträume im Projekt liegen bei den unterschiedlichen Teilprojekten zwischen ein und sieben Tagen.





Unterschiedliche Flexibilitätsprodukte erfordern unterschiedliche Abrufkonzepte

Welche Art von Flexibilität angeboten wird, hängt von den bisher aufgeführten, zumeist technischen Voraussetzungen der Teilprojekte ab. Die jeweiligen Angebote werden – unabhängig vom Kommunikations- bzw. Abrufkonzept – regelmäßig in Form einer prognostizierten Betriebskurve und eines potenziellen Flexibilitätsbandes an das System Cockpit übermittelt (Abbildung 13 oben).

DESIGNETZ hat auf der Grundlage unterschiedlicher Teilprojekt-Steuerungen, Betriebsweisen der Anlagen und Kommunikationskonzepte vier Abruftypen für die Flexibilitätsbereitstellung definiert.

1. Fahrplanabruf ohne weitere Führungsgröße

Der Flexibilitätsanbieter erhält zwei Stunden vor dem eigentlichen Abrufzeitraum eine Reservierung in Form eines Fahrplans mit einer Soll-Betriebskurve, die innerhalb seines zuvor übermittelten Angebots liegt (Abbildung 13 mittig). Zum Abrufzeitraum liegt es in der Verantwortung des Flexibilitätsanbieters, diese Sollbetriebskurve gemäß Fahrplan auszuführen.

2. Fahrplanabruf mit Führungsgröße ohne Teilmengen der Reservierung

Der Flexibilitätsanbieter erhält zwei Stunden vor dem eigentlichen Abrufzeitraum eine Reservierung in Form eines Fahrplans mit einer Soll-Betriebskurve, die innerhalb seines zuvor übermittelten Angebots liegt. Zum Abrufzeitpunkt wird eine minütliche Führungsgröße übermittelt, die die Soll-Leistung der Anlage vorgibt. Die Führungsgrößen entsprechen dem zuvor übermittelten Reservierungsfahrplan.

3. Fahrplanabruf mit Führungsgröße mit Teilmengen der Reservierung

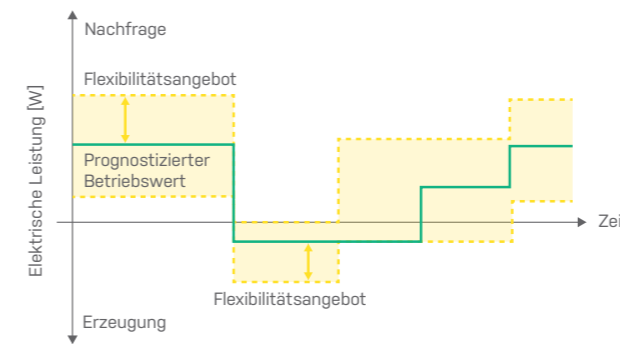
Der Flexibilitätsanbieter erhält zwei Stunden vor dem eigentlichen Abrufzeitraum eine Reservierung in Form eines Fahrplans mit einer Soll-Betriebskurve, die innerhalb seines zuvor übermittelten Angebots liegt. Zum Abrufzeitpunkt wird eine minütliche Führungsgröße übermittelt, die die Soll-Leistung der Anlage vorgibt. Dieser Abruf kann eine Teilmenge der Leistung des zuvor übermittelten Reservierungsfahrplans darstellen (Abbildung 13 unten).

4. Ad hoc-Abruf ohne Reservierung

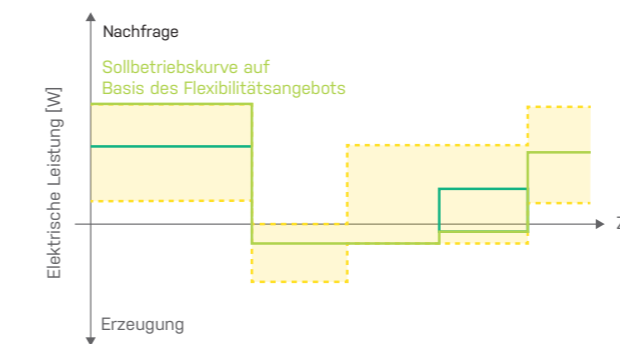
Der Flexibilitätsanbieter erhält im Abrufzeitraum zum Abrufzeitpunkt eine minütlich übermittelte Führungsgröße, die entsprechend umzusetzen ist. Die Höhe entspricht dem zuvor prognostizierten und übermittelten Flexibilitätsangebot oder einer Teilmenge davon.

Aufsteigend von Typ 1 nach Typ 4 wird der Flexibilitätsabruf zunehmend spontan. Bei Typ 1 ist durch die vorgeschaltete Reservierung und Fahrplanübermittlung der Abruf gut planbar, allerdings bei spontanen Änderungen der benötigten Leistungsmenge eher unflexibel. Typ 2 benötigt ebenfalls die Planbarkeit wie Typ 1, bietet jedoch die technische Möglichkeit, ein Führungssignal zur Leistungssteuerung umzusetzen. Typ 3 nimmt die Reservierung zwecks Planbarkeit in sein System auf, kann beim eigentlichen Abruf jedoch davon abweichend auch Teilmengen der reservierten Leistung umsetzen. Typ 4 verarbeitet keinerlei vorherige Reservierung und ist für einen spontanen Abruf der zuvor angebotenen Flexibilität geeignet. Dieses Abrufkonzept ist besonders bei sehr kurzfristig benötigter Flexibilität hilfreich. Bei der praktischen Umsetzung in DESIGNETZ haben sich die Typen 1, 3 und 4 durchgesetzt (Abbildung 14).

Schematische Darstellung eines Flexibilitätsangebots als prognostizierter Fahrplan – Typ 1, 2, 3, 4



Schematische Darstellung eines Flexibilitätsreservierung als Sollbetriebskurve – Typ 1, 2, 3



Schematische Darstellung eines Flexibilitätsreservierung als Sollbetriebskurve – Typ 3

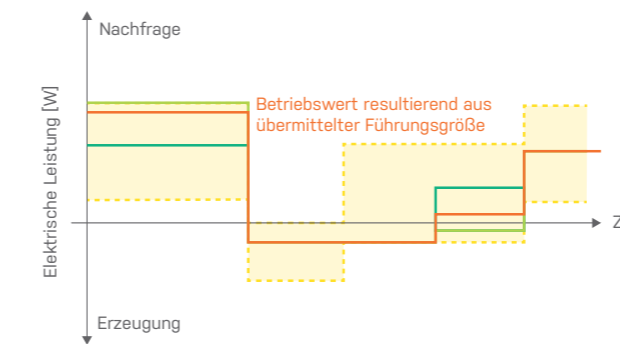


Abbildung 13: Schematische Darstellung der Abruf-Schritte

Verteilung der Abruftypen bei den angeschlossenen Teilprojekten

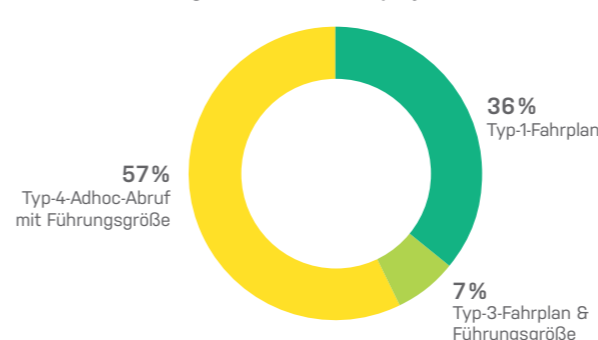


Abbildung 14: Verteilung der Abruftypen bei den in DESIGNETZ angeschlossenen Flexibilitätsanbietern

Eine Prognose (Angebot) ist seitens des Bereitstellers von Flexibilität immer notwendig, die Art des Produkts kann jedoch variieren. Der Abruf mittels anpassbarer Führungsgröße (Ad hoc-Abruf) ist die flexibelste Art der Bereitstellung, kann aber aktuell nicht von allen Flexibilitätsanlagen realisiert werden. Inwieweit zukünftig noch mehr Anlagen ein Ad hoc-Produkt liefern können, hängt von der notwendigen Prognosequalität sowie der Weiterentwicklung und Anpassung der technischen Anlagen und der IKT-Struktur ab. Eine komplette Umwidmung der Abrufprodukte in Ad hoc-Form ist jedoch aufgrund des technischen Aufwands und der daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Kosten nicht sinnvoll. Deshalb wird es auf ein Portfolio aus Flexibilitätsprodukten hinauslaufen, um auf alle Netzsituationen und Märkte reagieren zu können. Dabei können sowohl unterschiedliche Abrufprodukte und Leistungsrichtungen als auch Prognosegüte und -dauer berücksichtigt werden.

In Hinblick auf ein späteres Marktdesign ergeben sich durch die verschiedenen Abrufkonzepte unterschiedliche, potenzielle Flexibilitätsprodukte, die entweder eher fahrplanbasiert mit Vorankündigung funktionieren oder als Ad hoc-Abruf, ähnlich den heutigen Primärregelleistungs-Produkten, eher spontanen Bedarf decken.

Richtungweisend: Leitplanken für Flexibilitätsprodukte

Ein marktwirtschaftlicher Ansatz zur Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität setzt einerseits geeignete Märkte und andererseits die Charakterisierung von Flexibilitätsprodukten voraus, die an den Märkten gehandelt werden können.

Um einen liquiden Handel zu ermöglichen, sind einerseits funktionierende Märkte und gleichzeitig eine möglichst weitgehende Standardisierung von Flexibilitätsprodukten (Fahrplan-, Kapazitätsprodukt) erforderlich. In der Standardisierung müssen sowohl technische Restriktionen und Anforderungen von Anbietern und Nachfragern als auch Aspekte, die der Optimierung des Handelsgeschehens dienen, berücksichtigt werden.

Ziel der Standardisierung ist es, mit einer möglichst geringen Zahl an Basisprodukten eine möglichst große Vielfalt an Anforderungen erfüllen zu können. In DESIGNETZ wurden hierzu vier Abruftypen kategorisiert, aus denen sich zwei grundlegend unterschiedliche Produktklassen bilden lassen.

Fahrplanflexibilität

Fahrplanflexibilität setzt voraus, dass der Nachfrager in der Lage ist, den Flexibilitätsbedarf mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf genau zu definieren, und der Anbieter in der Lage ist, seine Baseline – ebenfalls mit zeitlichem Vorlauf – in einem gewissen Rahmen zu variieren.

Der Handel eines Fahrplanprodukts zwischen Anbieter und Nachfrager würde damit zu folgender allgemeiner Vereinbarung führen: „Anbieter verändert die Einspeisung/Entnahme von Energie aus dem Netz am Ort A zum Zeitpunkt B gegenüber der Baseline um den Leistungswert C für die Zeitdauer von D.“ Da C und D bekannt sind, kann der Handel sowohl auf Basis eines Leistungs- als auch eines Arbeitspreises vergütet werden.

Der Handel muss bis zum einem Stichzeitpunkt vor der Leistungserbringung abgeschlossen sein. Die dazu erforderliche Vorlaufzeit ergibt sich aus den Möglichkeiten des Anbieters, seine Baseline entsprechend umzustellen, und aus den Möglichkeiten des Nachfragers, bei Nichtzustandekommen des Geschäfts alternative Lösungen für seinen Flexibilitätsbedarf zu finden. Prinzipiell gibt es keine Restriktion, wie weit im Voraus ein Handelsgeschäft abgeschlossen werden kann.

Die Bestimmung des Zeitraums D, in dem die Leistung erbracht werden soll, ist ein wichtiges Element bei der Standardisierung. Je kürzer der Zeitraum gewählt wird, umso komplexere Leistungsprofile können durch die Aneinanderreihung gleichartiger Produkte abgebildet werden, umso höher ist aber auch der Transaktionsaufwand.



„DESIGNETZ hat eine Vielzahl innovativer Konzepte erprobt, um Flexibilität dezentral und zuverlässig bereitzustellen. Damit diese auch in Zukunft flächendeckend angeboten werden kann und der Netzausbau, wo es möglich ist, reduziert wird, müssen die kommunikativen Schnittstellen und regulatorischen Rahmenbedingungen weiterentwickelt werden.“

Janina Senner | Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Innerhalb von DESIGNETZ wurde die Produktklasse Fahrplanflexibilität dahingehend differenziert, ob nach Abschluss der Transaktion zum Zeitpunkt der Leistungserbringung der Anbieter eigenständig handelt (Abrufftyp 1) oder der Nachfrager ein Steuersignal senden muss, ohne dass sich hierdurch eine Änderung der vereinbarten Leistung ergäbe (Abrufftyp 2).

Eine feinere Unterteilung von Fahrplanflexibilität könnte anhand von Leistungsgradienten erfolgen. Andere technische Parameter, wie Reaktionszeit oder mögliche Leistungsänderungen im Zeitverlauf, sind aufgrund der Produktcharakteristik nicht relevant.

Fahrplanprodukte eignen sich besonders für marktdienliche Flexibilität, bei denen im Wesentlichen Energiemengen gehandelt werden. Bei netz- und systemdienlicher Flexibilität können Fahrplanprodukte eingesetzt werden, wenn die zu einem Zeitpunkt erforderliche Leistung bereits in einem gewissen Umfang vorhergesagt werden kann.

Die bestehenden Energiemärkte bilden die Charakteristika von Fahrplanprodukten bereits weitgehend ab. Zur Anwendung für netz- und systemdienliche Flexibilität fehlt hier allerdings noch der Ortsbezug der Leistungserbringung. Dieser kann auch bei marktdienlicher Flexibilität zunehmend wichtig werden, um eine vorausschauende Prüfung der benötigten Netzkapazitäten vornehmen zu können. Problematisch erscheint derzeit auch der Handel mit kleinen Energiemengen an den bestehenden Märkten.

Ad hoc-Flexibilität

Ad hoc-Flexibilität – häufig als Kapazitätsprodukt bezeichnet – setzt voraus, dass der Nachfrager den Flexibilitätsbedarf zum Zeitpunkt der Transaktion entweder nur sehr grob als Maximalwert abschätzen kann oder die Schwankungen des Flexibilitätsbedarfs nicht sinnvoll durch Fahrplanprodukte abzubilden sind. Gegebenenfalls ändert sich sogar die Planungsgenauigkeit für den Nachfrager zwischen dem Zeitpunkt der Transaktion und der Leistungserbringung. Anbieter von Ad hoc-Flexibilität müssen daher kommunikativ und technisch in der Lage sein, die Leistung ihrer Anlagen innerhalb der angebotenen Grenzen sehr kurzfristig anzupassen.

Der Handel eines Ad hoc-Produkts zwischen Anbieter und Nachfrager würde zu folgender allgemeiner Vereinbarung führen: „Anbieter stellt sicher, dass die Einspeisung/Entnahme von Energie aus dem Netz am Ort A ab dem Zeitpunkt B für die Zeitdauer von D jederzeit dynamisch gegenüber der Baseline um einen Leistungswert bis zu C geändert werden kann.“

Zum Zeitpunkt der Transaktion kann ein Preis nur auf Basis der maximal vereinbarten Leistung (€/kW) festgelegt werden. Dieser kann gegebenenfalls durch einen Arbeitspreis (€/kWh) ergänzt werden, der die reale Leistungserbringung berücksichtigt.

Da der Anbieter von Ad hoc-Produkten sehr flexibel reagieren können muss, dürfte sich der benötigte zeitliche Vorlauf eher durch Restriktionen beim Nachfrager oder durch die Transaktionsprozesse des Marktplatzes ergeben. Alternativ können Handelsgeschäfte mit sehr langem zeitlichem Vorlauf zum Beispiel in Form eines Rahmenvertrags abgeschlossen werden (etwa nach §14a EnWG), in dem ein Anbieter einem Nachfrager einen dauerhaften Zugriff auf seine Flexibilität gewährt.

Prinzipiell ist auch hier eine Standardisierung der Zeitdauer D hilfreich. Da das Produkt an sich aber schon sehr dynamisch ist, bieten sich hier längere Nutzungsdauern an als bei Fahrplanprodukten. In der Regel jedoch ist der genaue Flexibilitätsbedarf zum Zeitpunkt der Leistungserbringung bei Ad hoc-Produkten nicht bekannt. Entsprechend muss die Produktklasse weiter differenziert werden, um die verschiedenen Optionen des Flexibilitätsabrufs zu unterscheiden.

Im Projekt ist mit Abrufftyp 4 eine Variante beschrieben, bei der der Nachfrager dem Anbieter zum Zeitpunkt der Leistungserbringung über eine Sollwertvorgabe den genauen Flexibilitätsbedarf übermittelt. Eine genauere Spezifizierung des Produkts könnte wie folgt lauten: „Die Höhe der erforderlichen Leistung C wird innerhalb der Vertragslaufzeit D jeweils mit einem zeitlichen Vorlauf V (ms, s, min, h) kommuniziert und muss innerhalb einer maximalen Reaktionszeit von T (ms, s) umgesetzt werden.“

Flexibilität in anderer Form

Eine mögliche Alternative wäre die Verabredung eines physikalischen Parameters durch Anbieter und Nachfrager, anhand dessen der Anbieter die Flexibilitätserbringung eigenständig steuert. Entsprechend wäre das Produkt wie folgt näher zu spezifizieren: „Zur Bestimmung der erforderlichen Leistung C wird der Parameter X (zum Beispiel Spannung oder Frequenz) mit einer zeitlichen Auflösung von mindestens V (ms, s) gemessen. Die erforderliche Leistung ergibt sich in Abhängigkeit von der Abweichung von X zum Sollwert X0 nach folgender Formel (jeweils zu beschreiben) und muss innerhalb einer maximalen Reaktionszeit von T (ms, s) umgesetzt werden.“

Der im Projekt verwendete Abrufftyp 3 stellt eine Mischung von Fahrplan- und Ad hoc-Flexibilität dar und entspricht technisch einem Ad hoc-Produkt, bei dem die kontrahierte Flexibilitätskapazität (Leistung C in der Beschreibung) anhand eines Fahrplans zeitlich variiert. Zur Abwicklung auf einem Marktplatz bieten sich hierfür die Begrenzung der Zeitdauer D eines Einzelprodukts und die Aneinanderreihung gleicher Produkte mit unterschiedlichen C-Werten an.

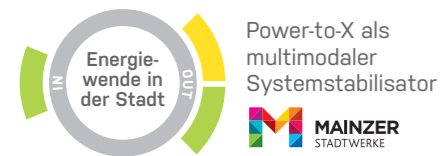
Alternativ könnte der Nachfrager ein reines Fahrplanprodukt kontrahieren, um seinen absehbaren Flexibilitätsbedarf zu decken, und mit einem Ad-hoc-Produkt kombinieren, um noch vorhandene Unsicherheiten abzudecken. Welche Variante die geeignete ist, orientiert sich an der Prognosegüte des Nachfragers. In beiden Fällen können aber durch geeignete Produktstandardisierungen die Komplexität der Produktvielfalt minimiert und die Liquidität des Handels erhöht werden.



Ad hoc-Flexibilitätsprodukte bieten sich insbesondere für netz- und systemdienliche Anwendungen an. Prinzipiell wäre aber auch ein marktlicher Einsatz vorstellbar, in dem eine zeitlich enge Kopplung einer Energielieferung an einen schwankenden Bedarf oder als Ersatzleistung für eine unregelmäßig fluktuierende eigene Energieerzeugung vereinbart wird.

Die bestehenden Regelleistungsmärkte sind Beispiele für den Handel mit Ad hoc-Flexibilitätsprodukten. Dabei entspricht die Primärregelleistung (PRL) einem Markt für Ad hoc-Flexibilität mit einem Abruf anhand der Netzfrequenz als Bezugsgröße, während bei Sekundärregelleistung (SRL) der Abruf durch eine Sollwertvorgabe erfolgt. Auch hier besteht der Nachteil der bisherigen Märkte in einer unzureichenden örtlichen Auflösung, sodass lokale oder regionale Flexibilitätsanforderungen darüber nicht gehandelt werden können.

Aus der Charakterisierung von Flexibilitätsprodukten ergibt sich zwar eine Forderung nach der Einführung lokaler und regionaler Flexibilitätsprodukte, nicht notwendigerweise aber eine Forderung nach lokalen oder regionalen Flexibilitätsmärkten.



Eine Auswertung: Geschäftsmodelle in der Diskussion

DESIGNETZ hat in Befragungen die Geschäftsmodelle der eingesetzten Anlagen und Teilprojekte und deren Motive für die Realisierung ermittelt. Es stellte sich heraus, dass es das Hauptziel der Teilprojekte sowohl bei der Flexibilisierung bestehender Anlagen als auch beim Bau neuer Anlagen ist, dieses Wertangebot selbst zu nutzen oder Dritten zur Verfügung zu stellen.

Werden Anlagen neu gebaut, so kann im Falle einer energetischen Umwandlung der Output zusätzlich vermarktet werden, wie dies bei Power-to-X Anlagen (PtX) der Fall ist. Die Teilhabe an der Energiewende durch die Erbringung eines Flexibilitätsbeitrags für die Integration von erneuerbaren Energien kann für Verbraucher darüber hinaus einen ideellen Nutzen bringen.

Die Bereitstellung von Flexibilität für Dritte – sei es zur Bilanzkreisoptimierung, zur Erbringung von Regelleistung oder für das Engpassmanagement – sehen alle Technologieanbieter als interessantes Geschäftsfeld an. Die Lösungen zur Eigenverbrauchsoptimierung werden jedoch, wo dies mit Einfluss auf den Strombezug möglich ist, als wesentlich attraktiver eingestuft.

Grund für die sinkende Attraktivität des Marktes für Regelleistung sind fallende Preise sowie die hohen Anforderungen insbesondere im Bereich der Primärregelleistung: Die Messung der Frequenz ist aufwendig und teuer und muss möglichst nah beim Erbringer der Flexibilität erfolgen, was dezentrale und kleinteilige Ansätze stark behindert. Zudem sind einzelne Anbieter auf Aggregatoren mit großen Portfolios angewiesen, um über die Schwelle von einem Megawatt zu kommen.

Einen zusätzlichen Aspekt bringt der Wunsch eines Großverbrauchers nach Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen zur Bereitstellung von Flexibilität in die Diskussion. Hier wären langfristige Kapazitätsausschreibungen für die Anbieter bei entsprechender Ausgestaltung der Zugriffsrechte vorteilhaft. Zudem wurde gefordert, dass Bandlastkunden nicht den Anspruch auf Sondernetzentgelte verlieren, wenn sie eine netz- oder systemdienliche Flexibilität erbringen.

Beide Punkte werden sowohl für Regelleistung als auch für das Engpassmanagement als relevant eingestuft. Im Bereich des Engpassmanagements besteht aktuell zudem das Problem, dass es insbesondere für die Lastseite, bis auf die Abschaltbare-Lasten-Verordnung für Bandlasten, keine vollständig ausgestalteten Kontrahierungsmechanismen einschließlich der Ausgestaltung von Zugriffsrechten gibt. Insbesondere die Zuschaltung von Last ist in keinem Modell abgedeckt.

Für Erzeuger und Speicher besteht zudem kein gewinnbringendes Geschäftsmodell, da die ReDispatch-Regelungen die Erstattung von Opportunitätskosten vorsehen. Eine weitere Möglichkeit der Förderung von Technologien für die Behebung von Engpässen sehen einige Technologieanbieter in der Anerkennung als Netzbetriebsmittel. Hier besteht der Wunsch nach einer Reduzierung der in der europäischen Strombinnenmarkttrichtlinie genannten Hürden.

Akteure	Nachfrage	Stromspeicher	Power to Gas	Power to Heat	Demand Side Management	Kraft-Wärme-Kopplung
H2-Kunde	Wasserstoff	✗	✓	✗	✗	✗
(Fern-)Wärmeerzeuger	Optimierung Wärmeerzeugung	✗	✗	✓	✗	✓
Erzeuger, Verbraucher, Prosumer	Eigenverbrauchs-optimierung/ Teilhabe Energiewende	✓	✗	✓	✓	✓
Bilanzkreisverantwortlicher	Bilanzkreis-optimierung	✓	✓	✓	✓	✓
Übertragungs-netzbetreiber	Regelleistung	✓	✓	✓	✓	✓
Übertragungs-/ Verteilnetzbetreiber	Engpass-management	✓	✓	✓	✓	✓
		Anforderungen an Regelleistung reduzieren				
		Positive Markenentwicklung				
Übertragungs-netzbetreiber	Regelleistung				Langfristige Ausschreibung	Kein Einfluss auf Bandlast-NNE
Übertragungs-/ Verteilnetzbetreiber	Engpass-management	Anerkennung als Netzbetriebsmittel			Kontrahierungsmechanismen	
Übergreifender Abbau von Hemmnissen		Kleinanlagen: Redu. IKT Aufwand	Regelwerk H2-Hochlauf (Endgeräte, Netze)	Kleinanlagen: Reduzierung Investitionskosten für IKT		
		Verluste: Reduzierung Strombezugskosten	Reduzierung Strombezugskosten	Einräumung Recht der Ansteuerbarkeit		

Abbildung 15: Geschäftsmodelle einzelner Technologien (oben) und Lösungswege zum Abbau von Hemmnissen (unten in grün)

Hürden und Hemmnisse

Neben den wertangebotsspezifischen Hemmnissen, gelten für Wertangebote auch übergreifende Hemmnisse, wie etwa der insbesondere für Kleinanlagen hohe Aufwand für die informationstechnische Anbindung. Hier wünschen sich die Flexibilitätsanbieter Vereinfachungen bei Regularien und Weiterentwicklungen in der Technologie.

Für Speicher, vor allem Großspeicher, die nicht als Kundenanlage betrieben werden, wird eine Reduzierung der Strombezugskosten auf Verluste und Nebenverbräuche gefordert, da – so die Argumentation – diese Anlagen vollständig dem Stromsystem dienen und nicht dazu genutzt werden, den Eigenverbrauch zu optimieren, also die Strombezugskosten für den Endverbrauch zu reduzieren.

Auch die Skalierbarkeit von Power-to-Gas- und Power-to-Heat Anlagen über den Forschungs- und Entwicklung (F&E)-Kontext hinaus wird durch hohe Strombezugskosten im Vergleich zu wesentlich geringeren konventionellen Brennstoffkosten erschwert. Für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft wären zudem Regelwerke erforderlich, die die Wasserstofftauglichkeit von bislang für Methan ausgelegte Endgeräte und Gasnetze fördert. So könnte bei Endgeräten eine entsprechende Zertifizierung und für Gasnetzbetreiber eine Refinanzierung von „H2-ready“ Netzbetriebsmitteln erfolgen. Die Ergebnisse der Analysen sind in Abbildung 15 dargestellt.

Erkenntnisse zur Flexibilität

Dem Thema Flexibilität hat sich DESIGNNETZ aus mehreren Blickwinkeln genähert. Für die DESIGNNETZ-Modellregionen wurden umfangreiche Simulationen durchgeführt, um abzuwägen, inwieweit ein dezentraler Einsatz von Flexibilitätsoptionen einen Netzausbau verringern kann. Die 24 Teilprojekte demonstrierten unterschiedliche Technologien und Ansätze, um Flexibilität zu erzeugen, und stellten diese für das Schaufenster bereit. Das System Cockpit übernahm den Part der Flexibilitätsnachfrage und forderte über das in DESIGNNETZ entwickelte Energy Gateway Flexibilität an.

Die Simulationen zeigen, dass durch die zunehmende Erschließung dezentraler Flexibilität die Stromerzeugungskosten und die CO₂ Emissionen sinken, während die marktbasierende Abregelung erneuerbarer Energien allein in den-Modellregion der DESIGNNETZ-Bundesländer (NRW, RLP, SL) um etwa 20 GWh/a verhindert wird. Folglich ist die Erschließung dezentraler Flexibilität für die Strommärkte unter ökonomischen und klimapolitischen Aspekten durchaus vorteilhaft. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass bei einer progressiven Erschließung netzdienlicher Flexibilität mit einer nicht zu vernachlässigenden Optimierung der zukünftigen Netzausbaukosten einhergeht.

Bei der Erschließung der Flexibilitätsoptionen im Schaufenster DESIGNNETZ war es sehr wichtig, einen markt- und technologie-offenen Ansatz zu gewährleisten. Die Vielfalt der Teilprojekte zeigte, dass auch in bisher nicht genutzten Technologien und Sektoren durchaus Flexibilität bereitsteht. Diese musste jedoch einheitlich erschlossen werden, was zu großen Herausforderungen beim Flexibilitäts-Nachfrager (System Cockpit) und der notwendigen IKT-Struktur führte.



Besonders vielfältige Erkenntnisse wurden bei den Umsetzungen in den Teilprojekten gewonnen. Jedes Teilprojekt durchlief die Phasen des technischen Aufbaus, der Prognoseentwicklung und Implementierung sowie den Anschluss durch die DESIGNNETZ-Schnittstelle.

Die meisten Herausforderungen traten dabei mehrheitlich bei der Prognoseermittlung und der Implementierung der Datenschnittstelle zum Energy Gateway auf. Ebenso wurden die Abwesenheit von aktuellen Geschäftsmodellen sowie die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen technologieübergreifend als Hindernis für die Umsetzung der Flexibilitätsbereitstellung erkannt. Zwei Teilprojekte wurden wegen nicht nachweisbarer Wirtschaftlichkeit eingestellt, da die Kosten im Laufe des Projektes gestiegen sind und die dagegenstehenden Erlöse nicht oder nur kaum erzielt wurden.

Vor- und Nachteile bei Größe und Schwarm

Während größere Anlagenbetreiber zumeist über ein eigenbestimmtes Energiemanagement verfügen und in Eigenregie an einem potenziellen Marktgeschehen partizipieren werden, benötigen die Betreiber von Kleinanlagen im Haushaltssektor zusätzlich eine Aggregator-Dienstleistung analog einem Virtual-Power-Plant (VPP) durch einen entsprechenden Betreiber, damit die einzelnen Flexibilitätspotenziale gebündelt und optimal genutzt werden können.

Auf diese Weise werden private Prosumer bei den komplexen technischen Anforderungen entlastet und erhalten zugleich einen einfacheren Zugang zu den jeweiligen Flexibilitätsmärkten. Je größer der Anlagenschwarm ist, desto höher ist die Sicherheit der Verfügbarkeit, da Ausfälle einzelner Anlagen – zum Beispiel durch spontanen Strombedarf bei Haushaltskunden oder technische Defekte – durch andere Anlagen kompensiert werden können.

Flexibilität ist überall. Oder nicht?

In der Tat konnten innerhalb der Teilprojekte innovative Technologien und Technologie-Kombinationen zur Flexibilitätsbereitstellung erfolgreich gezeigt werden. So wurden unter anderem zwei unterschiedliche technische Konzepte zur Flexibilitätsbereitstellung im privaten Haushalt entwickelt und im gewerblichen Bereich eine Kombination von Batterie und Gasturbine getestet sowie eine Aluminiumschmelzfluss-Elektrolyse flexibilisiert.

Jedoch gab es auch innerhalb der Teilprojekte Abstriche bei nutzbaren elektrischen Verbrauchern, denn nicht alle elektrischen Lasten sind auch flexibilisierbar. Das ist vor allem dann der Fall, wenn der Primärzweck höchste Priorität hat, wie zum Beispiel in der Landwirtschaft, wo die Gesundheit der Tiere sichergestellt und das Wetter berücksichtigt werden muss, im Haushalt, wo der Komfort nicht leiden darf, und auch bei Pumpen und Rührwerken in kritischen Prozessen.

„Plug and Play“. Standards gefragt.

Bedingt durch den Forschungscharakter und den Wunsch neue, noch nicht standardisierte Flexibilitätsoptionen in einem System zusammenzubringen, mussten viele Ressourcen in die signaltechnische Anbindung investiert werden. Eine Herausforderung war dabei bei vielen Teilprojekten die Zusammenlegung der bestehenden Anlagensteuerung mit der Prognoseentwicklung sowie der Annahme und Umsetzung des externen Steuerbefehls.

Für die Umsetzung wurden teilweise neue spezialisierte Systemdienstleister benötigt, neue Messstellen implementiert und Konzepte zur Prognose entwickelt. Der Austausch zwischen IT- und Anlagenpersonal, die Suche nach geeigneten Systemdienstleistern und die Verfügbarkeit von technischen Komponenten am Markt waren nur einige der Herausforderungen, die den Bedarf an Standardisierung nachhaltig belegt haben.

Bereitstellung von Flexibilität. Unbekanntes Terrain.

Für die Akquise von neuen Flexibilitätsoptionen sind darüber hinaus auch bilaterale Vertragsverhältnisse notwendig, deren Umsetzung auch – mangels Standards und Erfahrung – länger als gewöhnlich gedauert haben. Durch die Vielzahl unterschiedlicher Technologien mussten hier Parameter aufgenommen werden, um die Sicherheit der Anlagenteile und die Wahrung des Primärzwecks sicherzustellen.



Insbesondere bei Haushalten und Quartieren hat sich die frühzeitige Einbindung der lokalen Presse als wertvolle Unterstützung herausgestellt. Durch die frühzeitige Informationsverbreitung konnten interessierte Teilnehmer leichter angesprochen werden.

Mitmachen. Ja oder nein?

Die Teilprojekte haben gezeigt, dass es technisch möglich ist, Flexibilität in allen Netzebenen und in vielen Bereichen zur Verfügung zu stellen. Der Aufbau und die Umsetzung haben bei allen Projekten funktioniert. Die Anbindung an die DESIGNNETZ-Schnittstelle und die Entwicklung der Prognose waren herausfordernd in der Umsetzung.

Das Gros der Projektteilnehmer wird die Anlagen weiter betreiben, wenn auch aktuell eher für den Primärnutzen als für die netz- und marktdienliche Bereitstellung von Flexibilität. Um dies weiter voranzubringen, bedarf es der Weiterentwicklung von Standards und Plug-and-Play-fähigen Schnittstellen sowie der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Autoren

Jan Budke (E.ON SE)
Dr. Peter Eckerle (StoREgio Energiesysteme e.V.)
Alexander Fehler (IAEW RWTH Aachen)
Annegret Hermanns, Manuel Ostertag (Westnetz GmbH)
Leonie Herold (Transferstelle Bingen (TSB))
Janina Senner (Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.)
Joachim Walter (Transferstelle Bingen (TSB))



NETZINFRASTRUKTUR: ZUVERLÄSSIG, EFFIZIENT UND INTELLIGENT.



Eine dynamische Infrastruktur: Rückgrat der Energiewende

Das Thema Infrastruktur ist einer der wesentlichen Forschungsschwerpunkte von DESIGNETZ, denn gerade diesen Bereich stellt die Energiewende vor eine Vielzahl von Herausforderungen. Dazu ist es wichtig, Infrastruktur ganzheitlich zu betrachten: nämlich nicht allein im Sinne der klassischen Energieversorgung, sondern auch in der Telekommunikation.

DESIGNETZ hat dem Bereich Netzinfrastruktur geeignete Teilprojekte zugeordnet, da sie extrem wichtig für die Ableitung der teilweise theoretischen Erkenntnisse für den zukünftigen Netzbetrieb und die Netzführung sind. Die Teilprojekte wurden so gewählt, dass sie mit ihren jeweiligen Projektschwerpunkten Erkenntnisse zu möglichst allen bekannten und voraussichtlichen Herausforderungen liefern.

Auch die Vernetzung der netzführenden Stellen wird in Zukunft einen hohen Stellenwert einnehmen. Die im Projekt beteiligten Verteilnetzbetreiber und die zur Umsetzung der Konzeptergebnisse aufgebauten Teilprojekte sind in der folgenden Übersicht dargestellt:

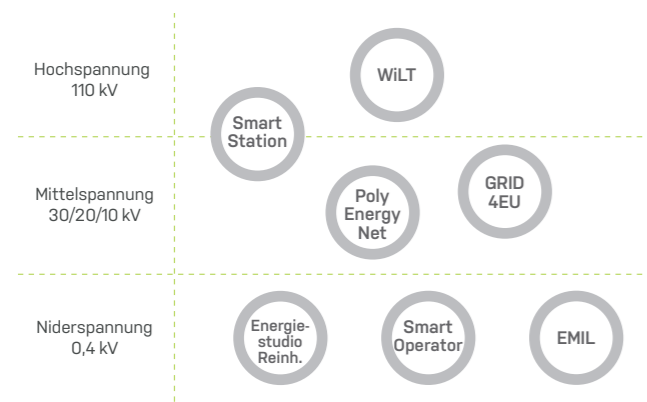


Abbildung 1: Verortung der Teilprojekte im Arbeitspaket 3 in den Spannungsebenen (Quelle: Darstellung Westnetz GmbH)

Ein weiterer Fokus lag auf dem anforderungsgerechten und weiterhin zuverlässigen Netzbetrieb vor dem Hintergrund zukünftiger Anforderungen. Dazu wurde nicht nur analysiert, wie die bestehende Infrastruktur optimiert und ein gezielter Netzausbau gefördert werden kann, sondern auch geprüft, welche innovativen Technologien hierfür geeignet sind. In einem weiteren Schritt wurden dann die hieraus entstehenden Anforderungen an intelligente Netzlösungen formuliert. Dabei wurde auch der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Flexibilität sowie die Rolle der Prosumer näher untersucht. Da die Energiewende und ihre konkrete Ausgestaltung einen ganzheitlichen Ansatz erfordern, um die Ziele im Jahr 2035 zu erreichen, sind in dieser Untersuchung auch Schnittstellen ein kurz-, mittel- und langfristig wichtiges Thema.

Grundlage für alle Untersuchungen sind die Bestandteile des energiewirtschaftlichen Dreiecks „Versorgungssicherheit“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Umweltverträglichkeit“.

Optimale Sicherheit: Anforderungsgerechter und zuverlässiger Netzbetrieb

Im Zuge der Energiewende ändert sich die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen stark. Die Verteilnetze sind historisch gewachsen und auf die vertikale Verteilung elektrischer Energie ausgelegt: von den Großkraftwerken auf der obersten Spannungsebene hin zu Verbrauchern in den unteren Spannungsebenen. Durch die zunehmend dezentrale Einspeisung kommt es vermehrt zur Rückspeisung, was eine Anpassung des Betriebsverhaltens und damit der Planungs- und Betriebskonzepte von Verteilnetzen notwendig macht.

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien wirkt sich – in ländlichen Verteilnetzen wesentlich stärker als in städtischen Netzen – auf die Planung und den Betrieb der Netze aus. Grund hierfür ist in der Hoch- und Mittelspannung vor allem die zunehmende Zahl von Windkraftanlagen, in der Niederspannung der vermehrte Einsatz von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen). Da der Lastanstieg im Vergleich zur wachsenden Zahl der Anlagen jedoch vergleichsweise moderat ausfällt, führt dies zu einem deutlichen Anstieg der Rückspeisejahreshöchstlast – über die konventionelle Jahreshöchstlast hinaus.

Durch große Leitungslängen sind daher in der Mittel- und Niederspannungsebene vor allem bei Freileitungsnetzen ohne entsprechende Gegenmaßnahmen deutliche Spannungsbandverletzungen zu erwarten. Bei einer hohen installierten Leistung von erneuerbaren Energien (EE) Anlagen, insbesondere Windkraftanlagen, ist zudem mit thermischen Überlastungen des Umspanntransformators oder der Leitungen nahe der Umspannung zu rechnen. Auch in der Niederspannung können durch hohe PV-Rückspeiseleistungen thermische Überlastungen eine Verstärkung von Ortsnetztransformatoren oder andere unterstützende Maßnahmen erfordern.

In städtisch geprägten Regionen wird sich die Versorgung vor allem durch den Ausbau der Windenergie in den Randbereichen der Netzregionen, die steigende Energieproduktion durch PV-Dachanlagen sowie die steigende Anzahl neuer Verbraucher, wie Elektroautos oder Wärmepumpen, ändern. Zwar erhöht sich auch in vorstädtischen Regionen mit teilweise ländlichem Charakter die Rückspeiseleistung deutlich, diese übersteigt aber in der Regel nicht wie in ländlichen Netzen die Jahreshöchstlast.

Ein anforderungsgerechter und zuverlässiger Netzbetrieb benötigt innovative Technologien, intelligente Netzlösungen und sichere IKT.



Der rasante Aufschwung der erneuerbaren Energien bringt für die Energiewirtschaft große Veränderungen. Um den neuen Herausforderungen möglichst wirtschaftlich und flexibel und ohne einen sonst notwendigen, konventionellen Netzausbau zu begegnen, wurden in der Vergangenheit zahlreiche Einzellösungen von den DESIGNETZ-Partnern realisiert und im Projekt systemisch betrachtet, verknüpft und mit Hilfe von Teilprojekten demonstriert. Es wird untersucht, wie intelligente Netze mit einer Einspeisung von zeitweise bis zu 100 Prozent erneuerbarer Energien eine sichere und effiziente Energieversorgung gewährleisten und welche Konzepte und Technologien hierfür eingesetzt werden können.

Ziel ist es, neue, netzdienliche Technologieoptionen und deren Einsatzmöglichkeiten sowie Vor- und Nachteile und das jeweilige Kosten-Nutzen-Verhältnis zu bewerten. Die Ausarbeitung zu diesen Themen beantwortet zugleich die Frage, welche Technologien künftig sinnvoll bei Verteilnetzbetreibern eingesetzt werden können.

Die Flexibilitätspotenziale der Netze und Prosumer müssen intelligent genutzt werden

Hochspannung

Im Bereich der Hochspannungsnetze haben sich die bestehenden Netzformen (vermaschter Betrieb) bewährt, darüber hinaus sind im Rahmen einiger DESIGNETZ-Teilprojekte neue Technologien erfolgreich erprobt worden. Dabei handelt es sich um überlastfähige 110-kV-Freileitungen (110-Kilovolt-Freileitungen) mit witterungsabhängiger Betriebsführung (Teilprojekt „WILT“), überlastfähige Hochspannungs-/Mittelspannungs-Trafos (HS-/MS-Trafos) mit Temperatur-Monitoring und Zwangskühlung, 110-kV-Leistungsschalter mit Trennfunktion in kompakter Bauweise und optische 110-kV-Strom-/Spannungswandler.

Mit Erprobung dieser Technologien wurden wesentliche Grundlagen für die Weiterentwicklung der Planungsgrundsätze und Betriebsmittel-Standards in den beteiligten Unternehmen geschaffen. Die untersuchten Technologien tragen sowohl aus technischer Sicht, hinsichtlich Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit, wie auch aus wirtschaftlicher Sicht zu einer höheren Effizienz bei.

Mittelspannung

Im Bereich der Mittelspannungsnetze haben sich offene betriebene Ringnetze als Netzform bewährt. Als neue Technologien hinzugekommen sind bei den Teilprojekten „Smart Station“ und dem „Energiestudio Rheinhausen – Galerie Netz“ MS-Leistungsschalteranlagen mit innovativen Isoliergasen sowie fernschaltbare Ortsnetzstationen und Einzelstrangregler an wichtigen Netzknoten zur schnellen Fehlerortung und -klärung. Zusätzlich werden diese Einzeltechnologien mit Hilfe von dezentralen Netzmanagementsystemen zusammengeführt.

Darüber hinaus erfolgte die Fernwirk-Anbindung (FW-Anbindung) von Erzeugungsanlagen (derzeit vielfach ab einer Leistung von 475 kW(p) oder 500 Kilovoltampere (kVA)) an das Leitsystem für Einspeisemanagement und Spannungs-/Blindleistungsregelung. Auch die FW-Anbindung von Lastkunden mit anteilig steuerbarer Leistung (Flexibilität) und dezentraler Automatismen, die zur schnellen Wiederversorgung im Fehlerfall und zur Optimierung der Leistungsflüsse im MS-Netz (Smart Station Box) dienen, wurden erfolgreich erprobt.

Die vorgenannten Technologien wurden bereits bei der Weiterentwicklung der Planungs- und Betriebsgrundsätze (PuB) und Betriebsmittel-Standards in den beteiligten Unternehmen berücksichtigt. So sind zum Beispiel in den PuB von Westnetz und VSE berücksichtigt. Auch Verfahren, wie etwa das Einspeisemanagement/Spitzenkappung oder das Blindleistungsmanagement, sind seit der Richtlinie 02/2020 erfasst. Auch hier steigern diese Maßnahmen Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit ebenso wie die wirtschaftliche Effizienz.



Die bestehende Infrastruktur muss zielgerichtet optimiert und ein zukunftsweisender Netzausbau gefördert werden.

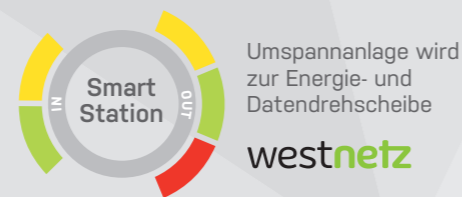
Niederspannung

Im Bereich der Niederspannung haben sich Strahlennetze als geeignete Netzform bewährt. Bei den hier durch die Teilprojekte „Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis“, „EMIL“ und „Energiestudio Rheinhessen – Galerie Netz“ erprobten neuen Technologien handelt es sich unter anderem um verschiedene Netzautomatisierungssysteme (iNES und Venios), fernsteuerbare Ortsnetzstationen, regelbare Ortsnetztrafos und Längsregler.

Aufgrund der Kleinteiligkeit erfolgen die Anbindung und die Ansteuerung der Anlagen primär mittels einer Wabenlösung. In Niederspannungsnetzen mit hoher Einspeisung wurden Messwerte aus den intelligenten Messsystemen (iMSys) zur Beobachtung und Verbesserung der Spannungsqualität genutzt. Es zeigte sich, dass die vorgenannten Technologien in besonders beanspruchten Netzen mit hoher Auslastung einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität und zur Einhaltung der definierten Grenzwerte liefern, wodurch zusätzlicher Netzausbau vermieden werden kann.

Die Einhaltung der Grenzwerte ist über eine FW-Anbindung von Lastkunden und Speichern mit anteilig steuerbarer Leistung (Flexibilität) erfolgt. Als Kommunikationstechnologie wurde ein 450-MHz-Funknetz aufgebaut, das aufgrund der Gebäudedurchdringung eine hohe Betriebssicherheit bietet.

Der Einsatz der neuen Technologien in diesen Teilbereichen hat sich neben vielen technischen Vorteilen auch als wirtschaftlich sehr sinnvoll erwiesen, weshalb einige Netzbetreiber bereits ihre Planungs- und Betriebsgrundsätze entsprechend angepasst haben.



Zukünftige Netzführung: Anforderungen, Bedarf und Weiterentwicklung

Damit Netzbetreiber auch über das Jahr 2035 hinaus einen stabilen und möglichst störungsfreien Netzbetrieb gewährleisten können, muss das Versorgungsnetz angesichts der steigenden Zahl an dezentralen Einspeisern, wie Photovoltaikanlagen, Windparks und anderen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, so geführt werden, dass ein Rückbau der konventionellen Kraftwerke keine Gefährdung für die hohe Versorgungsqualität in Deutschland darstellt.

Im Zuge der zuvor betrachteten Veränderungen des Energiesystems steigt die Zahl der Schnittstellen künftig stark an. Die dadurch zunehmende Komplexität erfordert eine sorgfältige Analyse der Prozesse in der heutigen Netzführung, damit die Netzführungsstrategien von der Nieder- bis zur Hochspannung sinnvoll weiterentwickelt werden können. An erster Stelle steht dabei die Aufgabe des Netzbetreibers für die sichere, zuverlässige Energieversorgung der Kunden zu sorgen, unabhängig von eingesetzten Technologien und Systemen.

Standardisierte Kommunikation zwischen den Netzbetreibern und Marktteilnehmern wird ein wesentlicher Bestandteil der Netzführung der Zukunft sein.

Zu den essentiellen Trends und Schwerpunkten der Netzführung wurden auf Basis der Projektarbeit in den vergangenen vier Jahren folgende Themenschwerpunkte identifiziert:

- Kommunikationsstandards zwischen Verteilnetzbetreibern und Marktteilnehmern,
- Steuer- und Beobachtbarkeit der Verteilnetze in der Nieder- und Mittelspannung,
- Integration der Elektromobilität,
- Priorität der fünf Sicherheitsregeln sowie die grafische Ausgestaltung der Leitsysteme.

Neben den genannten wichtigen Punkten aus § 1 des EnWG muss garantiert sein, dass trotz des erhöhten Datenaufkommens durch weiterentwickelte oder neue Kommunikationsschnittstellen zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern sowie Marktteilnehmern, zum Beispiel EEG-Einspeisern und Direktvermarktern, die Daten stets absolut sicher und unter Berücksichtigung der aktuell gültigen Sicherheitsstandards übertragen und verarbeitet werden. Integrität, Verfügbarkeit sowie Vertraulichkeit der Daten von Kunden, Anlagen oder Systemen müssen proaktiv durch fortlaufende Härtung und Überwachung der IT-Systeme sichergestellt sein.

Faktor Mensch

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Personensicherheit, die unabhängig von allen eingesetzten intelligenten IKT-Komponenten und Tools stets an erster Stelle stehen muss. Mehr denn je müssen daher in Zukunft die fünf Sicherheitsregeln gelten. Dezentrale wie auch zentral automatisiert agierende Systeme müssen in der Leitstelle überwacht und sollten ebenso über Fernwirktechnik deaktivierbar und verriegelbar sein. Eine zuverlässige Rückmeldung durch stabilen und flächendeckenden Mobilfunk, Digital Subscriber Line (DSL)-Kommunikation sowie langfristig über Glasfaserdatenstrecken sind hier eine Grundvoraussetzung. Wichtig hierbei ist auch, dass diese Systeme redundant ausgelegt sind und auch im Störfall einzelnen Kommunikationsstrecken durch Routing die Erreichbarkeit der Steuerkomponenten sicher stellen.

Die Entwicklungen des Energiesystems stellen hohe Ansprüche an die verantwortlichen Mitarbeiter und deren Qualifizierungsprofil, dies gilt besonders im Hinblick auf den Bereich Arbeitssicherheit im Zusammenspiel mit einem zunehmend automatisierten Netzbetrieb.

Bezogen auf die Visualisierung und Darstellungen in den Leitsystemen haben die beteiligten Partner erarbeitet, dass eine bedienerfreundliche zweckmäßige Darstellung (ähnlich dem System Cockpit) die Arbeit in der modernen Netzführung deutlich erleichtern und verbessern würde. Der Aufbau der heutigen Leitsysteme ist herstellerübergreifend stark von der historischen Entwicklung der Netzführung geprägt. Heutige Leitsystemwelten jedoch erfordern die Visualisierungen in Netzführungssystemen und leitsystemnahen Tools zu überarbeiten. Das ist gerade im Rahmen einer modernen Netzführung notwendig, um komplexere Netzgebiete, neue Schaltersysteme, Bauteile und intelligente Regler- und Steuerungssysteme spannungsebenen- und spartenübergreifend zukünftig weiter sicher führen zu können.

Auch im Bereich der Datenverarbeitung zwischen den Systemen und Beteiligten, die in Teilen bereits durch technische Regelungen und Verordnungen vorgeschrieben ist, sind weitere Entwicklungen nötig. So zum Beispiel auf dem Gebiet der Elektromobilität, wo für die Integration von flächendeckender Ladesäuleninfrastruktur in die Verteilnetze ein umfangreicher Datenaustausch zwischen dem Markt, einer vorgesehenen zentralen Managementstelle sowie den Netzbetreibern notwendig sein wird.



Im Bereich der Sekundärtechnik sind wegen der stark volatilen Einspeise- und Lastsituationen besonders im Mittel- und Hochspannungsbereich fernparametrierbare Schutzkonzepte denkbar. Bereits vorhandene Schutzkonzepte müssen darüber hinaus weiter analysiert und optimiert werden. So wurde insbesondere die Weiterentwicklung von Erdschlussortungsverfahren bei stark volatiler regenerativer Einspeisung betrachtet, um somit in zukünftigen Verteilnetzen die Fehlerortung zu verbessern.

Ein weiterer Schwerpunkt der Ausarbeitung ist die Mitarbeiterqualifikation in der Netzführung. Die steigende Komplexität der Systeme und die vorherrschende Personalstruktur führen häufiger zu einer erhöhten kognitiven Belastung der Mitarbeiter. Rollierende, qualifizierte und hochwertige Schulungen auf neue Systeme und Technologien bieten Mitarbeitern an dieser Stelle Unterstützung und Entwicklungsperspektiven. Weiterhin können Berechnungs- und Unterstützungstools zur Optimierung der Netztopologie sowie zur Automatisierung der Schaltaktionen und damit zu einer hohen Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen.

Investition in Kommunikation

Klar ist, dass eine zunehmende Automation und intelligente Systeme in der Netzführung in jedem Fall notwendig, dafür aber auch entsprechende regulatorische Bedingungen erforderlich sind. Für Verteilnetzbetreiber muss es in Zukunft gleichermaßen attraktiv sein, kontinuierlich in moderne Informations- und Kommunikationstechnik zu investieren wie in den Netzausbau mit konventionellen Kupferleitungen. Aktuell ist der konventionelle Ausbau mit Kupferkabeln und -leitungen für einen Verteilnetzbetreiber profitabler, da moderne IKT-Komponenten in der Regel nicht als Investition refinanzierbar sind und daher die Summe des Betriebsaufwandes erhöhen.



Intelligentes Verteilnetz im Kleinen

westnetz

Hier besteht aus Sicht der Netzfürer der beteiligten Unternehmen und Partner im Bereich der regulatorischen Anerkennung bereits heute Handlungsbedarf, da die intelligenten Komponenten, Technologien und Systeme für die Umsetzung einer gesamtheitlichen und deutschlandweiten Energiewende zwingend erforderlich sind. Vorschläge zur Lösung dieses Problems zeigt das Kapitel Regulierung auf.

Um die gestiegenen Vernetzungsanforderungen innerhalb und außerhalb der IKT-Systeme eines modernen Netzbetreibers zu realisieren, ist ein kaskadiertes IKT-System, wie das im Zuge des Projektes entwickelte Energy Gateway, mit verschiedenen Prognose- und Monitoring-Services sowie dem vernetzen Austausch zwischen Verteilnetzbetreibern, Markt und technischen Anlagen, ein sehr gutes Unterstützungs-Tool für die heutige Netzführung.

Angesichts der zukünftig umfangreicheren Kommunikation zwischen Betriebsmitteln und Systemen sowie der wachsenden Anforderungen an die Netze wird ein modernes, kognitiv unterstützendes Leitsystem, ähnlich dem System Cockpit, bei der Umsetzung der Energiewende auch in der Netzführung maßgeblich sein. Dabei ist es ebenfalls von hoher Bedeutung, die Interaktion zwischen Markt und Netzbetreibern (siehe BDEW Ampelkonzept, connect+, RD 2.0) mit Blick auf den zukünftigen Redispatch 2.0-Prozess nach Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) als Schnittstelle in der Netzführung vorzusehen und zu implementieren.

Durch die zunehmende Komplexität im Energiesystem gewinnt der Einsatz von Netzautomatisierung eine immer höhere Bedeutung.

Neben der Analyse potenzieller Probleme der Netzführung griff das System Cockpit bereits Vorschläge auf, wie die Visualisierung der Leitsystemdarstellungen optimiert werden kann. Neue Datenschnittstellen zu anderen Systemen, zum Beispiel Verteilnetzbetreibern oder Marktteilnehmern, wurden im Energy Gateway bereits aufgebaut, im Livebetrieb erprobt und mit den Anforderungen der beteiligten Netzfürer validiert.

Bezogen auf die verschiedenen Spannungsebenen ergeben sich folgende Anforderungen und Lösungsansätze:

Hochspannung

Hochspannungsnetze sind i. d. R. vollständig, knotenscharf beobacht-, regel- und steuerbar. Algorithmen zur Steuerung der Leistungsflüsse (z. B. Einspeisemanagement, Leistungsflussoptimierung (Optimal Power Flow (OPF)), Blindleistpotenzialermittlung) sind bereits implementiert bzw. befinden sich im Aufbau. Am Übergang von HS/MS (> 100 kV) wird perspektivisch ebenfalls eine flächige Steuerung und Regelung benötigt. Dies ist aktuell noch nicht immer der Fall.

Mittelspannung

Untersuchungen und Studien haben gezeigt, dass zur Schaffung von Transparenz (im erweiterten Sinne „State Estimation“) und zur zielgerichteten Steuerung der Leistungsflüsse (z. B. Redispatch 2.0, Einspeisemanagement) Messwerte aus ca. 20 bis 30 Prozent der Netzknoten in Mittelspannungsnetzen im ländlichen Bereich in das Leitsystem übertragen werden müssen. Aus diesen Themen ergibt sich eine höhere Anforderung an die Qualität der Messwerte und der Übertragungsraten.

Niederspannung

Zur Schaffung von Transparenz in der Netzebene Niederspannung werden perspektivisch die Messwerte aus den intelligenten Messsystemen (iMSys) genutzt. Über den Smart-Meter-Rollout wird bis 2035 insbesondere in Niederspannungsnetzen mit hoher Einspeisung eine hinreichende Beobachtbarkeit der Spannungsqualität und der Wirkleistung geschaffen. Darüber hinaus ermöglicht der Smart-Meter-Rollout in Netzen mit hoher Last auch eine hinreichende Beobachtbarkeit und Flexibilität (z. B. Wärmepumpen).



Autonome Teilnetze werden zum resilienten Ortsnetz

Stadtwerke Saarlouis
Mit Energie. Mit Sicherheit. Mit uns.

Untersuchungen und Studien haben gezeigt, dass im Falle eines flächendeckenden Roll-outs, d. h. bei der Notwendigkeit des Einsatzes von Netzautomatisierungssystemen, eine Sensorik von im Mittel 10 bis 15 Prozent an den Netzknoten in den NS-Netzen im ländlichen Raum, eine sinnvolle Größenordnung für eine hinreichende Transparenz ist. Bei Maßnahmen zur Steuerung (zeitlichen Verschiebung) von Lastkunden ist das Kosten/Nutzen-Verhältnis zu beachten (auch im Zusammenhang mit dem BDEW-Ampelkonzept).

Der zukünftig notwendige Ausbau der Netztransparenz kann durch den Einsatz von modernen Messsystemen sichergestellt werden.

Übergreifend

Für alle Spannungsebenen gilt: Um ein Monitoring von Strom- und Spannungswerten abbilden zu können, werden Messwerte benötigt. Um besonders bei hohen Netzbelastungen angemessen reagieren zu können, werden Messwerte im Millisekunden-Bereich benötigt, um Überlastungen schnell zu erkennen.

Diese Übertragungsraten und -zyklen bedürfen allerdings auch Anpassungen in den Netzleitstellen der jeweiligen Netzbetreiber, da diese die Informationen empfangen und auch verarbeiten müssen. Dieser Sachverhalt ist u. a. in den AP3-Arbeits-schritten zum Thema „Netzführung der Zukunft“ und einigen Teilprojekten bearbeitet worden.

Im Rahmen der stetigen Weiterentwicklung der gesetzlichen Grundlagen und Rahmenbedingungen bezüglich zukünftiger Nutzung von Flexibilität und Verteilnetzpotezialen, werden sich im Rahmen der Ergebnisse der verschiedenen Arbeitsgruppen des BDEWs und anderer involvierter Projekte, auch zukünftig neue Erkenntnisse und Anforderungen an die Netzführung ergeben.

Infrastruktur in der Zukunft: Optimierung plus gezielter Netzausbau

Um die Energiewende schnell und wirtschaftlich umzusetzen, hat DESIGNETZ vor dem Hintergrund künftiger Herausforderungen für die bestehende Infrastruktur verschiedene Zukunftsszenarien erarbeitet und deren Auswirkungen untersucht.

Zukunftsszenarien und ihre Auswirkungen

Die Entwicklung des zukünftigen Stromversorgungssystems führt auf der Erzeuger- wie auf der Nachfrageseite zu Unsicherheiten, die auf die politischen Ziele, der Akzeptanz in der Bevölkerung sowie auf die technologischen Entwicklungen zurückzuführen sind. Um dieser Problematik zu begegnen, werden in DESIGNETZ für das Jahr 2035 drei unterschiedliche Szenarien für Deutschland entwickelt, die eine große Bandbreite möglicher Entwicklungspfade abdecken.

Die drei Szenarien unterscheiden sich maßgeblich im Anteil der erneuerbaren Energien sowie im Grad der dezentralen Nutzung von Flexibilität und der damit verbundenen Sektorenkopplung. Allen Szenarien gemeinsam ist, dass die bereits gesetzlich verankerten Ziele der Bundesregierung die Untergrenze für den Ausbau der erneuerbaren Energien darstellen.

Als Datengrundlage für das zentrale und dezentrale Erzeugungssystem wird das Szenario 2035 aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2017–2030¹ herangezogen. Abweichungen vom NEP ergeben sich insbesondere durch die Anforderung unterschiedlicher Entwicklungspfade für das Jahr 2035 widerzuspiegeln und dabei die Konsistenz innerhalb der drei Szenarien zu erhalten.

¹ Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2017–2030 Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom für das Zieljahr 2030, Dezember 2017.

Alle denkbaren Szenarien erfordern erheblichen Anpassungsbedarf an der Infrastruktur der Stromversorgung.

Dabei gilt es beispielsweise, Änderungen durch den Koalitionsvertrag oder die einzelnen Bundesländerziele zu berücksichtigen. Um eine Vergleichbarkeit der Flexibilitätsnutzung über alle Szenarien hinweg zu gewährleisten, ist der konventionelle Kraftwerkspark (bestehend aus zentralen thermischen Großkraftwerken und hydraulischen Speichern) in allen Szenarien identisch gewählt. Ebenso werden die Annahmen für das europäische Ausland in den einzelnen Szenarien nicht verändert, sodass die Effekte bei Sensitivitätsanalysen auf die Veränderungen in Deutschland zurückgeführt werden können. Die Entwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens für Europa orientiert sich am SO&AF 2014² und wurde auf Basis weiterer öffentlicher Quellen, wie dem MAF 2017³, den aktuellen Rahmenbedingungen angepasst.

Das Szenario „Zentrale Flexibilität“

stellt eine vergleichsweise konservative Entwicklung der dezentralen Flexibilitätsoptionen dar. Es werden zwar die EE-Ausbauziele erreicht, allerdings wird nur eine moderate Steigerung dezentraler Flexibilitätsoptionen gegenüber dem heutigen Anlagenbestand angenommen. Um den resultierenden Flexibilitätsbedarf decken zu können, werden überwiegend zentrale Flexibilitätsoptionen, also konventionelle Großkraftwerke, eingesetzt.

Das Szenario „Dezentrale Flexibilität“

spiegelt den wahrscheinlichsten Entwicklungspfad wider. Auch hier werden die EE-Ziele erreicht, jedoch ist mit einem mittleren und damit im Vergleich zum Szenario „Zentrale Flexibilität“ stärkeren Einsatz dezentraler Flexibilität und Sektorenkopplung zu rechnen.

Das Szenario „Grüne Welt“

spiegelt eine progressive Energiewende in Verbindung mit einem hohen Anteil dezentraler Flexibilität wider. Auf diesem Entwicklungspfad werden insbesondere sektorenkoppelnde Maßnahmen umgesetzt, deren zusätzlicher Energiebedarf durch EE-Anlagen gedeckt wird. Damit soll die Anwendung der von DESIGNETZ erarbeiteten Konzepte auch für eine beschleunigte Umsetzung der Energiewende validiert werden.

Abbildung 2 ergänzt die qualitative Beschreibung der Szenarien mit Zahlen zu den wesentlichen Charakteristika in Deutschland. Dabei ist der Grad der Sektorenkopplung über die zusätzliche Elektrizitätsnachfrage aufgrund von Power-to-Gas (PtG), Power-to-Heat (PtH) und Elektromobilität in der Grünen Welt mit 73 TWh/a viermal so hoch wie im Szenario „Zentrale Flexibilität“.

Ein ähnliches Verhältnis liegt bei der Erschließung dezentraler Flexibilität vor. Dabei wird insbesondere eine veränderte Gesamtleistung von Elektrofahrzeugen und Power-to-Heat Anlagen (Wärmepumpen) zugrunde gelegt.

² ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014–2030, 2014.

³ ENTSO-E, Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition, Brüssel, 2017

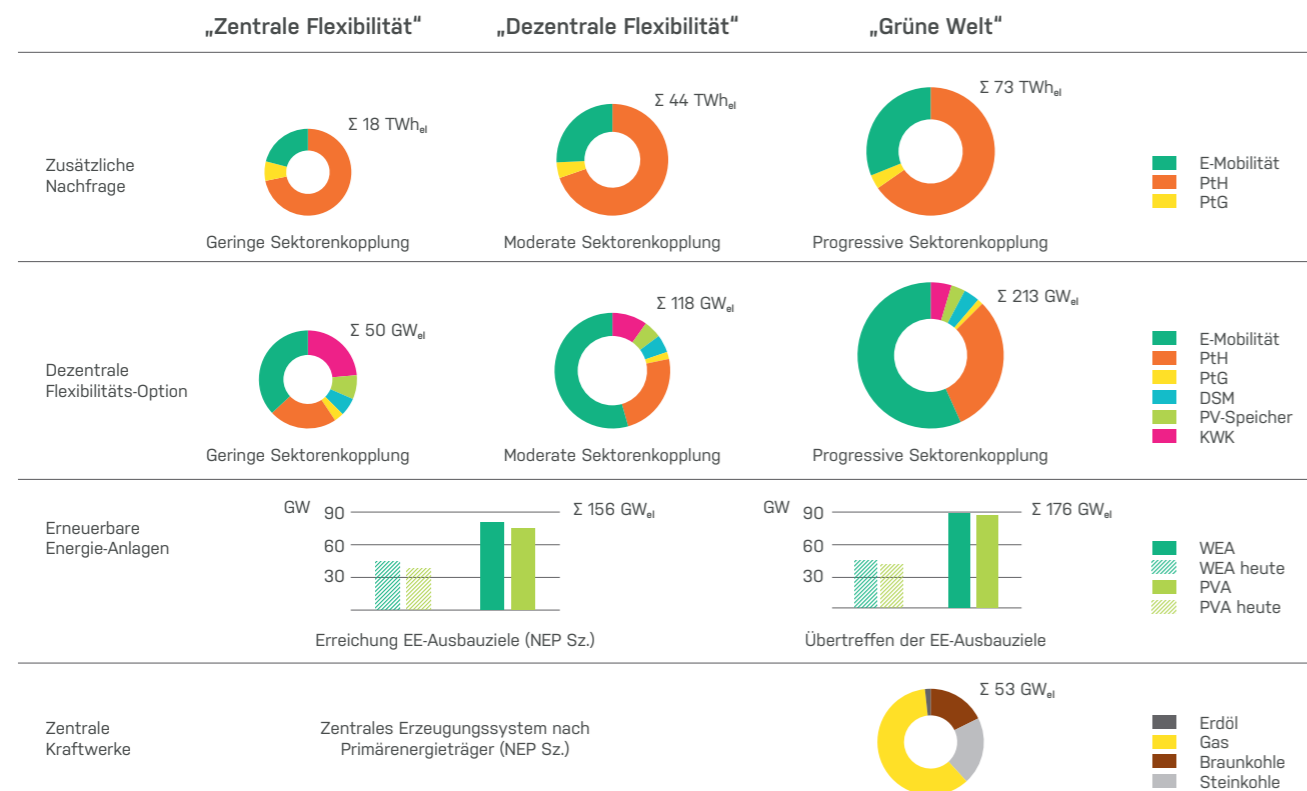


Abbildung 2: Übersicht über installierte Leistungen in Deutschland in den DESIGNETZ-Szenarien

Das Szenario „Grüne Welt“ setzt eine Gesamtleistung an dezentraler Flexibilität von 213 GW voraus, was in etwa der gesamten heute in Deutschland installierten Erzeugungsleistung entspricht. Somit tragen die Szenarien auch ambitionierten, sektorenübergreifenden Zielen zur Minderung der Treibhausgasrechnung.

Um die Konsistenz zwischen den entwickelten DESIGNETZ-Szenarien auf nationaler Ebene für Deutschland und der Schaufensterregion sicherzustellen, wird ein Top-Down Ansatz zur Allokation der dezentralen Flexibilitätsoptionen gewählt. Anhand von konzeptionell gewichteten energiewirtschaftlichen und sozioökonomischen regionalen Einflussfaktoren – wie etwa Anzahl der Einwohner, Einwohnerdichte, Jahresbruttowertschöpfung, installierte Leistung von EE-Anlagen – sowie dem Wärmebedarf, wird die installierte Leistung der Flexibilitätsoptionen in den Bundesländern auf Gemeindeebene regionalisiert. Abbildung 3 stellt exemplarisch für das Szenario „Grüne Welt“ das resultierende Verhältnis der installierten Leistung von dezentralen Flexibilitätsoptionen zur installierten Leistung der erneuerbaren Energien dar. Städtische Regionen sind folglich, aufgrund der geringeren installierten Leistung der erneuerbaren Energien und höheren Möglichkeiten zur Flexibilisierung (z. B. E-Mobilität), dunkler eingefärbt als die ländlichen Regionen, in welchen eine Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen integriert sind.

Dabei ist zu erkennen, dass sich die DESIGNETZ-Schaufensterregion aufgrund der Heterogenität sehr gut für die Erprobung von neuen Konzepten und Mechanismen für eine intelligente Gesamtlösung eignet. So liegen insbesondere in der Rhein-Ruhr Region dicht besiedelte Ballungszentren und große Industriegebiete, in denen die potenziellen Flexibilitätsoptionen in Form von Elektromobilität, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und für Demand-Side-Management (DSM) geeigneten Industrieprozessen und Wärmepumpen, die installierte Leistung von EE-Anlagen in Zukunft deutlich überschreiten werden.

Hingegen ist in den eher ländlich geprägten Regionen, zum Beispiel in großen Teilen von Rheinland-Pfalz, eine Dominanz der EE-Anlagen zu erwarten. In der Karte sind zusätzlich die realen DESIGNETZ-Teilprojekte gekennzeichnet, die aufgrund ihrer unterschiedlichen Standorte in der Schaufensterregion ihre Flexibilität somit auch für unterschiedliche lokale Anforderungen in der Zukunft erproben können.

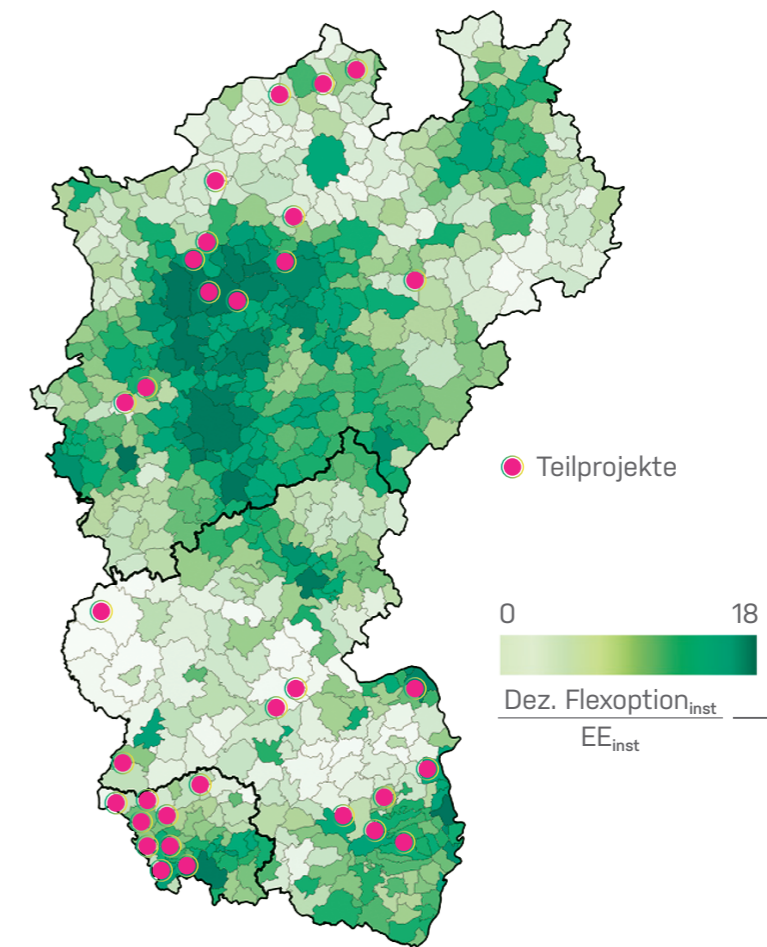


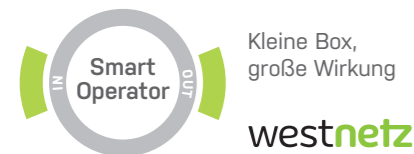
Abbildung 3: Verhältnis der installierten Leistung von dezentralen Flexibilitätsoptionen zu EE-Anlagen im Szenario Grüne Welt

Bei hohem dezentralem Einspeiseanteil: Anpassung bei Ausbau und Betrieb von Verteilnetzen

Auf Basis der verschiedenen Szenarien besteht insbesondere in ländlichen Verteilnetzen die Notwendigkeit, das Betriebsverhalten stärker auf den hohen Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen auszuliegen. Dabei können verschiedene Maßnahmen in der Netzplanung oder im Netzbetrieb helfen, diese in das Netz zu integrieren.

Zur Betrachtung dieser Herausforderungen wurde anhand eines Beispielnetzes der Leistungsfluss für unterschiedliche Versorgungsaufgaben in den zukünftigen Szenarien berechnet und auf die zur Behebung der identifizierten Engpässe geeigneten Technologien angewendet. Dieses Verfahren ist gewählt worden, um für verschiedene Versorgungsfälle und Herausforderungen technologiebasierte Lösungsansätze ableiten zu können.

Das Ergebnis zeigt, dass die Bewertung der verfügbaren Technologien idealerweise am konkreten Anwendungsfall und bei einer ganzheitlichen Bewertung erfolgt. Da die jeweiligen Versorgungsaufgaben und Netzstrukturen stets eigene Besonderheiten aufweisen, sind die Resultate folglich nicht allgemeingültig und müssen separat im jeweiligen Kontext geprüft werden. Das führt zu der Erkenntnis, dass es keine Allzwecklösung auf der Basis einer universellen Technologie geben kann.



Zur Veranschaulichung dienen die im Folgenden dargestellten vier Szenarien. Diese sind durch die EWR und die VSE-Gruppe in den Teilprojekten „Energienetzstudio Rheinhausen – Galerie Netz“ und „EMIL – Energienetze mit innovativen Lösungen“ sowie der „Smart Station“ der Westnetz mit praktischen Erkenntnissen vertieft worden. Die Anwendungsfälle lassen sich in die Bereiche Netzausbau sowie Netzführung und Netzbetrieb unterteilen:

Netzausbaumaßnahmen

Einspeisemanagement zur Vermeidung von Netzausbau
Zwei Methoden, die vor einem Netzausbau geprüft werden sollten, sind das statische und das dynamische Einspeisemanagement im Rahmen der regulatorischen Grenzen.

Im Fall des **statischen Einspeisemanagements** für PV-Anlagen bis maximal 30 kWp entstehen meist nur geringe Kosten zur Parametrierung der statischen Begrenzung der Einspeisung auf einen festen Maximalwert. Allerdings können je nach abgeregelter Energiemenge hohe Kosten durch Entschädigungszahlungen für den Netzbetreiber entstehen (außerhalb der 70 Prozent-Regelung). Dies kann im Netzbetrieb zu ineffizient hohen abgeregelten Energiemengen führen und ist daher insbesondere bei großen dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) nicht zu empfehlen. Zum einen wird auch dann pauschal abgeregelt, wenn eine Abregelung nicht notwendig ist. Zum anderen kann gerade dann eine höhere Abregelung nicht eingestellt werden, wenn sie notwendig wäre.

Eine **dynamische Spitzenkappung** kann in vielen Fällen die Aufnahmekapazität des bestehenden Netzes für EE-Anlagen erhöhen. Die maximal abzuregelnde Menge wird dabei durch das 3 Prozent-Kriterium vorgegeben. Beim dynamischen Einspeisemanagement hängen die Kosten stark von der Netzautomatisierung und einer Kommunikationsanbindung der DEA ab. Sind diese Systeme vorhanden oder besteht die Möglichkeit der Anbindung der DEA an ein bestehendes Automatisierungssystem, kann das dynamische Einspeisemanagement eine kosteneffiziente Alternative zum statischen Einspeisemanagement sein. Der Vorteil liegt in der gezielten Steuerung von Anlagen im Bedarfsfall, wodurch die Energiemenge im Gegensatz zum statischen Einspeisemanagement verringert werden kann.

In vielen Fällen, insbesondere bei einer bereits vorhandenen Netzautomatisierung, ist das dynamische Einspeisemanagement die kosteneffizienteste Methode zur Vermeidung eines aufwendigen Netzausbaus. Dies gilt im Verteilnetz vor allem für die Mittelspannungsebene, da hier die abgeregelten Energiemengen einzelner Anlagen und somit die entsprechenden Ausgleichszahlungen deutlich höher sind als in der Niederspannungsebene.

Die dynamische Spitzenkappung sollte bei erwarteten thermischen Grenzwertverletzungen eingesetzt werden. Für Spannungsbandverletzungen stehen mit Blindleistungsmanagement und Stufung von Transformatoren ökonomisch und ökologisch effizientere Maßnahmen zur Verfügung.

Der klassische Netzausbau kann durch innovative Technologien sinnvoll ergänzt werden.

Konventionellen Netzausbau um jeden Preis durch dynamische Spitzenkappung zu umgehen, ist gerade bei großen Mengen von DEA-Einspeisung aufgrund der hohen Abregelmengen gesamtwirtschaftlich nicht optimal. In diesen Fällen kann gezielter Netzausbau überschüssige Energiemengen deutlich effektiver reduzieren. Die Spitzenkappung eignet sich in jedem Fall dazu, Netzausbau bei schnellen Änderungen der Versorgungsaufgabe kurzfristig zu verzögern, bis die erforderlichen Aus- und Umbaumaßnahmen umgesetzt werden können. Langfristige Spitzenkappung sollte im Einzelfall gegen einen Netzausbau genau abgewogen werden.



Netzautomatisierung

In Regionen, in denen großflächig Ausbaubedarf entsteht, können die bestehenden Netzkapazitäten durch den Einsatz von Netzautomatisierungssystemen auf kosteneffiziente Weise besser genutzt werden. Bei Netzen mit nur vereinzelten Engpässen kann Netzausbau häufig durch geeignete Alternativlösungen, wie zum Beispiel die Spitzenkappung, vermieden werden, was dann die insgesamt wirtschaftlichste Alternative ist.

In Regionen mit geringem Ausbaubedarf sind insbesondere in der Niederspannung Automatisierungssysteme nicht pauschal zielführend. Diese sind nur dann kosteneffizient, wenn innerhalb einer Netzregion eine stark heterogene Versorgungsstruktur aus Last- und Erzeugungszentren besteht, sodass schon eine gezielte Regelung Engpässe ausgleichen kann.

Intelligente Regelungskonzepte können gerade bei thermisch bedingten Problemen sinnvoll sein, jedoch auch nur dann, wenn das Wirkleistungsmanagement nachweislich kosteneffizienter als die Alternative eines konventionellen Netzausbaus ist.

Netzausbau bei Netzengpässen und Grenzwertverletzungen

Anhand der lokalen Umstände muss entschieden werden, ob ein konventioneller Ausbau oder innovative Betriebsmittel die wirtschaftlichere Lösung sind. Insbesondere an Netzengpässen, an denen es häufig zu hohen und längerfristigen Grenzwertverletzungen kommt, ergibt ein konventioneller Ausbau vor Anwendung innovativer Maßnahmen Sinn und ist meist die kostengünstigste Lösung. Dies ist zumeist auf die höheren Investitions- und Betriebskosten bei innovativen Betriebsmitteln, wie regelbare Ortsnetztrafos (rONT) oder Einzelstrangregler (ESR), gegenüber dem konventionellen Ausbau auf kurzen Netzabschnitten zurückzuführen. Darüber hinaus haben die konventionellen Betriebsmittel in der Regel die längste Lebensdauer.

Änderung der Netztopologie

Die Änderung der Netztopologie durch die Bildung oder Veränderung von Netzmaschen – ähnlich dem Höchst- und Hochspannungsnetz – nivelliert Spannungsschwankungen und reduziert hohe Auslastungen einzelner Leitungen. Das bedeutet, dass in einem vermaschten Netz jeder Netzwerkknoten mit einem oder mehreren anderen verbunden ist. Durch einen (teilweise) vermaschten Betrieb in der Mittelspannungsebene kann die bestehende Netzkapazität für den Anschluss neuer EE-Anlagen und -Lasten besser ausgenutzt werden. Allerdings müssen hierbei alle notwendigen Anpassungen an Schutz- und Steuerungstechnik berücksichtigt werden.



Netzfürhungs- und Netzbetriebskonzepte

Bei einem hohen Anteil dezentraler Energieeinspeisung muss die Betriebsführung der Verteilnetze entsprechend angepasst werden. Dabei ist außerdem entscheidend, wie aktiv das Netz betrieben werden soll. Die Konzepte reichen dabei von einem rein passiven Betrieb, wie es heute überwiegend in der Niederspannung der Fall ist, über lokale Regelkonzepte auf Basis lokaler Messwerte bis hin zu Konzepten, bei denen flächendeckend Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie IKT eingesetzt wird, damit Daten übertragen und in intelligenten Algorithmen in der Leitwarte oder in Netzautomatisierungssystemen genutzt werden können.

Die Untersuchungen im Projekt zeigen, dass weder eine ausschließlich konventionelle Verstärkung und damit ein Betrieb gemäß des Status Quo noch eine maximale Vermeidung des konventionellen Netzausbaus durch Intelligenz im Netz oder Flexibilität in der Regel gesamtwirtschaftlich optimal ist. Vielmehr ist spezifisch für jedes Netzgebiet und jede Spannungsebene ein Trade-off zwischen Flexibilität, beispielsweise dynamischer Spitzenkappung, und intelligenter sowie konventioneller Netzverstärkung zu treffen, um den optimalen Betrieb der Netze zu erzielen.

Geeignete Netzausbaumaßnahmen sind netz- und szenarienspezifisch im Einzelfall zu entscheiden. Intelligente Regelungskonzepte sind der langfristigen Verstärkung mit Primärtechnik quantitativ gegenüberzustellen.

Gerade in den heute meist noch passiv betriebenen Niederspannungsnetzen ist eine vollständige Ausbringung von Sekundärtechnik für einen intelligenten, aktiven Netzbetrieb nicht immer zielführend, kann aber dennoch in besonders betroffenen Netzregionen sinnvoll sein. In den höheren Netzebenen, die heute schon aktiv betrieben werden, können zusätzliche Maßnahmen die Aufnahmekapazität für EE-Einspeisung weiter erhöhen, sofern diese wirtschaftlicher sind als konventioneller Netzausbau.

Ein Blick in die Zukunft

DESIGNETZ hat in computergestützten Simulationen neben einzelnen Maßnahmen auch verschiedene Betriebskonzepte verglichen und bewertet. Insgesamt werden die Verteilnetze in Zukunft durch dezentrale Einspeisung, aber auch durch neuartige Verbraucher, stetig aktiver betrieben als dies vor der Energiewende der Fall war.

Die wichtigsten Erkenntnisse werden im Folgenden dargelegt.

Lokale Regelungen zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen

Bei spannungsbedingten Grenzwertverletzungen sollten bevorzugt lokale Regelungen der EE-Anlagen und steuerbaren Lasten durch Kennlinien (beispielsweise Q(U)) oder (bestehende) lokale Spannungsregelungen von Transformatoren genutzt werden. So kann selektiv auf die Netzzustandsgröße der Spannung reagiert werden und nicht allein auf die Einspeisung der DEA. Durch lokale Regelungskonzepte kann somit bei vergleichsweise geringem Aufwand bereits ein Großteil der erwarteten Spannungsbandverletzungen reduziert werden. Dies gilt sowohl für EE-bedingte als auch lastbedingte Grenzwertverletzungen.

Gerade in ländlichen Netzen kann so ein spannungsbedingter konventioneller Netzausbau fast vollständig vermieden werden. Zusätzliche intelligente Regelungskonzepte, wie die Weitbereichsregelung am HS/MS-Umspannwerk oder der Zubau regelbarer Ortsnetztransformatoren, können unterstützend eingesetzt werden. Allerdings sind Blindleistungskennlinien keine Maßnahmen zur Reduktion thermisch bedingten Netzausbaus. Zudem können sich durch Blindströme die thermischen Probleme sogar verstärken, wenn die Kennlinien nicht durch geeignete Wahl des Spannungs-Sollwerts bedarfsgerecht parametrisiert werden. Dennoch sollte konventioneller Netzausbau erst dann erfolgen, wenn andere Maßnahmen bereits ausgeschöpft sind.

Wird ausschließlich das Spannungsband, nicht aber die Betriebsmittelgrenzen verletzt (Spannungsband zum Schutz des Betriebsmittels), sollte zunächst das Blindleistungsmanagement geprüft werden, da mit vergleichsweise geringem Aufwand durch Einstellung der Wechselrichter entsprechender dezentraler Erzeugungsanlagen eine signifikante Verbesserung erreicht werden kann. Es ist allerdings darauf zu achten, dass durch die höhere Blindleistungsbereitstellung die Belastung der Betriebsmittel und somit auch die Netzverluste zunehmen können, was schließlich zu einem vorzeitigen Netzausbaubedarf führen kann.

Da zurzeit ein Teil der dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere in den Niederspannungsnetzen, noch nicht dynamisch angesteuert werden kann, werden bei diesen Anlagen die Werte noch statisch auf einen Arbeitspunkt eingestellt, der die jeweilige kritische Netzsituation erfasst. Bei Spannungsbandverletzungen ist das in der Regel der Schwachlastfall mit hoher Einspeisung aus DEA. Künftig sollten hier dynamische Steuerungen eingesetzt werden.

In Zukunft wird – insbesondere im Rahmen von Redispatch 2.0 – ein zunehmender Anteil installierter DEA im Verteilnetz mit einer einheitlichen Kommunikationsanbindung ausgestattet sein. Daher ist zu erwarten, dass das dynamische Blindleistungsmanagement ebenfalls als dann kostengünstige Alternative häufiger zum Einsatz kommt. Eine Standardisierung ist sinnvoll, um die Anzahl der verwendeten Systeme zu reduzieren und damit einen Anstieg der Kosten zu vermeiden, die derzeit noch stark vom aktuell eingesetzten Leitsystem sowie dem vorhandenen und notwendigen Automatisierungsgrad des Netzes abhängen.

Kombinierte Spannungsregelung und Einspeisemanagement

Wenn mit zunehmender Einspeisung aus DEA im Netz zu rechnen ist, sollte eine Kombination von Spannungsreglern und statischem oder dynamischem Einspeisemanagement als vermutlich kosteneffizienteste Maßnahme geprüft werden. Die Kombination dieser Technologien ermöglicht es, sowohl auf auftretende Spannungsbandverletzungen in unterschiedlichen Strängen zu reagieren, als auch mit Hilfe des Einspeisemanagements kurzzeitig auftretende, unzulässige Belastungen der Betriebsmittel zu vermeiden. Das gilt ebenfalls für Netze mit besonders hohen Leitungslängen, bei denen auch mit Hilfe von Spannungsreglern nicht alle Spannungsbandverletzungen ohne Einspeisemanagement behoben werden können.

Stufung von Transformatoren

Bei HS/MS-Umspanntransformatoren ist eine automatische Stufung als Nahbereichsregelung bereits Stand der Technik. Dabei kann zwischen einer reinen Regelung auf eine Sollspannung und einer belastungsabhängigen Regelung (Stromkompoundierung) unterschieden werden, die die Spannung abhängig vom Strom über den Transformator anpasst.

Beide Regelungsarten reduzieren den konventionellen Netzausbau. Da die Stromkompoundierung selektiver regelt, ist bei ihr die Ersparnis allerdings größer. Eine zusätzliche intelligente Weitbereichsregelung ermöglicht es bei Einsatz zusätzlicher Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, den Transformator bedarfsgerecht zu stufen. Bei den durchgeführten Simulationen und Praxisanwendungen konnten durch die Weitbereichsregelung des HS/MS-Umspanntransformators entsprechend den Spannungswerten in den NS-Netzen Spannungsbandverletzungen stark reduziert werden.



Regelbare Ortsnetztransformatoren können analog zu HS/MS-Umspanntransformatoren die unterspannungsseitige Spannung an der Ortsnetzstation beeinflussen. Sie sind geeignet, lokale Spannungsanstiege bei hoher PV-Einspeisung in einzelne NS-Netze, durch die Entkopplung zwischen MS- und NS-Spannungsebene zu beheben.

Mittel- oder Niederspannungslängsregler können eingesetzt werden, wenn einzelne Abgänge eines Transformators extrem unterschiedlich belastet werden und so eine separate Spannungsregelung notwendig wird. Dies ist unter anderem im Rahmen des Teilprojektes „EMIL – Energienetze mit innovativen Lösungen“ praktisch untersucht worden.

Optimierte Nutzung der bestehenden Leitungen

Die Hochspannungsebene bietet ein großes Potenzial zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen. Durch **Freileitungsmo- nitoring** können hier die bestehenden Freileitungen, insbesondere bei hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen, deutlich besser ausgenutzt werden, bevor Ausbaubedarf entsteht.

Führt die Einspeisung aus dezentraler Stromerzeugung zu Ver- letzungen der technischen Betriebsgrenzen des Verteilnetzes, müssen die entsprechenden Anlagen abgeregelt werden. Hier- bei wird zwischen pauschaler und statischer (feste Leistungs- begrenzung) sowie selektiver und dynamischer Spitzenkap- pung unterschieden. Im Gegensatz zur Last ist die Abregelung von EE-Anlagen, insbesondere auch in (n-1)-Situationen, eine im eng gesteckten gesetzlichen Rahmen akzeptierte Option, was die Integration neuer dezentraler Erzeugungsanlagen im All- gemeinen leichter macht als die Integration neuer Lasten: Eine Spitzenkappung kann hierbei als Planungsinstrument genutzt werden, was den Vorteil bietet, dass Netze – bezogen auf die Einspeisung – nicht „bis auf die letzte Kilowattstunde“ oder „das letzte Kilowatt“ ausgelegt werden müssen, wodurch wirt- schaftlich ineffizienter Netzausbau vermieden werden kann.



Weiterentwicklung von Netzschutzkonzepten

Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz verpflichtet seit dem Jahr 2000 dazu, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu bevorzugen. Die steigende Anzahl von Dezentralen-Erzeu- gungs-Anlagen (DEA) in den Stromnetzen stellt die konventio- nelle Netzführung durch vermehrt auftretende Zwischenein- speisungen und die Begrenzung des DEA-Kurzschlussstromes vor wachsende Herausforderungen. Neue Anforderungen an die Netzschutztechnik machen es notwendig, die bestehen- den Netzschutzkonzepte und -geräte auf ihre Eignung für neuartige Netzsituationen zu überprüfen.

Die Netzschutzkonzepte der Zukunft müssen dynamisch an die Netzsituation angepasst werden. Dazu sind geeignete Softwaresysteme, die mit speziellen Rechenmodellen und Re- chenverfahren häufiger und in kürzeren Abständen den Netz- zustand berechnen, essentiell. Um in akzeptabler Zeit eine immer größere Anzahl von Szenarien berechnen und bewerten zu können, muss der Automatisierungsgrad mit innovativen Methoden weiter erhöht werden. Für alle Szenarien ist stets die Wirksamkeit des Netzschutzes zu überprüfen.

Da im Fortgang der Energiewende unzulässige Netzzustände, zum Beispiel durch Baumaßnahmen oder Blitzeinschläge bei Gewittern, weiterhin auftreten werden, bleiben die Aufgabe des Netzschutzes sowie die Grundprinzipien dessen Arbeits- weise unverändert bestehen. Die durch die Energiewende gewandelten Netztopologien sowie die weiter steigenden Aus- wirkungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen und Elektro- mobilität, insbesondere in Hoch-, Mittel- und Niederspannungs- netzen, werden die Anforderungen an die Netzschutzkonzepte zusätzlich erhöhen.

Die Netzschutzkonzepte der Zukunft müssen sich an die sich zunehmend dynamisch und flexibel ändernden Stromnetze ebenso dynamisch und flexibel anpassen. In DESIGNETZ wurden daher neue Softwaresysteme als Basis für innovative Netzschutzkonzepte entwickelt und im Labormaßstab auf Praxistauglichkeit validiert.

Generell ist mit einer Umkehr der Leistungsflussrichtung zu rechnen, da Stromerzeugung mit Solar- und Windkraftanlagen grundsätzlich vom Strombezug entkoppelt ist. Die Netzschutz- technik ist aber in der Lage, zeitlich veränderliche Leistungs- flussrichtungen zu berücksichtigen, da die Detektion der Strom- und damit der Leistungsflussrichtung funktional in der Netzschutztechnik verfügbar ist.

Es ist absehbar, dass der Aufwand zur Entwicklung und Prüfung komplexer Netzschutzkonzepte, die notwendig sind, um die erforderliche Qualität des Netzschutzes als Grundlage einer zuverlässigen Stromversorgung aufrechtzuerhalten, steigen wird. Die Kosten der Netzschutztechnik insgesamt werden also weiter ansteigen. Innovative Softwaresysteme, wie sie im Projekt erprobt wurden, können diesen Prozess möglicherweise verlangsamen, aber sicherlich nicht vollstän- dig kompensieren.

Ein Fazit

Wie durch die vorangegangenen Anwendungsfälle verdeutlicht wurde, können künftig je nach Anwendungsszenario unter- schiedliche Technologien zum Einsatz kommen.

Zur Bewertung des Einflusses verschiedener Maßnahmen wurden im Projekt quantitative, computergestützte Be- triebssimulationen und -optimierungen in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen aus den DESIGNETZ-Modellregionen durchgeführt. Dabei wurden Netzausbau- und -betriebskosten verschiedener Maßnahmen und Betriebskonzepte bestimmt und einander gegenübergestellt. Die wesentlichen Ergebnisse sind im Folgenden zusammengefasst.

Treten trotz der Maßnahmen des Blindleistungs- und Einspei- semanagements weiterhin Spannungsbandverletzungen auf, ist der Einsatz von Spannungsreglern zu prüfen. So ermöglicht der Einsatz von rONT und Einzelstrangreglern (ESR) häufig eine deutliche Erhöhung der Aufnahmekapazität von dezent- ralen-Erzeugungsanlagen im NS- und MS-Verteilnetz, sodass in vielen Fällen keine weiteren Maßnahmen notwendig sind.

Grundsätzlich ermöglichen diese Spannungsregelungen durch eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses von Ein- gangs- zu Ausgangsspannung eine Entkopplung verschiedener Spannungsebenen und somit die Spreizung der zulässigen Spannungsbandgrenzen. Der Einsatz eines Spannungsreglers ergibt in erster Linie dann Sinn, wenn auch bei steigender Einspeisung im Verteilnetz nicht mit einer Überschreitung von Betriebsmittelgrenzen zu rechnen ist, da diese ansonsten trotz einer möglichen Spannungsregelung weitere Maßnah- men oder sogar einen konventionellen Netzausbau notwendig machen würden.

Dieser Anwendungsfall stellt daher auch den limitierenden Faktor hinsichtlich des kosteneffizienten Einsatzes von Spannungsreglern dar. Ab einem bestimmten Wert steigt mit der dezentralen Einspeisung nicht nur die Gefahr einer Spannungsbandverletzung, die mit dem Spannungsregler vermieden werden könnte, sondern auch die Betriebsmittel- auslastung, sodass ab diesem Punkt die Kosten dann ähnlich ansteigen wie die Kosten für einen konventionellen Ausbau.

Grundsätzlich ergeben sich bei ganzheitlicher Betrachtung und mit Blick auf die zukünftigen Anforderungen an die Verteilnetze durch einen grundsätzlich intelligenten und ent- sprechend der Versorgungsaufgabe gezielten Netzausbau signifikante Vorteile.

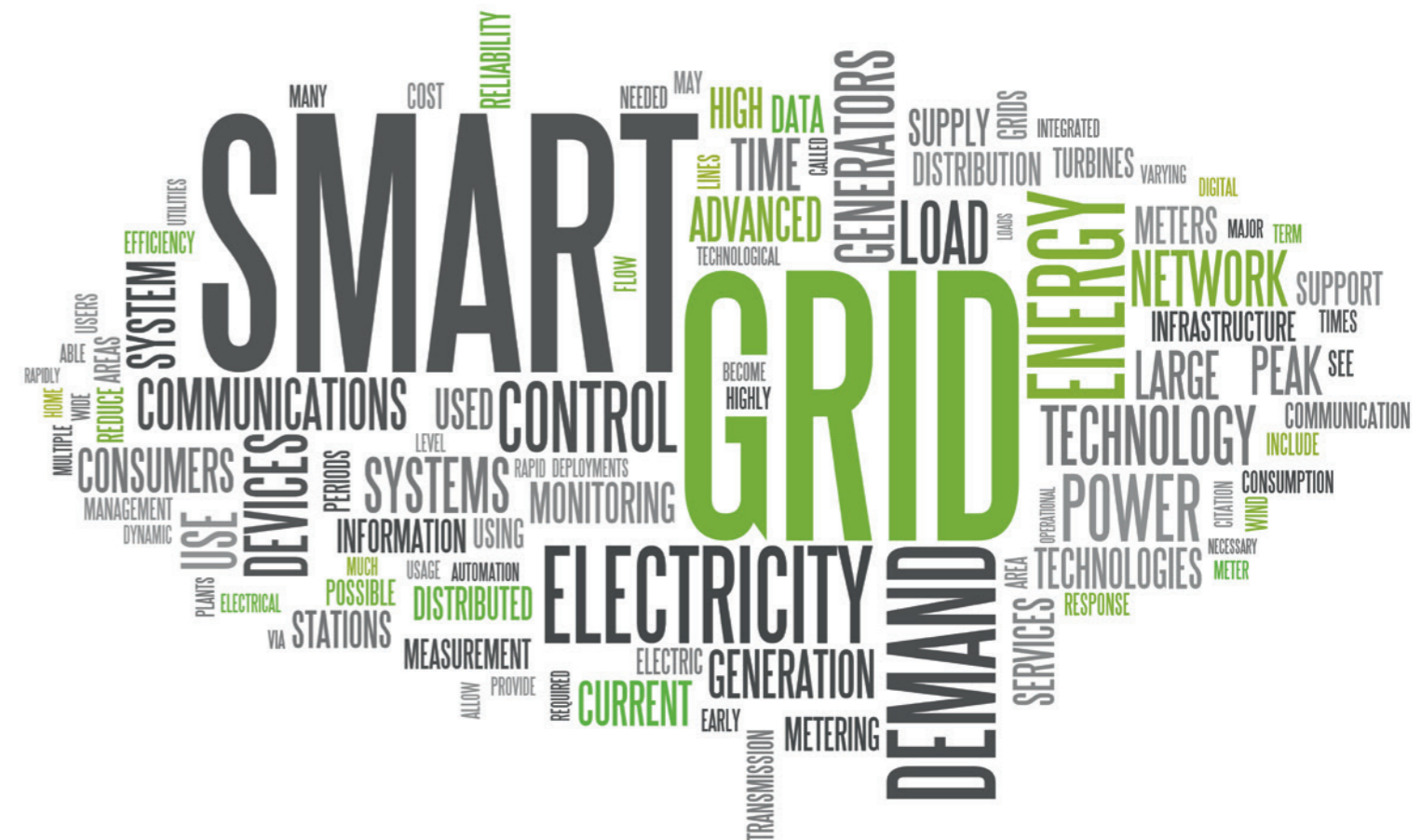
Innovativ und intelligent: Neue Technologien, Netzlösungen und IKT

In Zukunft wird der Daten- und Informationsaustausch im Energienetz stark zunehmen, da die Herausforderungen der Energiewende sonst nicht zu bewältigen wären. Hierzu müssen Daten aus den unterlagerten in die überlagerten Spannungsebenen übertragen werden. Dazu zählen neben den aktuellen Last- und Verbrauchsdaten, Prognosen für die unterlagerten Netze. Das können zum Beispiel Ladeprognosen aus der E-Mobility, Nutzungsverhalten von Speichern sowie geplante Einspeisung sein.

Angesichts der großen Informationsmengen werden diese Daten aggregiert übertragen. All diese Maßnahmen sorgen für eine erhöhte Transparenz, sodass die Leitwarten eine Über- sicht und entsprechende Prognosen bekommen, wer wann wo Strom lädt oder einspeist.

Daten- und Informationsübertragung

Für den Datenaustausch werden bei der Betriebsführung einer Spannungsebene die unterlagerten Spannungsebenen stets mitbetrachtet, wobei die Verantwortung für die Regelung immer innerhalb der betroffenen Spannungsebene liegt und nicht in den jeweils unter- oder überlagerten Ebenen.





Die Informationen aus anderen Spannungsebenen sind wichtig, weil erst dadurch der Einsatz neuer Steuerungstechniken ermöglicht wird, wie zum Beispiel eine Steuerung intelligenter Messsysteme, weitgehend automatisierte Netzsicherheitsmaßnahmen oder zusätzliche (Teil-)Automatisierungen. Außerdem besteht so die Möglichkeit, dass die Smart Meter-Technik in Kombination mit moderner Software in der Netzleitstelle die oben erwähnte Rundsteuererntechnik ersetzt.

Die Leitstellentelefonie wird durchaus erhalten bleiben, im Zuge der oben beschriebenen (Teil-)Automatisierungsmaßnahmen, durch die Freigaben im Wesentlichen direkt im System erfolgen, jedoch in erster Linie im Störungs- oder Krisenfall für den persönlichen Austausch via Telefon (wie beim Ruf der Rettungsleitstelle 112) genutzt.

Ein stärkerer Informationsfluss erfordert jedoch die Modifikation von Komponenten, wie zum Beispiel die Erweiterung der Leitsysteme, um so die steigende Anzahl von Messwerten aus Stationen und Smart Metern sowie die Fahrpläne von dezentralen Erzeugern in Netzsteuerung einfließen zu lassen. Durch den Einsatz intelligenter Primärtechnik, wie zum Beispiel Trafos mit Fernzugriff, können daraufhin gezielte Eingriffe erfolgen, was in der Hochspannung bereits Praxis ist und zunehmend auch auf die nachgelagerten Spannungsebenen ausgeweitet wird.

Der Datenaustausch zwischen dem Netzbetreiber und den Erzeugungsanlagen erfolgt aktuell über Rundsteuerempfänger oder Fernwirktechnik. Ersteres dient der klassischen Reduzierung der Anlagen bei Netzengpässen im Bereich 100/60/30/0 Prozent. Sofern Fernwirktechnik eingesetzt wird, können die Abregelungen feiner gestaltet und ergänzend dazu weitere Messwerte übertragen werden. Im Bereich der Netzbetriebsmittel erfolgt aktuell auch nur ein geringer Datenaustausch in Richtung des Netzbetreibers. Hier werden in Schwerpunktstationen und den Umspannanlagen Messeinrichtungen und (fern-)schaltbare Schalter eingesetzt.

Künftig wird es in der Mittelspannung analog zum Bereich der Hochspannung ebenfalls zu einem höheren Daten- und Informationsaustausch kommen, damit möglichst viele Erzeugungsanlagen, Speicher und E-Mobilitäts-Ladeinfrastrukturen messtechnisch erfasst und idealerweise auch gesteuert werden können. In einem ersten Schritt soll zunächst die Mittelspannungsebene in der Fläche mess- und steuertechnisch aufgerüstet und Aggregatsmessungen an der Schnittstelle zur Niederspannungsebene möglich werden.

IKT wird benötigt, um den Informationsaustausch zwischen den Spannungsebenen und den unterschiedlichen Akteuren zu optimieren und zu beschleunigen.

Zum einen dienen die Übertragung der aktuellen Last- und Verbrauchsdaten und deren Prognosen dem besseren Überwachen und Steuern des Mittelspannungsnetzes, zum anderen kann durch die Steuerbarkeit der Anlagen auf Netzengpässe besser reagiert werden. Weiterhin müssen neben den Anlagen in Privathaushalten sowie öffentlich installierten Komponenten auch die Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber besser überwacht und (fern-)schaltbar werden, damit das Netz der jeweils aktuellen Lastsituation entsprechend optimal betrieben werden kann. Außerdem lässt sich durch die Topologieänderungen die Abregelung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zumindest partiell vermeiden.

Wie in der Hochspannung, werden auch die Netzbetreiber von Mittelspannungsnetzen künftig ihre Leitsysteme um zusätzliche Funktionen, wie zum Beispiel Prognosen von Netzengpässen im Sinne der BDEW-Ampel, erweitern. Und auch hier wird die Leitstellentelefonie aufgrund der erhöhten Automatisierung an Bedeutung verlieren.

Prognosen werden immer wichtiger

Für die Prognosetools ergeben sich in den unterschiedlichen Spannungsebenen unterschiedliche Anforderungen, die, wie zum Beispiel die Bestimmung von Zeitintervallen für die Datenprognose, im Detail definiert werden müssen.

Über alle Spannungsebenen hinweg hat sich gezeigt wie entscheidend eine hohe Prognosequalität für die Netzbetreiber und schließlich für optimale Betriebssicherheit der Energienetze ist. Die Prognosegüte selbst ist dabei unabhängig von der zeitlichen Auflösung und dem Bereitstellungszyklus, entscheidend ist vielmehr die Fehlermetrik (zum Beispiel Mean Absolute Error (MAE), Abs./Rel.).

Hierbei ist die Zeitdimensionierung zu beachten, damit die für den jeweiligen Anwendungsfall erforderlichen Prognosen in den benötigten Intervallen zur Verfügung zu stehen. Diese reichen von beispielsweise neun Tagen in Netzwirtschaft und Bewirtschaftung über 72 Stunden für Erzeugungsprognosen und 24 Stunden im Redispatch 2.0-Kontext (mit Option auf Echtzeitanpassungen bei ungeplanten Ereignissen) bis hin zu 15-Minuten-Werten für Erzeugungs- und Lastprognosen. Wichtig für die Wahl des Intervalls ist in jedem Fall eine wirtschaftliche Betrachtung.

Die Prognosetools für Last und Einspeisung sind auf der Hochspannungsebene in den Leitsystemen implementiert. Hier beträgt der Prognosehorizont – abhängig von Qualität und Verlässlichkeit der Wetterdaten – in vielen Fällen 72 Stunden, wobei der Rahmen der Vorschaurechnung je nach Netzbetreiber variieren kann. Aktuell verfügt heute jedoch nicht jeder Verteilnetzbetreiber über eine funktionierende Vorschaurechnung. Ziel sollte es daher sein, die Datenbereitstellung aus den nachgelagerten Netzebenen zu verbessern.

Ebenso ist es im Sinne einer „Vorausrechnung der Mittelspannung“ erforderlich, auch in dieser Netzebene knotenscharfe Prognosen für Last und Einspeisung in die Leitsysteme aufzunehmen. Dies wäre ein weiterer wichtiger Schritt zu mehr Transparenz in den nachgelagerten Netzen, was wiederum bedeutet, dass es rechenbare Modelle auf der Ebene der Ortsnetzstation geben wird.

Verbrauch und Erzeugung in der Niederspannung werden aktuell auch heute schon berücksichtigt, allerdings in Form von Prognoseaggregaten auf Ortsnetzstations-Ebene. Je stärker die Lade-Infrastruktur für Elektro-Mobilität wächst und die Anzahl der Wärmeanwendungen (all-electric-world) steigt, umso mehr wird sich auch der Einsatz der Prognosetools in der Niederspannungsebene ausweiten. Mit 15-Minuten-Intervallen auf 24 Stunden im Voraus sind praktikable Prognosen möglich, allerdings wird diese Entwicklung noch einige Jahre dauern. Prognosen auf der Ebene der privaten Haushalte scheinen hingegen nach derzeitigen Erkenntnissen nicht notwendig zu sein.

Netzbetreiber werden in Zukunft entsprechend dem von ihnen favorisierten Prognosekonzept eigenes Prognose Know-how aufbauen und ein entsprechendes Monitoring installieren müssen. Für eine Übergangsphase sollte unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten der BET-Ansatz angewendet werden (vgl. §14a-Thematik). Ist darüber hinaus eine weitere Ausgestaltung geplant, wird das die aktuell diskutierten Anpassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beeinflussen. Die Verabschiedung des Gesetzes war für Dezember 2020 vorgesehen.

Stichwort: Smart Grid

Die Realisierung eines Smart Grids in der untersten Spannungsebene stellt dagegen wesentlich höhere Anforderungen an das Daten- und Kommunikationsmanagement. Denn grundlegende Informations- und Kommunikationsstrukturen, die die Energieerzeugung, den -verbrauch, Speicher sowie Netzkomponenten intelligent miteinander verknüpfen, müssen erst geschaffen werden.

Ein Netzmonitoring kann über ein an neuralgischen Punkten installiertes Messequipment sowie mit Hilfe intelligenter Messsysteme realisiert werden (siehe Messstellenbetriebsgesetz). Netzflexibilität und netzdienliche Flexibilitätspotenziale der Niederspannung können über Fernwirkprotokolle oder das Common Language Specification-Interface (CLS) des intelligenten Messsystems an dezentrale Netzautomatisierungssysteme angebunden werden. Diese wiederum kommunizieren unter Anwendung der BDEW-Ampel mit dem Markt und gewährleisten so einen sicheren und effizienten Netzbetrieb.



Die Kommunikation zwischen Markt und Netzbetreiber kann hierbei über verschiedene Wege realisiert werden. Denkbar wären beispielsweise folgende Ansätze:

- Eine direkte Kommunikation des dezentralen Netzautomatisierungssystems mit dem Markt,
- Die Integration eines „Trading-Prozesses“ in bestehende Leitsysteme,
- Ein parallel zum Leitsystem laufendes „Auto-Trading“-System, das die Kommunikation mit dem Markt regelt.

Auf Grund der Menge der Datenschnittstellen der dezentralen Netzautomatisierungssysteme, bietet die zentrale Leittechnik den entscheidenden Vorteil weniger Schnittstellen zu verwenden und einen Gesamtüberblick des Netzes zu ermöglichen. Hierbei ist zu empfehlen, Fahrplandaten der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der jeweiligen Spannungsebene in das Leitsystem der netzführenden Stelle zu integrieren.

Fernsteuerbare Komponenten und Verbraucher leisten einen wichtigen Beitrag zur effizienten Netzauslastung.

Mit der Ausweitung intelligenter Energieversorgungsnetze bis in die Niederspannung und über das intelligente Messsystem bis hin zum Endkunden steht die Architektur bisheriger Netzleit- und Automatisierungssysteme insgesamt vor einem Paradigmenwechsel. Besonders die Anforderungen hinsichtlich IT-Sicherheit, Stichwort: Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS), sowie einer Angriffs- und Störungserkennung werden stark zunehmen, damit die kritische Netzinfrastruktur vor äußeren Bedrohungen geschützt ist.

Schwarzstartfähigkeit

Das Thema Schwarzstartfähigkeit tritt zunehmend als Koordinierungsaufgabe und „neue“ Systemdienstleistung für Verteilnetzbetreiber in den Fokus. Allerdings sind die untersuchten Technologien zum Thema Fernsteuerbarkeit und die Güte der Prognosen wichtige Voraussetzungen für dezentrale Netzwiederaufbaukonzepte.

Bisher sind Insellösungen im Mittelspannungsbereich betrachtet worden, die das Thema Schwarzfallfähigkeit für Notstromuntersuchung beinhalten. Eine größere Betrachtung von Verbundnetzen ist bisher nicht erfolgt.

Im Rahmen der Projekte „LINDA“, „KARIN“ und „Aggregatbetrieb 2.0“ wurden erste Feldversuche zum Teilnetzbetrieb von Mittelspannungsnetzen mit Notstromaggregat und dezentralen Erzeugungsanlagen durchgeführt. Hierbei stellte sich heraus, dass kleine Teilnetze mit hohem Aufwand stabil betrieben werden können. Viele Fragen zum dynamischen Verhalten, zum Beispiel zulässige Lastsprünge und Blindleistungsverhalten, sind jedoch noch offen und werden im laufenden Projekt DESIGNETZ („KIWI“ und andere) auf Basis dynamischer Zeitbereichssimulationen behandelt. Dieses Teilprojekt hat folgende Erkenntnisse gebracht:

- Die Verwendung eines Batteriespeichers als schwarzstartfähige Anlage limitiert die zulässigen Leistungsänderungen, bis 100 Prozent der Nennleistung erreicht sind. Eine Überschreitung der Nennleistung führt zur Auslösung des Anlagenschutzes.
- Im Rahmen der Simulationen konnte eine Vollversorgung des Netzgebietes in ausgewählten Zeitpunkten erreicht werden. Bei einer geringeren Ausdehnung war eine Versorgung länger als eine Woche (etwa 300 Stunden) möglich, in dem in Abhängigkeit des Primärenergieangebots (Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit) weitere Stränge flexibel zu- und abgeschaltet wurden.
- Eine Vorhaltung von Reserveleistung, die im Fall von ungeplantem Erzeugungsausfall und unvorhergesehenen Lastschwankungen genutzt werden kann, reduziert die Ausdehnung des Inselnetzes sowie die maximale Betriebsdauer.
- Für den Schwarzstart des Inselnetzes sollten zusätzlich Anlagen für die Bereitstellung der benötigten Blindleistung leerlaufender Leitungen bereitgestellt werden. Zudem ist eine Steuerbarkeit aller Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung Voraussetzung.

Aussagen zum künftigen Systemverhalten von Erzeugungsanlagen können auf Basis der Schwerpunktthemen aus DESIGNETZ nicht beantwortet werden. Diese Thematik wird aktuell jedoch im FNN-Projekt „Netzregelung 2.0“ untersucht, das voraussichtlich bis Ende 2021 laufen wird. Die Ergebnisse werden sich mit hoher Wahrscheinlichkeit auf die Netzaufbauprozesse auswirken, da die Netzbetreiber letztendlich nicht in der Lage sind, einen Netzaufbau alleine durchzuführen (Herstellung Frequenz und Spannung). Außerdem sind derzeit auch nicht alle Steueroptionen in den Netzen in ausreichendem Umfang vorhanden.

Kommunikation

Die dargestellten Maßnahmen stellen, ebenso wie die spezifischen Voraussetzungen bei den Energienetzbetreibern, eine Reihe von Anforderungen an die Kommunikation sowie an Kommunikationsmedien, Performance oder auch IT-Sicherheit im Speziellen.

Gerade die Netzbetreiber kritischer Infrastrukturen benötigen sichere, flächendeckende, hochverfügbare und kosteneffiziente Kommunikationssysteme. Nur so können sie hochqualitative Daten über den Zustand der Netze sowie über das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten in Echtzeit erhalten. Dies ist neben dem Bereich der Netzsteuerung auch im Schwarzfall absolut notwendig. Darüber hinaus erfordert auch die Integration von Millionen dezentraler Erzeuger und Speicher, zum Beispiel Windräder, Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher, sowie neuer Stromverbraucher, insbesondere E-Mobilität und Wärmepumpen, zunehmend eine aktive Überwachung und Steuerung der Stromnetze.

450-MHz-Funknetze

Ein 450-MHz-Funknetz ist eine sinnvolle Ergänzung zur klassischen Glasfaseranbindung, zum Beispiel von Stationen oder Smart Metern.

Zur kosteneffizienten und somit wirtschaftlichen Umsetzung wird deshalb ein intelligentes Kommunikationssystem benötigt. Diese Anforderungen könnten am besten in einem Funknetz im Frequenzbereich von 450 MHz erfüllt werden.

Ein solches Funknetz bietet aufgrund der Frequenzeigenschaften die notwendige Gebäudedurchdringung und erfordert zudem verhältnismäßig wenig Antennenstandorte in der Fläche. Dadurch ist es im Vergleich zu anderen Funknetzen nicht nur technisch besser geeignet, sondern lässt sich auch deutlich einfacher und kostengünstiger errichten und betreiben. Trotzdem bleibt festzuhalten, dass die Errichtung eines flächendeckenden Netzes hohe Anfangsinvestitionen erfordert, was nicht bedeutet, dass andere Kommunikationsmedien keine Relevanz bei der Energiewende haben. So sind zum Beispiel im Teilprojekt EMIL verschiedene Kommunikationsmedien von 450 MHz über Glasfaser bis hin zu Powerline auf ihre Anwendbarkeit unter anderem in der Netzsteuerung untersucht worden.

Ein 450-MHz-Funknetz stellt den Betreibern kritischer Infrastrukturen ein Kommunikationsnetz zur Verfügung, das den hohen Anforderungen kritischer Infrastrukturen für eine sichere Funkversorgung gerecht wird. Es zeichnet sich durch hohe örtliche und systemische Verfügbarkeit aus, bietet Schwarzfallfestigkeit mittels Notstromversorgungsanlagen und die Möglichkeit, kritische Funkdienste zu priorisieren. Ein weiterer entscheidender Vorteil ist seine langfristig verfügbare Technologie.

Damit bietet ein 450-MHz-Funknetz die Möglichkeit, alle kritischen Anwendungen abzudecken, wie zum Beispiel eine Sprachnotfallkommunikation und die Anbindung von Smart Grid-Komponenten sowie Smart Meter Gateways im anstehenden Roll-out. Insbesondere durch die guten physikalischen Ausbreitungseigenschaften der 450-MHz-Frequenzen lässt sich gegenüber alternativen Kommunikationstechnologien eine wirtschaftliche Anbindung von Smart Meter Gateways im anstehenden Roll-out realisieren.

Gerade in ländlichen Gebieten ist eine solche Funklösung aufgrund des Wegfalls der Tiefbauarbeiten wirtschaftlich klar im Vorteil, ebenso wie auch die Installation von Messsystemen wesentlich einfacher und wirtschaftlicher wird, da eine Inhouse-Verkabelung entfallen kann. Die DESIGNETZ-Partner führten im Saarland auch Sprachtests durch, um die Anwendbarkeit im Hinblick auf einen Betriebsfunk zu überprüfen. Aufgrund der Möglichkeit zum schwarzfallfesten Betrieb bietet dies eine weitere sinnvoll Anwendungsmöglichkeit für die Energiewirtschaft.

Für die Kommunikation wird es in der Zukunft einen Mix aus verschiedenen Anwendungen und Medien geben, die auf die vorhandene Infrastruktur sowie die notwendigen Anwendungsfälle abgestimmt werden. Die Ergebnisse aus DESIGNETZ haben gezeigt, dass die erarbeitete Lösung alle Anforderungen erfüllt. Die zum Ende 2020 auslaufenden Frequenzuteilungen befinden sich bereits in den Ausschreibungs- und Vergabeprozessen für die Nutzung in der Energiewirtschaft.





IT-Sicherheit

Die Grundsatzannahme in DESIGNETZ war, dass sowohl bereits verfügbare, als auch in der Entwicklung stehende IT-Komponenten ISMS-konform sein und die Vorgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erfüllen müssen, da ansonsten kein Einsatz im Netz erfolgen kann.

Das BSI hat zwischenzeitlich ein Schutzprofil für das Smart Meter Gateway definiert. Das Schutzprofil beschreibt mögliche Bedrohungen je nach Einsatzgebiet und definiert dabei Anforderungen für Sicherheitsmaßnahmen.

Für die Daten- und Dienstplattform wurde gemäß Common Criteria (International Standards Organization (ISO) 15408) Evaluation Assurance Level 4 entwickelt. „Die Evaluation Assurance Level (EAL)-Stufen der Common Criteria (ISO 15408) beschreiben präzise Anforderungen an eine IT-Sicherheitsprüfung. Mit ansteigender EAL-Nummer steigen die Anforderungen an den zu prüfenden Umfang, an die Prüftiefe und an die Prüfmethoden. [...] Bei EAL4 muss beispielsweise der Sourcecode evaluiert werden, was beim Evaluator Entwicklerkenntnisse des Produktes voraussetzt!“¹. Beispielsweise wurde der Smart Meter gemäß EAL4 entwickelt. Dies war unter anderem der Grund, weshalb die Entscheidung auf diese Daten- und Dienstplattform gefallen ist. Normalerweise müsste die Daten- und Dienstplattform vollständig neu zertifiziert werden, sobald ein neuer Dienst hinzugefügt wird. Als ein wesentliches Forschungsergebnis wurde in diesem Zusammenhang eine inkrementelle Zertifizierbarkeit für die Daten- und Dienstplattform erreicht.

Die Geräte müssen mehrere VLAN auf einer physischen Netzwerkschnittstelle, zur Separierung der Netzwerke, verarbeiten können.

Als Anschlüsse für die Kommunikationsverbindungen sind im Idealfall sogenannte Small Form-factor Pluggable (SFP)-Module zu verwenden (kleine Einschübe in die unterschiedlichen Adapter, RJ45 (Registered Jack („genormte Buchse“); elektrisch) oder Lucent connector- (LC)-Stecker (optisch Lichtwellenleiter (LWL)), eingesteckt werden können).

Es muss zukünftig einen (Westnetz-) Standard geben, über den ISMS-konform ein Kleinfernwerkgerät (in Kombination mit einem Machine-to-Machine (M2M)-Router mehrere Ziele (Server) ansprechen kann. In DESIGNETZ existieren Anlagen, in denen vier Kleinfernwerkgeräte (KFWG) (mit vier M2M-Routern) installiert sind.

Derzeit kann an einem Internetanschluss (zum Beispiel FTtx, DSL) nur ein KFWG/M2M-Router betrieben werden, da es ansonsten zu „Interferenzen“ bei den zwischen M2M-Routern und Backend (beispielsweise Server der NT) aufgebauten Virtual Private Network (VPN)-Tunneln kommt. Werden mehrere KFWG an einer Anlage benötigt, sind auch mehrere Internetanschlüsse notwendig, was durchaus kostenintensiv sein kann.

Da bei Forschungs- und Entwicklungs-Projekten (F&E) naturgemäß Fehlerbehebungen in der Software von KFWGs vorgenommen werden müssen oder Anpassungen nötig sind, ist eine Diagnosemöglichkeit für den Hersteller aus der Ferne wünschenswert. Dabei muss die Detailtiefe höher sein als lediglich die Einsicht der bereits jetzt schon aus der Ferne einsehbaren Bedien- und Visualisierungsoberfläche und bis hin zur Einsicht des Quelltextes reichen.

¹ https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ZertifizierungundAnerkennung/Produktzertifizierung/ZertifizierungnachCC/ITSicherheitskriterien/CommonCriteria/eal_stufe.html

Eine entsprechende Wartungsschnittstelle, die idealerweise vom Verteilnetzbetreiber deaktivierbar ist, erleichtert den Zugriff auf eine produktivgeschaltete Anlage bei der Fehlersuche erheblich. Fehlersuchen unter Laborbedingungen des Herstellers, wo ein Fehler oftmals nicht auftritt, beanspruchen Dienstleister als auch Verteilnetzbetreiber-Mitarbeiter zeitlich sehr stark.

Schutzbedarfszonen

Das Energy Gateway dient als Datentransporteur über Zonen mit unterschiedlichem Schutzbedarf und entsprechenden Schutzmaßnahmen, wie zum Beispiel Firewalls, Deklaration als demilitarisierte Zone (DMZ), VPN-Tunneln, 2-Faktor-Authentifizierung (2-FA) für Datenaustausche oder 104er-Protokolle.

Für eine möglichst reibungslose Integration einer großen Anzahl von heterogenen Projektpartnern in ein technisches System, wie das Energy Gateway, sind sehr frühzeitige und umfassende verbindliche Schnittstellen- und Prozessdefinitionen wichtig. Als Erfolgsfaktoren haben sich Tools des Projektmanagements, wie Change Request, Umsetzungstracking, Etablieren eines übergreifenden Regeltermins „Systemintegration“ mit den wichtigsten Partnern, und eine konsequente Ende-zu-Ende-Betrachtung herausgestellt.

Die Partner erarbeiteten Konzepte und Lösungen zur Entwicklung einer Referenzarchitektur und eines Vorgehensmodells für Security-by-Design und Privacy-by-Design für kritische Infrastrukturen des Energiesektors. Darin eingeschlossen ist deren Umsetzung gemäß Common Criteria Evaluation Assurance Level 4 in einer sicheren integrierten Daten- und Dienstplattform sowie der darauf aufsetzenden Dienste, unter anderem Stromnetzberechnung sowie Analyse- und Prognoseverfahren, zur Unterstützung einer sicheren Energieversorgung.

Ein wesentliches Ergebnis bildet die Sicherheitsarchitektur (Referenzarchitektur), die die Realisierung einer System- und Datensicherheit durch innovative Security-, Resilience- und Privacy-by-Design-Lösungen ermöglicht. Die Architektur unterstützt eine kompositionelle Vorgehensweise in Bezug auf Änderungsmanagement und Zertifizierung (Common Criteria Evaluation Assurance Level 4). Darüber hinaus wird durch die Integration der Middleware Integrated Distributed Data Usage Control Enforcement (IND²UCE), Sonata und SUCH eine sichere und skalierbare CC-konforme Daten- und Dienstplattform unter der Berücksichtigung von Konzepten aus der Smart Service Welt realisiert.

Das in DESIGNETZ gewählte flexible Rollen- und Rechte-management zielt auf eine künftige Service-Landschaft, die aufgrund der vielen verschiedenen Prosumer deutlich dynamischer, vielgestaltiger und komplexer sein wird als heutige Energieversorgungsnetze. Wenn häufig wechselnde Services unterschiedlichster Anbieter in die Daten- und Dienstplattform integriert werden müssen, lassen sich die erforderlichen Zugriffsrechte und Sicherheitsrichtlinien kaum noch statisch in der Software codieren. Sie müssen vielmehr einfach, schnell und trotzdem sicher jederzeit austauschbar und anpassbar sein.

Die Kapselung des Rollen- und Rechtemanagements in ausgelagerte Dienstkomponenten von SUCH, SONATA und IND²UCE erleichtert den Service-Anbietern zum einen die Realisierung ihres Sicherheitskonzepts und bewahrt dabei die Software-Entwickler vor Implementierungsfehlern. Zum anderen ermöglichen die richtlinienorientierten Security-Komponenten eine schnelle Anpassung der Sicherheitsrichtlinien an geänderte Randbedingungen. Insbesondere muss sich ein Dienstentwickler nicht mehr um Sicherheitsleistungen kümmern, die stattdessen von der Daten- und Dienstplattform transparent zur Verfügung gestellt und auch durchgesetzt werden.



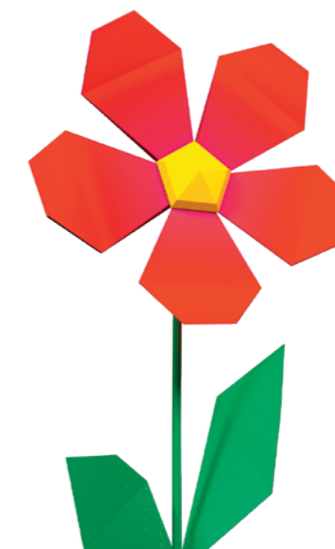
Intelligente Nutzung von Flexibilitäts-potenzialen

Zukünftige Anforderungen aus Sicht der Verteilnetzbetreiber

Der Einsatz netzdienlicher Flexibilität erfordert in verschiedenen zeitlichen Fristen von den beteiligten Akteuren einerseits die Anpassungen ihrer technischen Ausstattung und andererseits die Einführung neuer sowie die Veränderung etablierter Prozesse.

Der Netzbetreiber, hier im Besonderen der Verteilnetzbetreiber, entscheidet selber über die Notwendigkeit des Einsatzes netzdienlicher Flexibilität und der Quantifizierung der benötigten Flexibilität. Um Flexibilität auf jeder Spannungsebene netzdienlich einsetzen zu können, sind also eine zuverlässige Netzzustandsschätzung und eine geeignete Messtechnik für jede Spannungsebene notwendig.

Zusätzlich werden Prognosen über das Verhalten der dezentralen Erzeugungsanlagen benötigt, um Grenzwertverletzungen vorherzusagen und Gegenmaßnahmen rechtzeitig einzuleiten. Diese können grundsätzlich einseitig vom Netzbetreiber durch Erfahrungswerte oder auch anhand von externen Daten, wie zum Beispiel Wetterdaten, prognostiziert oder zukünftig durch die Meldung von Fahrplänen erstellt werden.



Da es sich bei dem elektrischen Versorgungsnetz um einen regulierten Bereich handelt, müssen die beschriebenen Anforderungen so definiert werden, dass es zu keinen Verzerrungen bei den Anreizen für netzdienliche Flexibilität im Vergleich zum konventionellen Netzausbau kommt. Auch der verstärkt notwendige Einsatz von betriebskostenintensiver IKT muss in der zukünftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

Die intelligente Nutzung von Flexibilitätpotenzialen erfordert regulatorische Anreize.

In diesem Zusammenhang muss insbesondere die Informationssicherheit sichergestellt werden, um wirtschaftliche Risiken zu minimieren. Innovative Investitionen, also smarte Netzbetriebsmittel mit verstärkt digitalen Komponenten, sollten auch einen Ansatz bei der Berechnung der Erlösobergrenze und somit der Verzinsung des eingesetzten Kapitals der Netzbetreiber darstellen. Dies ist aktuell noch nicht in vollem Umfang sichergestellt. Hierzu sei ergänzend auf das Kapitel „Regulierung“ verwiesen, in dem dieses Thema genauer behandelt wird.



„Die Netzinfrastruktur ist ein Schlüssel für den Umbau der Energieversorgung hin zu dezentralen und erneuerbaren Erzeugungsstrukturen. Somit ist ihre Neuausrichtung eine der größten Aufgaben der Energiewende. In DESIGNNETZ sind hierzu zahlreiche Lösungsmöglichkeiten entwickelt worden.“

Alexander Schalk | VSE AG

Kontinuierliche Anpassung an gesetzliche Verordnungen

Nicht nur die sich ändernden regulatorischen Vorgaben sorgen für einen stetigen Anpassungsbedarf durch die Netzbetreiber. Auch neue gesetzliche Verordnungen erfordern immer wieder Anpassungen. Ein Lösungsansatz kann die zentrale Bereitstellung von Software sein, da sie nur einmal für alle Netzbetreiber entwickelt und bei Bedarf entsprechend modifiziert und aktualisiert wird. Weitere Anmerkungen zum Thema Standardisierung finden sich im Abschnitt Hemmnisse und Hürden.

Die voranschreitende Digitalisierung, Netzautomatisierung und Integration innovativer Netzkonzepte ermöglicht es, frühzeitig und aktiv auf Netzengpässe trotz extrem volatiler Erzeugung und Verbrauch im Verteilnetz zu reagieren. Durch einheitliche Steuerungs- bzw. Regelungskonzepte können Flexibilitätpotenziale in der Niederspannung netzdienlich eingesetzt werden. Neben netzbezogenen Maßnahmen gilt es auch, Flexibilität auf Verbraucherseite (siehe auch BDEW-Ampelkonzept) in den Netzengpassmanagementprozess zu integrieren. Das gilt vor allem auch für Messwerte aus der Niederspannung, die im Leitsystem erfasst, und verarbeitet und bei Grenzwertüberschreitungen gemeldet werden.

Neue Anforderungen entstehen außerdem durch das Sammelgesetz NaBeG 2.0, das das Einspeisemanagement in den Redispatchprozess überführt. Der Redispatch „2.0“ adressiert alle Erzeuger und Speicher ab einer Netto-Nennleistung von 100 kW, jedoch gelten die neuen Regelungen gleichermaßen für fernsteuerbare Erzeuger und Speicher < 100 kW. Insgesamt werden daher standardisierte Schnittstellen und Datenprotokolle benötigt, um eine größtmögliche Interoperabilität zwischen einzelnen Systemen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber wie dem Leitsystem und auch dezentralen Netzautomatisierungssystemen zu gewährleisten. Darüber hinaus sollte der regulatorische Rahmen so angepasst werden, dass er Anreize und Möglichkeiten für wirtschaftliche und innovative IKT-Lösungen sowie die Nutzung von Privatanlagen als Flexibilitätsoption schafft.

Anforderungen an Flexibilität aus Sicht der Netzbetreiber

Um Flexibilität verfügbar machen und netzdienlich nutzen zu können, müssen aus Sicht der Netzbetreiber bestimmte technische und prozessuale Anforderungen auf Seiten der Anlagenbetreiber von Flexibilität erfüllt sein.

In den folgenden Betrachtungen wird die informationstechnische Anbindung auf Basis standardisierter Schnittstellen vorausgesetzt. Dies ist eine entscheidende Voraussetzung, da mit der Zahl neuer Marktteilnehmer zum Beispiel Aggregatoren und neuer Prozesse, beispielsweise Redispatch 2.0, auch die Zahl der Schnittstellen deutlich zunehmen wird. Die Schnittstellen sollten möglichst nicht proprietär sein und eine herstellerübergreifende Bedienung ermöglichen, damit ein Lock-in verschiedener Technologien vermieden wird.

Dennoch sind proprietäre Schnittstellen nicht grundsätzlich ausgeschlossen, zumal sich einige im Laufe der Zeit zum Quasi-Standard entwickelt haben. Für die in DESIGNNETZ entwickelten Daten- und Dienstplattform wurde OpenAPI zur Beschreibung der Schnittstellen für die Dienste festgelegt. Im Energiesektor gibt es zudem die standardisierte Schnittstelle International Electrotechnical Commission (IEC) 61850 als Übertragungsprotokoll.

Grundsätzlich ist ein System mit einem planwertbasierten Abruf von Flexibilität auf Basis von Prognosen oder Fahrplänen oder einem „ad-hoc“-basierten-Abruf, der keinen Planwert voraussetzt, möglich. Der planwertbasierte Abruf bietet zwar mehr Sicherheit, da Grenzwertverletzungen früher vorhergesagt werden und entsprechende Maßnahmen geprüft werden können, er stellt allerdings wesentlich höhere Anforderungen an den Anlagenbetreiber. So oder so: In beiden Fällen wird neben der Meldung über die verfügbare Flexibilität – aktuell oder über den jeweiligen Prognosezeitraum verfügbar – die aktuelle Leistung am Netzanschlusspunkt benötigt.

Für eine vorausschauende Einsatzplanung von Flexibilität sind verbesserte Prognosen sinnvoll.

Für den Netzbetrieb der Zukunft müssen Transparenz und Prognosefähigkeit im Netz erhöht werden, damit Situationen vorausschauend erfasst und geeignete Maßnahmen für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb eingeleitet werden können. Dabei müssen die Prognosen nicht nur den Zustand des „klassischen“ Netzes erfassen, sondern auch einen Überblick über verfügbare Flexibilität und deren Einsatzmöglichkeit geben. Aufgrund der weiter zunehmenden Kleinteiligkeit, insbesondere im Verteilnetz, kommt auch hier dem Einsatz von IKT sowie geeigneter Prozesse eine wachsende Bedeutung zu. Dabei lassen sich durch Prozesse, die nach einheitlichen nationalen Vorgaben entwickelt werden, sinnvolle Synergie- und Skaleneffekte erzielen.

Weiterer Klärungsbedarf

Eine allgemeine Aussage darüber, wieviel Flexibilität in einem Netz benötigt wird, kann logischerweise nicht getroffen werden, da sich der Flexibilitätsbedarf in den jeweiligen MS- und NS-Netzen aus den regionalen Gegebenheiten und lokalen Anforderungen ergibt. Zwar sind bereits einige Vorgaben für eine zukünftige Regulierung erarbeitet worden, dennoch sind weitere Untersuchungen notwendig, um belastbarere Aussagen für verschiedene gleichartige Netzgruppen zu ermitteln. Wichtig ist, dass der Einsatz von IKT wirtschaftlich erfolgt und nicht überstrapaziert wird. Nicht alle Netzknoten müssen mit Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet werden. Vielmehr müssen für ein optimales Ergebnis Transparenz, Technologien und Prognosen in einen Dreiklang gebracht werden.

Voraussetzung dafür ist in vielen Fällen bei Anlagenbetreibern, die Flexibilität zur Verfügung stellen, die technische Ertüchtigung, damit Fahrpläne und Flexibilitätsprognosen überhaupt geliefert werden können. Zudem müssen für die automatisierte Abrechnung die Nachweise über Dauer und Umfang erbrachter Flexibilität über ein IT-System zur Verfügung stehen. Auch hier muss im Sinne der Kosteneffizienz darauf geachtet werden, dass das eingesetzte Abrechnungssystem effizient und skaliert ist.

Technische und prozessuale Anforderungen an die Anlagenbetreiber von Flexibilität sind für eine standardisierte Einbindung notwendig.



Zu klären sind in diesem Zusammenhang indes Fragen nach der Auflösung der Daten, ob 15 Minuten-Werte, wie sie etwa bei Smart Metern Standard sind, ausreichen. In diesem Punkt liegen die Sichtweisen teilweise noch weit auseinander. So können zum Beispiel feingranularere Daten sinnvoll sein, um kurzzeitige Spannungsbandverletzungen zu detektieren. Um das Datenvolumen und den Aufwand für den Datentransport auf ein sowohl technisch als auch wirtschaftlich vernünftiges Maß zu begrenzen, sollte die Abstimmung hierüber in jedem Fall mit Augenmaß erfolgen.

Des Weiteren stellt sich die Frage nach der Ausgestaltung der grünen Ampelphase, da dies einen direkten Einfluss auf den Umfang der eingesetzten Flexibilität hat.

Nicht zu übersehen: Hemmnisse und Hürden

Neben zahlreichen technischen Herausforderungen wird der Umbau der Netzinfrastruktur auch auf gesellschaftliche Vorbehalte und marktpolitische Hindernisse treffen, die die Projektpartner während ihrer Arbeit identifiziert haben:

Fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung

Die anhaltende Diskussion um Windenergie und die Standorte für Windkraftanlagen zeigt, dass es vielfach noch an Akzeptanz für die Notwendigkeiten der Energiewende fehlt. Hier ist auf der Nutzerseite ebenso noch Überzeugungsarbeit zu leisten wie in Bezug auf die Nutzungsmöglichkeit und die Vorteile durch die Implementierung von Netzkomponenten.

Akzeptieren Nutzer die Verwendung ihrer Messdaten oder den Einbau von Mess- und Steuerequipment nicht, so kann der Netzbetreiber die Qualität der Versorgung (Power Quality) nur eingeschränkt überprüfen, entsprechende Optimierungen vornehmen oder ein effizientes Engpassmanagement betreiben. Hier ist es Aufgabe des Gesetzgebers zu prüfen, unter welchen Voraussetzungen Netzbetreibern eine entsprechende Erlaubnis gewährt werden kann.

Fehlende Standards

Die Energiewirtschaft wird in Zukunft mit einer wachsenden Zahl von Schnittstellen zwischen Akteuren und Kunden konfrontiert sein. Für einen effizienten und wirtschaftlichen Betrieb müssen daher Standards für Kommunikationsgeräte, Datenformate oder Übertragungsprotokolle definiert werden. So kann verhindert werden, dass Entwicklungsprozesse zur selben Thematik mehrfach laufen und nach Abschluss weitere Konverter bei einigen Akteuren eingerichtet werden müssen, damit bestimmte Formate gelesen und verarbeitet werden können. Dies würde letztlich zu Verzögerungen und steigenden Kosten führen.

Fehlende regulatorische Anerkennung unter Beachtung des energiewirtschaftlichen Dreiecks

Da der aktuelle regulatorische Rahmen noch nicht auf moderne und intelligente Komponenten ausgelegt ist, setzen Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gründen bevorzugt auf klassischen Netzausbau, anstatt neue Komponenten einzubauen, die bei entsprechender regulatorischer Anerkennung gesamtwirtschaftlich günstiger wären. Zu diesem Sachverhalt sei auf die detaillierten Ausführungen im Kapitel Regulierung hingewiesen.

Im Großen und Ganzen: Eine Zusammenfassung

Das Energienetz der Zukunft braucht Flexibilität. Um die Sicherheit und die Qualität der Energieversorgung weiterhin aufrechtzuerhalten, wird es jedoch nach Prüfung verschiedener DESIGNETZ-Szenarien nicht ohne den klassischen Netzausbau auskommen können. Auf diese grundlegende Erkenntnis muss der regulatorischen Rahmen angepasst werden.

Zur Schaffung von Transparenz sowie der Ermittlung von Lasten, Einspeisung und Prognosen werden für die Mittelspannungsnetze die Messwerte von rund 20 bis 30 Prozent der Netzknoten benötigt. Für die Netzautomatisierung in der Niederspannung wird es ausreichen, dass durchschnittlich 10 bis 15 Prozent der Netzknoten mit entsprechender Sensorik ausgerüstet werden.

DESIGNETZ hat Untersuchungen zu neuen Technologien und Netzformen durchgeführt mit dem Ergebnis, dass die bekannten Netzformen bestehen bleiben. So bietet im Hochspannungsbereich die Netzform des vermaschten Betrieb unter Einsatz der neuen Technologien, wie zum Beispiel überlastfähige 110-kV-Freileitungen mit witterungsabhängiger Betriebsführung (DESIGNETZ-Teilprojekt WILT), überlastfähige HS-/MS-Trafos mit Temperatur-Monitoring und Zwangskühlung überzeugende wirtschaftliche und technische Vorteile.

Für die Mittelspannungsnetze haben sich offene betriebene Ringnetze bewährt. Hier ermöglichen MS-Leistungsschaltanlagen mit innovativen Isoliertgasen oder auch fernschaltbare Ortsnetzstationen an wichtigen Netzknoten eine schnelle Fehlerortung und -klärung. Strahlennetze im Niederspannungsbereich können technisch mit Netzautomatisierungssystemen, fernsteuerbaren Ortsnetzstationen sowie regelbaren Ortsnetztrafos oder Längsreglern aufgerüstet werden.

Die Prognosetools der Zukunft benötigen eine hohe Prognosegüte, da auf dieser Basis Entscheidungen seitens der Netzbetreiber getroffen werden. Die Zeitdimensionierungen der Prognose sind je nach Anwendungsfall unterschiedlich und reichen von beispielsweise neun Tagen in Netzwirtschaft und Bewirtschaftung über 72 Stunden für Erzeugungsprognosen, von 24 Stunden im Redispatch 2.0-Kontext bis hin zu 15-Minuten-Werten für Erzeugungs- und Lastprognosen. Wichtig ist eine stets wirtschaftliche Betrachtung bei der Wahl der Zeitintervalle.

Die 450-MHz-Technologie bietet eine sinnvolle Ergänzung zu den bekannten Technologien, wie Glasfaserkabel und Powerline. Aufgrund der guten physikalischen Ausbreitungseigenschaften kann das Frequenzband zum Beispiel für eine wirtschaftliche Integration der Smart Meter Gateways oder auch aufgrund der Einstufung als Privatnetz für eine Krisenkommunikation genutzt werden.

Das Thema Schwarzstartfähigkeit tritt zunehmend als Koordinierungsaufgabe und „neue“ Systemdienstleistung für Verteilnetzbetreiber in den Vordergrund. Voraussetzung für entsprechende dezentrale Netzwiederaufbaukonzepte sind Fernsteuerbarkeit und hohe Prognosequalität.

Autoren

Jan Budke, Sahra Vennemann (E.ON SE)

Markus Koch, Uwe Ohl (EWR Netz GmbH)

Lukas Löhr (IAEW RWTH Aachen)

Fabian Erlemeyer (TU Dortmund)

Thomas Christ, Michael Görgen, Klaus Landwehr, Thomas Lehmann,

Philipp Säuberlich (Westnetz GmbH)

Die Netzschutzkonzepte der Zukunft müssen sich dynamisch an die jeweilige Netzsituation anpassen lassen. Essentiell sind hierbei Softwaresysteme, die mit speziellen Rechenmodellen und Rechenverfahren häufiger und in kürzeren Abständen den Netzzustand berechnen. Die Kosten für optimalen Netzschutz und leistungsfähige IT-Systeme als Fundament einer zuverlässigen Stromversorgung werden mit den zunehmenden Anforderungen der Energiewende in Zukunft steigen.



DIGITALISIERUNG: AUCH DATENSTRÖME MÜSSEN FLIESSEN.



Digitalisierung und IKT-Infrastruktur: Energie und Zukunft intelligent vernetzen

Mit der Transformation von zentraler zu dezentraler Energieversorgung stellt die Energiewende die Energieversorgung in Deutschland vor große Herausforderungen. Um eine Blaupause für ein funktionsfähiges, sicheres und effizientes Energiesystem der Zukunft zu entwickeln, hat DESIGNNETZ erprobt wie eine intelligente IT-Infrastruktur aussehen kann, die den Ansprüchen an das Energienetz der Zukunft gerecht wird: Die zunehmende Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und den Bedarf an elektrischer Energie in Einklang zu bringen und eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Mit Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland bildet die DESIGNNETZ-Modellregion typische Mischregionen mit Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind mit teilweise hohen EE-Überschüssen sowie nahen Lastzentren ab. So entstand in zwanzig neuen sowie elf bestehenden Teilprojekten eine Vielzahl unterschiedlicher Einzellösungen, die DESIGNNETZ zu einem Gesamtsystem verbindet. Voraussetzung hierfür aus IT-Sicht: Technologien, die für einen Ausgleich zwischen den Regionen sorgen.

Denn die Einspeisung von Strom aus dezentraler erneuerbarer Energie wird auf der Verteilungsebene ebenso steigen wie der Bedarf an elektrischer Energie. Das führt in den Niederspannungsnetzen zu Rückspeisung von elektrischer Energie, unüberwachten Überlastungen und Spannungsbandverletzungen. Darüber hinaus erschwert die Volatilität von Lasten und erneuerbaren Energien die Vorhersage zukünftiger Netzzustände, die Planung von Präventivmaßnahmen und deren Anwendung.

Für die Integration heterogener Dienste in ein gemeinsames System sind frühzeitige, umfassende und verbindliche Schnittstellen- und Prozessdefinitionen und Instrumente des Projektmanagements wichtig. Insbesondere ist eine konsequente Ende-zu-Ende-Betrachtung entscheidend.

Mit der steigenden Anzahl an Prosumern wird auch die Energieerzeugung zunehmend dezentral. Hierbei erfordert die Volatilität der erneuerbaren Energien eine Flexibilisierung des Energiesystems und ein intelligentes Stromnetz, damit weiterhin eine optimale Netzstabilität gewährleistet ist. Dies umfasst insbesondere eine informationstechnische Anbindung aller Akteure, über die Informationen zu Erzeugung, Transport, Verteilung, Verbrauch und Speicherung von Strom ausgetauscht werden, um angeschlossene Verbraucher und Erzeuger flexibel zu steuern.

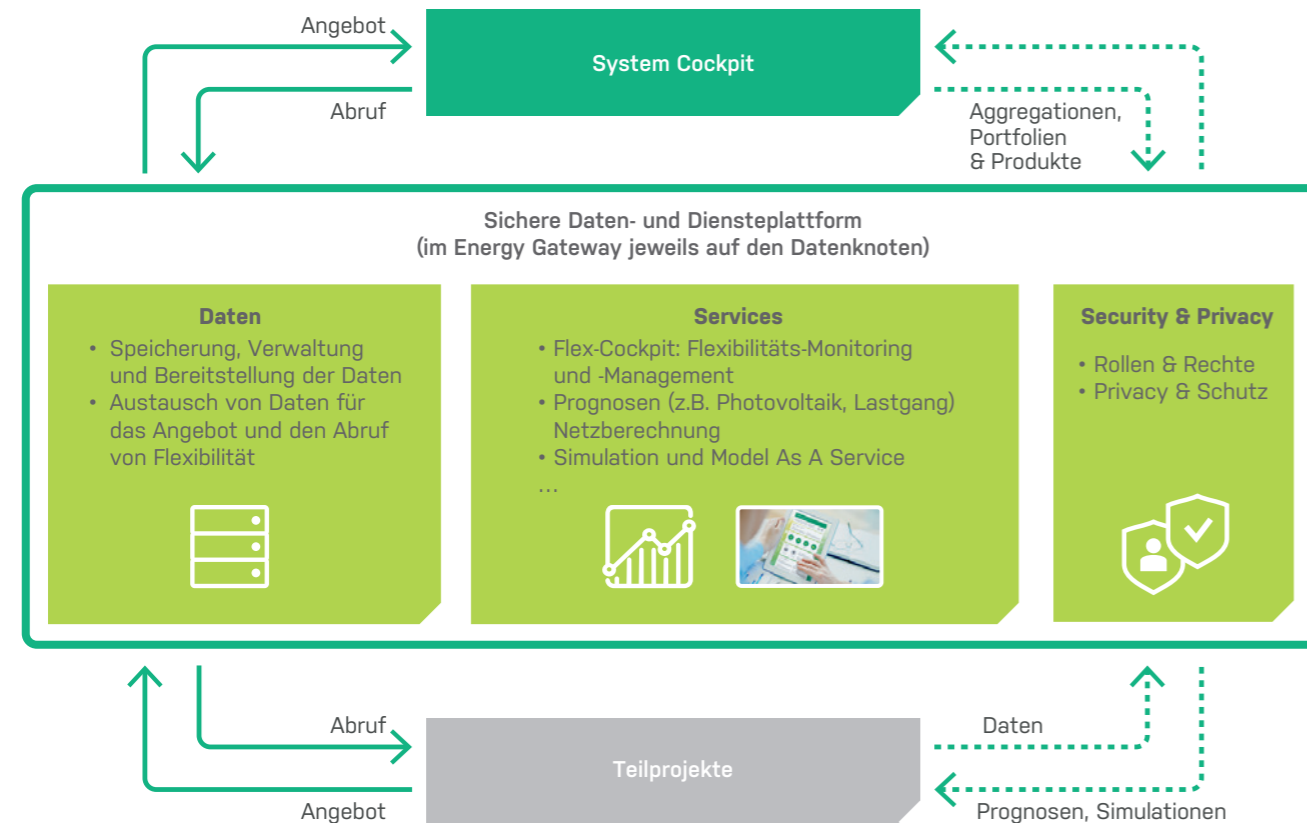


Abbildung 1: Gesamtüberblick über das Zusammenspiel der Systeme

In Abbildung 1 ist der Gesamtzusammenhang zwischen den einzelnen Komponenten in DESIGNNETZ vereinfacht dargestellt. Das Energy Gateway stellt mit den Schnittstellenboxen und den lokalen, regionalen und überregionalen Datenknoten (DK) die physische Verbindung zwischen den Teilprojekten und dem System Cockpit her (Abbildung 2 auf der nächsten Seite).

Auf den regionalen und überregionalen Datenknoten läuft die sichere Daten- und Dienstplattform mit Daten, Diensten und Security & Privacy in unterschiedlichen Ausprägungen. Als Services sind unter anderem das „Flex-Cockpit“, Prognosen und Netzberechnung genannt. Die Teilprojekte melden ihre Flexibilitätsangebote über die Schnittstellenbox (DSB) an die Dienste- und Datenplattform, die die Angebote an das System Cockpit weiterleitet. Dieses optimiert die Angebote und sendet bei Bedarf einen Abruf von Flexibilität an die Teilprojekte.



Sichere Infrastruktur: das Energy Gateway

Ein wesentliches Ziel von DESIGNNETZ war es, innovative Einzellösungen zur Flexibilitätsbereitstellung diverser Partner zu einem Gesamtsystem zu verbinden. Daher lag der Fokus des Energy Gateways insbesondere darin, ein IKT-Architekturkonzept zu entwickeln, das bidirektionale Datenflüsse zwischen dem World Wide Web und Prozessdatennetzen von kritischen Infrastrukturbetreibern in unterschiedlichen Datenprotokollen ermöglicht.

Die erforderlichen Prozesse und der Datenaustausch wurden unter Berücksichtigung der Sicherheitsanforderungen aus dem BDEW-Whitepaper 2.0 und dem IT-Sicherheitskatalog des BSI in die IKT-Landschaft der Westnetz GmbH/E.ON SE (Rechtsnachfolge der innogy SE) eingebunden. Die sichere Infrastruktur umfasst das Energy Gateway mit der Datenkaskade (lokale, regionale und überregionale Datenknoten), die Systemarchitektur, weitere Hardware im weitesten Sinne und Software.

Datenkaskadierung: Kommunikation über alle Ebenen

Um Datenknoten von der lokalen über eine regionale bis hin zur überregionalen Ebene kommunikationstechnisch miteinander zu verbinden, wurde eine auf Daten-Kaskadierung basierende, dezentrale Lösung entwickelt. So konnten unter anderem die zum Teil unterschiedlichen Schutzanforderungen durch Segmentierung verschiedener Bereiche, zum Beispiel in „public“- und „private“-Bereiche, abgebildet werden.

Die lokale Ebene, die dem Schutzbedarf „private“ zugeordnet ist, übernimmt damit insbesondere die dezentrale Erstverarbeitung von Daten und Funktionen. Lokale Mehrwertfunktionen, wie zum Beispiel die Teilprojektsteuerung, werden auf lokalen Datenknoten implementiert.

In den regionalen und überregionalen Datenknotenebenen, die dem Schutzbedarf „public“ zugeordnet sind, wurde eine Daten- und Dienstplattform realisiert. Sie bietet durch ihre Modularität die Möglichkeit einer bedarfsorientierten Ausgestaltung mit Basis-Diensten für Grundfunktionen, wie etwa Datenverwaltung und einfache Ergänzungsmöglichkeiten für aktuelle und zukünftige Mehrwertdienste und Funktionalitäten.

Im Projekt werden insbesondere die lokal entstehenden Datenmengen weiter aggregiert, vorgeprüft und über die Datenknotenebenen bis hin zum überregionalen Datenknoten transportiert. Dort stehen diese Informationen dem System Cockpit oder dem Flex-Monitoring unter anderem für wissenschaftliche Auswertungen zur Verfügung.

Informationssicherheit und Datenschutz: Anforderungen an die Systemarchitektur

Um trotz der hohen Anforderungen der Verteilnetzbetreiber an Verfügbarkeit und Sicherheit prototypische Software einsetzen zu können, wurde die Systemlandschaft in zwei getrennte Bereiche mit unterschiedlichem Schutzbedarf aufgeteilt: public und private.

Die IKT des Energy Gateways stützt sich dabei auf Server, die über virtuelle Maschinen (VM) eine Containerisierung zur Verfügung stellen, in der dann die prototypischen Services der Partner und Teilprojekte in Docker-Containern implementiert werden. Eine ausgeprägte Zonenarchitektur, abgesichert mit Firewalls und einer Vielzahl von VLANs und Subnetzen, dient der sicherheitsorientierten Segmentierung. Durch den Einsatz des Transport-Layer-Sicherheitsstandards TLS 1.2 / TLS 1.3 und einer zusätzlichen Content-Verschlüsselung wird das angestrebte Sicherheitsniveau erreicht.

Der private-Schutzbereich verbindet ausschließlich Teilprojekte der Westnetz über das IEC 60870-5-104-Protokoll mit der IKT des Energy Gateways und erfüllt somit die Schutzbedarfsanforderungen der Westnetz als Verteilnetzbetreiber. Im public-Bereich sind die Datenknoten der regionalen und überregionalen Ebene sowie der Server des System Cockpits eingebunden.

Bestens vernetzt: public und private

Der notwendige Datenaustausch zwischen den Bereichen public und private erfolgt über eine für DESIGNNETZ neu entwickelte Demilitarisierte Zone (DMZ) mit vollständiger TCP/IP-Entkopplung. Die DMZ besteht aus virtuellen Maschinen und OPC-Clients, die durch eine Vermittlungsschicht (OPC-UA-Bridge) voneinander getrennt sind.

Die Leitsysteme sind über den abgesicherten Enterprise Service Bus mit dem private-Bereich des Energy Gateways verbunden, wodurch ein sicherer Datenaustausch mit der KRITIS-Umgebung gewährleistet ist. Ohne diesen Enterprise Service Bus wäre ein Datenaustausch mit dem Leitsystem nicht möglich, daher benötigen auch zukünftige Systeme zum Austausch von Flexibilitätsdaten eine derartige sichere Schnittstelle.

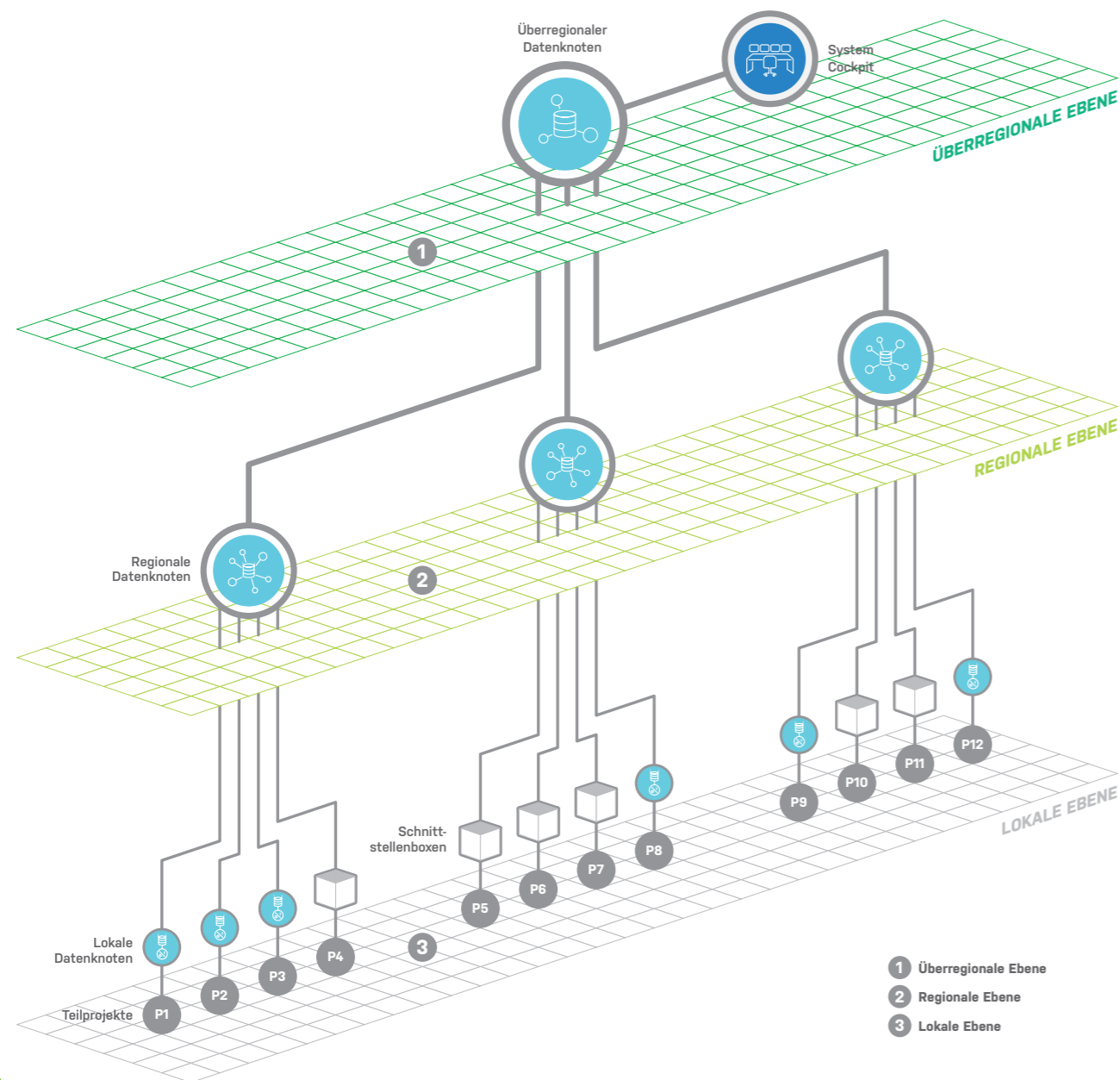


Abbildung 2:
Kaskadiertes Energiesystem

Für die Einbindung externer Daten, wie beispielsweise Wetterdaten, werden auditierte Standardprodukte, wie das „Secure Data Exchange“ (SDE) oder der „SFTP-Dienst“, auf einem „Web-Server“ genutzt. Im System-Logging und Service-Logging werden alle relevanten Daten geloggt, priorisiert und überwacht und unberechtigte Zugriffe sicher erkannt.

Zudem wurde durch DESIGNETZ eine Möglichkeit geschaffen, allen Partnern spezifische Logs an zentraler Stelle für weitere Auswertungen und Analysen zur Verfügung zu stellen. Als Voraussetzung für die Inbetriebnahme der entwickelten DESIGNETZ-Architektur haben mehrere Audits den erforderlichen Nachweis einer ausreichenden Sicherheitsstruktur erbracht.

In zukünftigen Energiesystemen wird der Datenaustausch zwischen Betreibern kritischer Infrastrukturen – wie etwa zwischen Verteilnetzbetreibern und öffentlich zugänglichen Plattformen zur Aggregation und zum Handel von netz-, markt- und systemdienlicher Flexibilität – eine sehr hohe Bedeutung haben. Die Bedeutung des entwickelten Lösungsansatzes geht also weit über die bloße Umsetzung der Sicherheitsanforderungen in DESIGNETZ hinaus.

Die entwickelte IKT-Architektur hat gezeigt, dass es möglich ist, Bereiche mit unterschiedlichen Schutzanforderungen so zu verbinden, dass sie sicher betrieben werden können und dieser Lösungsansatz als Blaupause dienen kann.

Schnittstellenbox

Die Schnittstellenbox des Energy Gateways wurde zur sicheren Anbindung der externen Teilprojekte und technischen Anlagen der Partner entwickelt. Es handelt sich dabei um kleine Schaltschränke, die ein Kleinferrwerkgerät, einen gehärteten M2M-Router sowie die zugehörige Verkabelung und Stromversorgung enthalten.

Das verwendete Übertragungsprotokoll an der Schnittstelle ist IEC 60870-5-104, bei dem die Schnittstellenbox intern ein Whitelisting des gesamten Datenverkehrs zwischen Teilprojekt und Energy Gateway betreibt. So werden nur die Daten weitergeleitet, die den vorab explizit definierten Vorgaben entsprechen. Die Daten der Teilprojekte werden verschlüsselt durch einen VPN-Tunnel über zwei alternative Übertragungswege an das Energy Gateway übermittelt: entweder autark per Mobilfunk (LTE) oder über eine Festnetzverbindung.

Damit stellt die abschließbare Schnittstellenbox den Teilprojekten der Partner eine standardisierte und integrierte Schnittstelle zum Anschluss an das Energy Gateway zur Verfügung. Die Einhaltung der geforderten Sicherheitsniveaus konnte im Rahmen von Audits erfolgreich bestätigt werden. Bei der Vielzahl unterschiedlicher Flexibilitätsanbieter bietet die standardisierte Schnittstelle eine schnelle und einfache Anbindung sowie eine sichere Kommunikation.



„Die Energiewende gelingt nur mit der Digitalisierung des Energiesystems. Wir liefern in DESIGNETZ elementare Bausteine für ein sicheres Betriebssystem zur Integration dezentraler erneuerbarer Energien.“

Dr. Boris Brandherm | Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH
Dr. Christian Linn | August-Wilhelm Scheer Institut gGmbH

Für die Zukunft konfiguriert: Die Hardware des Energy Gateways

Zentrale Elemente des Energy Gateways sind Business Server, die als Datenknotenrechner auf lokaler, regionaler und überregionaler Ebene eingesetzt werden und mit einer Betriebssystemunabhängigen Fernwartungsschnittstelle versehen sind. Das ermöglicht den flexiblen Zugriff auch auf dezentrale Server an verschiedenen Standorten.

Als hilfreich hat sich die Standardisierung der Computing-Plattform erwiesen, wodurch der Aufwand bei der Implementierung der Systeme sowie bei Betrieb und Wartung reduziert werden konnte. Eine weitere Notwendigkeit ist die einfache Erweiterbarkeit der Server im Hinblick auf jeweils unterschiedliche Leistungsanforderungen, zum Beispiel Zuwachs an Cores oder RAM, oder benötigte Speicherkapazitäten. Essenzielle Anforderung an zukünftige, durch eine Vielzahl unterschiedlichster Prosumer geprägte IKT-Strukturen wird es sein, ein stabiles Netz mit einer hohen Verfügbarkeit sicherzustellen. So wurde durch den Einsatz von zwei redundanten Netzteilen die Ausfallsicherheit erhöht.

Datenknoten-Server

Ein Datenknoten-Server ist die Hardware- und Softwareplattform im Energy Gateway, die entsprechend dem beschriebenen Architekturansatz auf allen Ebenen – lokal, regional und überregional – verwendet wird.

Die Basiskonfiguration ist auf allen Datenknoten grundsätzlich identisch. Sie besteht aus (i) einem Host-Betriebssystem, das basierend auf den Anforderungen aus IT-Grundschutz (BSI), BDEW-Whitepaper 2.0 und den Best Practices des Centers for Internet Security (CIS) gehärtet worden ist (eingesetzt: RedHat Linux Enterprise), (ii) virtuellen Maschinen mit einem gehärteten Guest-Betriebssystem (Virtual Box/CentOS), (iii) einer Containerisierung (Docker), abgestützt durch eine Orchestrierung (OpenShift), und (iv) einem OPC-UA-Server zur Konvertierung der Daten zwischen den Protokollen.

Spezifische Software

Das Energy Gateway soll als Kommunikationsschicht zwischen den verschiedenen Anlagen (Teilprojekten), Anwendungen und Daten den Transport und die korrekten Konvertierungen zwischen den jeweiligen Kommunikationsprotokollen sicherstellen. Darüber hinaus sind Prüfroutinen oder Plausibilitätskontrollen erforderlich, um die Datenintegrität zu gewährleisten.

Hierzu wurde ein OPC-UA-Server realisiert, der unterschiedliche Konverter, beispielsweise für die Kommunikation mit den Standards OPC-UA, IEC 60870-5-104 oder ReST untereinander, bereitstellt. Zusätzlich wurde eine Datenbank zur Speicherung der Messwerte implementiert.

Für eine sichere Datenkommunikation zwischen dem private- und dem public-Bereich wurde die OPC-UA-Bridge als Demilitarisierte Zone (DMZ) eingesetzt, die den Datenaustausch parametrisierbar sowohl in bidirektionale als auch in die festgelegte unidirektionale Richtung, zwischen der lokalen und regionalen Ebene ermöglicht. Neben Messwerten und Daten zur Steuerung von Flexibilität sind dies auch Log-Daten oder Wetterdaten.

Fazit

Für eine möglichst reibungslose Integration einer großen Anzahl von heterogenen Projektpartnern in ein technisches System, wie das Energy Gateway, sind sehr frühzeitige und allumfassende verbindliche Schnittstellen-/Prozessdefinitionen besonders wichtig. Als Erfolgsfaktoren haben sich Tools des Projektmanagements, wie Change Request, Umsetzungstracking, Etablieren eines übergreifenden Regeltermins „Systemintegration“ mit den wichtigsten Partnern und eine konsequente Ende-zu-Ende-Betrachtung herausgestellt.

Intelligenz mit System: Smart Meter und Smart Meter Gateway

Moderne Messeinrichtung, intelligente Messsysteme, Steuerboxen und Mehrwertdienste spielen eine entscheidende Rolle für die Realisierung einer sektorenübergreifenden Digitalisierung und tragen damit maßgeblich zum Gelingen der Energiewende bei.

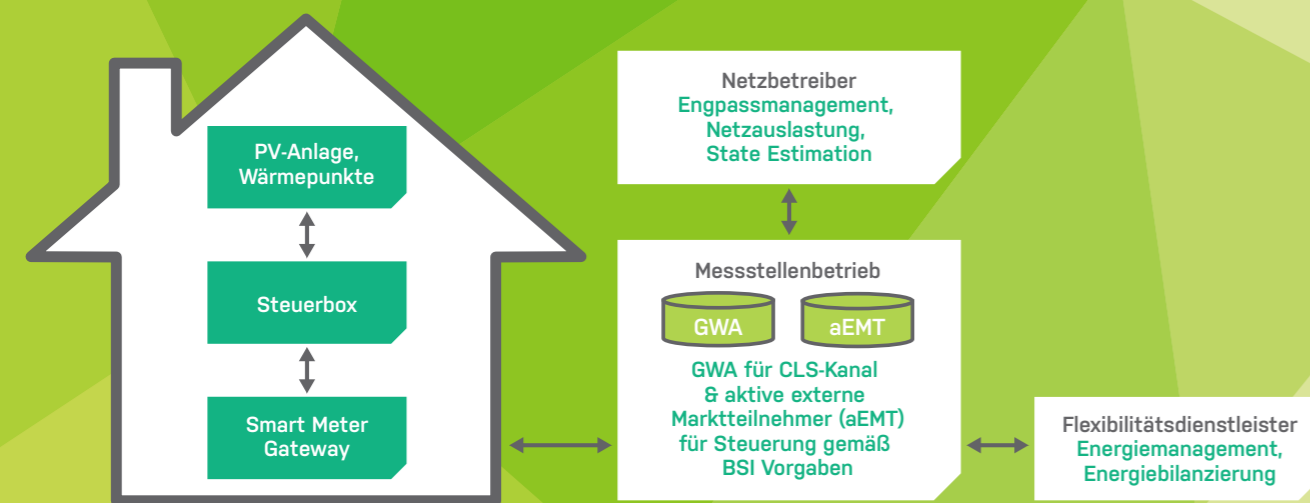


Abbildung 3: Übersichtsschema der Steuerung von Flexibilität mittels Smart Meter Gateway

Besonders die Intelligenten Messsysteme (IMSys) in Kombination mit Steuerboxen sind essentieller Baustein zur Umsetzung von Flexibilitätsprozessen. Die vom Gesetzgeber und dem BSI vorgegebenen Sicherheitsstandards stellen eine sichere Kommunikationsinfrastruktur als Basis für Flexibilitätsdienstleistungen dar. IMSys werden damit zum Enabler für die Bereitstellung einer Vielzahl von Diensten.

Transparent werden die Messdaten durch IMSys, die aus einer modernen Messeinrichtung und einem Smart Meter Gateway bestehen. Dank intelligenter Messsysteme können Verbraucher dann zeitvariable Tarife in Anspruch nehmen, bei dem sich Strompreise nach Angebot und Nachfrage richten.

Doch auch Flexibilität, zum Beispiel Photovoltaikanlagen oder Wärmepumpen, lassen sich über eine sogenannte Steuerbox, die mittels Controllable Local System (CLS) mit dem Smart Meter Gateway verbunden ist, steuern und schalten. So sollen die Stromnetze entlastet, Energieverbräuche optimiert und Kosten verringert werden. Steuer- und Schaltbefehle sowie der Messdatenempfang externer Marktteilnehmer werden nur bei Berechtigung durch den Gateway-Administrator (GWA) zugelassen. Abbildung 3 zeigt den grundsätzlichen Aufbau der Bereitstellung einer Infrastruktur für Flexibilität mittels des intelligenten Messsystems.

Sichere Daten- und Dienstplattform

In DESIGNETZ wurde eine integrierte, einheitliche und offene Daten- und Dienstplattform für den sicheren Austausch von Flexibilitätsoptionen, Netz- und Messdaten zwischen den Akteuren und Teilprojekten entworfen und realisiert.

Dieser Datenaustausch umfasst unter anderem Daten für das Anbieten und Abrufen von Flexibilitätsoptionen oder die Bereitstellung von Diensten. Diese Daten- und Dienstplattform folgt Industrie 4.0-Ansätzen und unterteilt sich in eine Software-definierte Plattform und eine darauf aufsetzende Service-orientierte Plattform (Tabelle 1).



Abbildung 4: Sichere Daten- und Dienstplattform mit einigen ihrer Dienste

Kriterien	Software-definierte Plattform	Serviceplattform
Abstraktionsebene	<ul style="list-style-type: none"> • Technisch orientiert • Verarbeitungsorientiert 	<ul style="list-style-type: none"> • Betriebswirtschaftlich orientiert • Dienstleistungsorientiert
Abhängigkeiten	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von der unterliegenden vernetzten physischen Plattform 	<ul style="list-style-type: none"> • Unabhängig von der physischen Plattform • Abhängig von der Software-definierten Plattform
Zielgruppe	<ul style="list-style-type: none"> • Serviceplattform-, Hardwareanbieter, Anwendungsentwickler 	<ul style="list-style-type: none"> • Dienstanbieter, Intermediär und Endnutzer
Schnittstellen	<ul style="list-style-type: none"> • Über Programmierschnittstellen zur unterliegenden physischen Plattform • Über semantische Dienstbeschreibungen zu übergeordneten Smart Services • Über multimodale Schnittstellen zum Dienstanbieter • Domänenneutral 	<ul style="list-style-type: none"> • Über Vererbung von der Software-definierten Plattform zum Endnutzer • Über SDK zum Dienstanbieter • Über multiadaptive HCI zum Endnutzer • Domänenspezifisch
Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Durchgängige Virtualisierung • Konkrete Service-Orchestrierung • Dienstesemantik • Mobilitätsunterstützung • Sicherheit, Robustheit, Zuverlässigkeit • Skalierbarkeit und Performanz (auch für Big Data mit Echtzeitverarbeitung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Kontextualisiertes, adaptives Service-Engineering • Abstrakte Service-Orchestrierung und -Choreographie (Mash-up) • Service-Automatisierung • Effizientes Service-Monitoring • Web- und Cloud-Fähigkeit
Notwendiges Fachwissen (Designzeit)	<ul style="list-style-type: none"> • Technologisches Fachwissen • Integrationswissen 	<ul style="list-style-type: none"> • Prozesswissen, Ablauforganisation • Geschäftsmodelle, Aufbauorganisation

Tabelle 1: Übersicht der Kriterien für eine Software-definierte Plattform und für eine Serviceplattform (© DFKI)

Auf der Ebene der softwaredefinierten Plattform werden Sensoren, Aktuatoren und bestehende Datenknoten eingebunden. Die Ebene der serviceorientierten Plattform stellt die Basis für aufsetzende Services, wie Netzberechnung, Analyse- und Vorhersagedienste, oder auch das System Cockpit sowie das Flex-Monitoring dar (Abbildung 4). Die inhärente Modularität der serviceorientierten Plattform ermöglicht neben der Skalierung auch die Wiederverwendung und flexible Kombination von Diensten (Service-Mashup) und somit eine schnelle Anpassung an verschiedene Anwendungsszenarien in der Energieversorgung.

Informationssicherheit und Datenschutz

Die Verfügbarkeit des Stromnetzes als kritische Infrastruktur hängt in hohem Maß von optimaler Informationssicherheit ab. Steuerbefehle und Daten, die als Entscheidungsgrundlage – etwa für das Hochfahren von Kraftwerken – dienen, müssen authentifiziert und integritätsgeschützt sein. Die gleichen Schutzziele gelten für Abrechnungsdaten, auch wenn Fehler sich hier weniger schnell auswirken.

Ebenso müssen vertrauliche Daten, die zum Beispiel Geschäftsgeheimnisse oder die Privatsphäre von Nutzern betreffen, geschützt werden. Der Schutz der Privatsphäre (Privacy), der durch Preisgabe von Stromverbrauchsprofilen bedroht wäre, ist deshalb von entscheidender Bedeutung für die Akzeptanz des Ansatzes über DESIGNETZ hinaus.

Für eine Akzeptanz der Energiewende muss Datenschutz von Anfang an mitgedacht werden.

Für die Daten- und Dienstplattform wurde aus diesem Grund eine komplexe Sicherheitsarchitektur unter Berücksichtigung der BSI-Konformität entwickelt. Hierzu wurden im ersten Schritt Anforderungen verschiedener Schutzziele systematisch erfasst und, soweit möglich, formal modelliert. Deren praktische Umsetzung muss jedoch noch analysiert werden. Zum Aspekt von Privacy und Datenschutz wurden ergänzend die Möglichkeiten von Pseudonymisierung, Anonymisierung und Aggregation von Daten untersucht.

Sicherheitsarchitektur der Daten- und Dienstplattform

Die Daten- und Dienstplattform wurde gemäß Common Criteria (CC) – Evaluation Assurance Level (EAL) 4 – unter Berücksichtigung der BSI-Konformität strukturiert entwickelt (Security-by-Design, Privacy-by-Design, Resilience-by-Design).

Sie stellt die für die Dienste erforderlichen Sicherheitsmechanismen und eine Sicherheitsarchitektur bereit, die unter anderem ein innovatives Rollen- und Rechte-Management von Fraunhofer IESE zur auch nachgelagerten Nutzungskontrolle der Daten und Dienste nutzt. Die Services müssen entsprechende Sicherheitsmechanismen daher nicht mehr selber implementieren.

Des Weiteren werden durch die Modularisierung und Isolation der einzelnen Plattfordienste mittels Virtual Machines und Containern unter Hypervisor-Kontrolle Resilienzgewinne erzielt. So lassen sich Fehler durch Brandschutzwände zwischen den einzelnen Diensten eindämmen (Fehlerabschottung). Die Verfügbarkeit der Dienstplattform wird erhöht, indem sich Dienste-Container einzeln hochfahren lassen und so die Dienste unabhängig voneinander installiert und aktualisiert werden können.

Durch die Trennung von Sicherheitsrichtlinie und Mechanismen wird eine zertifizierungsfreundliche Architektur umgesetzt. Zentral bereitgestellte Mechanismen müssen nur einmal analysiert werden und nicht für jeden Dienst, der sie nutzt. Standardisierte Sicherheitskomponenten, Schnittstellen und Protokolle sowie flexibel konfigurierbare Sicherheitsrichtlinien vereinfachen die Implementierung der einzelnen Dienste zusätzlich, da die Sicherheitsinfrastruktur von der Plattform bereitgestellt wird.

Sowohl die Komplexität des Anwendungscodes als auch die Fehlerwahrscheinlichkeit werden signifikant reduziert, was wiederum die Verifikation der Dienstlogik vereinfacht. Eine Zertifizierung der Infrastruktur-Mechanismen gilt für alle künftigen Dienste, eine Dienste-Zertifizierung kann sich allerdings auf Sicherheitsrichtlinien auf hoher Abstraktionsebene beschränken. Individualisierte Sicherheitsrichtlinien für eine Datennutzungskontrolle ermöglichen dem Dienstanbieter oder sogar dem Endkunden Trade-off-Entscheidungen zwischen Quality-of-Service und Datenschutz.

Für eine zukünftige sichere und zuverlässige Energieversorgung sind zertifizierbare Vorgehensmodelle wie Security-by-Design und Privacy-by-Design essentiell.

Darüber hinaus erschwert die hierarchische und dezentrale Organisation Denial-of-Service-Angriffe auf das Gesamtsystem und ermöglicht eine leichtere Skalierung auf viele Endsysteme. Des Weiteren lässt sich durch Teilautonomie entlang der Hierarchiepfade sowie auch der Teilautonomie der untersten lokalen Ebene die Resilienz steigern. Die hierarchische Organisation erlaubt zudem eine Anonymisierung durch eine schrittweise Datenaggregation von Ebene zu Ebene. SUCH (Secure Universal Control Hub) ist eine Sicherheitskomponente, die außerdem sicherstellt, dass jegliche Interaktion zwischen Diensten nur über das Security Gateway mit Überprüfung der Sicherheitsrichtlinien erfolgt. Dies reduziert die möglichen Interaktionen und macht das gesamte System zertifizierungsfreundlicher.

Automatische Service-Integration

Die SUCH-Komponente des Sicherheitsframeworks ist keine Komponente, die zur Laufzeit dynamisch eingesetzt wird, sondern ein Generator für Service-Wrapper. Dabei wird basierend auf einer OpenAPI-Beschreibung (v2.0 oder v3.0) ein Java-Code generiert, der die Korrektheit einer Serviceinteraktion prüft und die Kontext- und Wert-basierten Berechtigungen einer Sicherheitsrichtlinie durchsetzt.

Basierend auf den Informationen der OpenAPI-Beschreibung wird eine Java-Web-Applikation generiert, die den originalen Service-Provider nachahmt. Im Detail wird Folgendes generiert:

- JAX-RS annotierte Schnittstelle pro Tag, welche die API widerspiegeln
- JAX-RS Filter zur Einbindung von Sonata
- JSON-B annotierte Beans pro Schema, welche das Datenmodell widerspiegeln
- Eine für IND²UCE annotierte Schnittstelle, welche den Policy Enforcement Point (PEP) beschreibt
- Eine Implementierung pro API, welche die Logik enthält
- Eine Maven-Datei (pom.xml), welche den Build-Prozess beschreibt

Mittels Maven kann der generierte Code zu einer WAR-Datei kompiliert werden. Die so entstandene Java-Web-Anwendung kann daraufhin in einem JavaEE Web Application Server, zum Beispiel TomEE, gestartet werden und folgende Aufgaben übernehmen:

Einmalig: (Application Scope):

- Bereitstellen einer REST-API, welche der OpenAPI-Beschreibung entspricht
- Registrierung des PEPs bei IND²UCE
- Anfrage bei IND²UCE, ob die Einstellungen stimmen oder verändert werden sollen

Pro Interaktion: (Request Scope):

- Identifikation (Authentifikation) des Service-Consumers (anfragender Service)
- Einlesen (parsing) der Anfrage ins Datenmodell
- Aufbereiten der Informationen aus der Anfrage zur Abfrage der Sicherheitsrichtlinie
- Anfrage an den IND²UCE-PDP zur Auswertung der Sicherheitsrichtlinie bezüglich der Anfrage
- Identifikation (Authentifikation) des Service-Provider (original angefragter Service)
- Senden der eventuell modifizierten Anfrage an den Service-Provider
- Einlesen (parsing) der Antwort ins Datenmodell
- Validieren der Antwort gegen die Spezifikation
- Aufbereiten der Informationen aus der Antwort zur Abfrage der Sicherheitsrichtlinie
- Anfrage an den IND²UCE-PDP zur Auswertung der Sicherheitsrichtlinie bezüglich der Antwort
- Modifikation der Antwort, falls von der Sicherheitsrichtlinie verlangt
- Rückgabe der eventuell modifizierten Antwort an den Service-Consumer

Falls während der Interaktion bei einem der Schritte eine Sicherheitsrichtlinie verletzt oder ein Fehler auftritt, werden die restlichen Schritte abgebrochen und direkt eine entsprechende automatisch generierte Error-Response an den Service-Consumer gesendet.



Rollen- und Rechte-Modelle

Die Umsetzung von Rollen- und Rechte-Modellen ist eine Kernfunktion der Daten- und Dienstplattform. Die implementierte Sicherheitsarchitektur kontrolliert hierzu die Kommunikation zwischen allen Diensten und steuert sie in Abstimmung mit jeweils notwendigen Rollen und Rechten.

Ein zentraler Bestandteil bei der Umsetzung ist das vom Fraunhofer IESE entwickelte IND²UCE-Framework. Administratoren der Plattform können über konfigurierbare Richtlinien („Policies“) zentral Sicherheitseinstellungen für die Plattform vornehmen. Dazu gehören neben Rollen und Rechten auch detaillierte Richtlinien für die weitere Verwendung der übermittelten Daten.

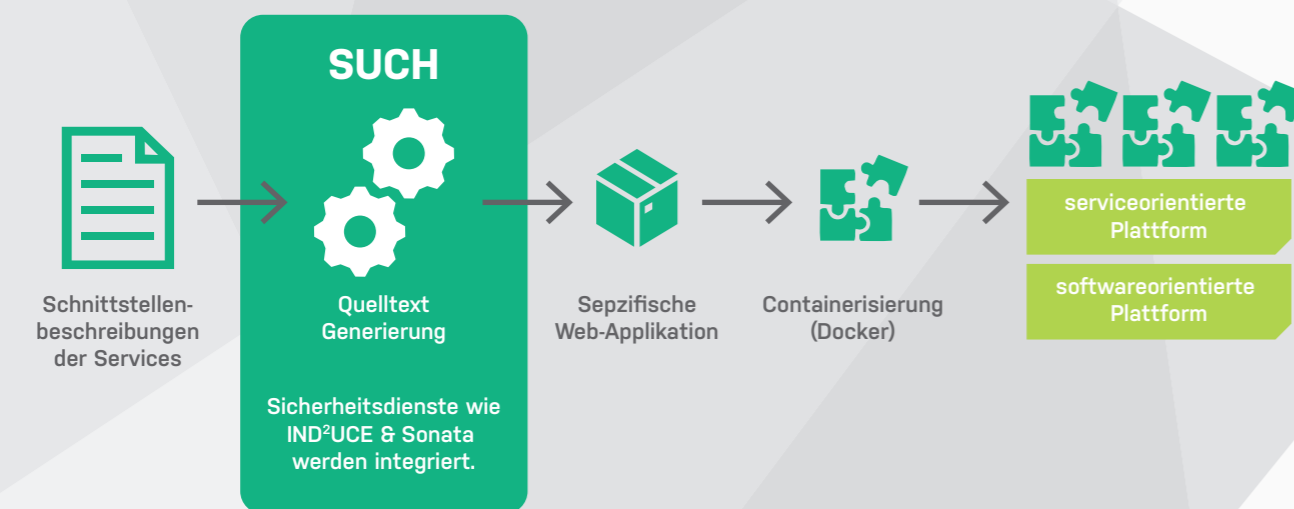


Abbildung 5: SUCH erlaubt eine „automatische“ Service-Integration. Der generierte Quelltext lässt sich durch Entwickler „leicht“ prüfen.

In die Entscheidungsfindung können sehr viele Faktoren einfließen, die – wenn notwendig – auch von externen Systemen bezogen werden können. Je nach Ausbaustufe kann auch nach der Entscheidung die weitere Verwendung der Daten nach dem Erstzugriff kontrolliert werden. Dies erfordert eine möglichst hohe Flexibilität bei der Entscheidung und Durchsetzung.

Grundsätzlich ermöglicht IND²UCE in Zusammenarbeit mit den anderen Sicherheitstechnologien SUCH und SONATA sowohl eine aktive als auch eine passive Überprüfung von Rollen und Rechten.

Eine passive Überprüfung der Rollen und Rechte bedeutet, dass andere, vorgeschaltete Sicherheitstechnologien, wie zum Beispiel SUCH, die Rolle oder Gruppe eines anfragenden Benutzers auflösen, validieren und diese zusammen mit anderen Informationen an IND²UCE weiterreichen. IND²UCE prüft anschließend basierend auf den aktivierten Sicherheitsrichtlinien, ob die Anfrage zulässig ist und ob zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, ehe die Anfrage gewährt werden kann.

Eine Richtlinie zur passiven Überprüfung der Rolle kann wie in Listing 1 beschrieben aussehen. Die in Listing 1 und beispielhaft dargestellte Richtlinie prüft beim Abruf der verfügbaren Teilprojekte die Rolle und die Gruppe eines Benutzers. Stimmt diese mit der in der Sicherheitsrichtlinie definierten Rolle und Gruppe überein, wird der Zugriff ohne weitere Modifikation gewährt.

Eine aktive Überprüfung der Rollen und Rechte bedeutet, dass IND²UCE selbst auf Basis der vorliegenden Nutzerinformationen die Rolle bestimmt. Hierfür ist es notwendig, dass IND²UCE an bestehende Systeme zur Verwaltung der Nutzerrechte und -rollen, zum Beispiel Active Directory, angebunden wird. Über Policy Information Points (PIPs) ermöglicht IND²UCE die Integration externer Systeme in die eigene Entscheidungsfindung. Über entsprechende PIPs wird IND²UCE, auf Basis der von SUCH übermittelten Benutzerinformationen, die Rolle und Gruppen sowie indirekt damit auch die Rechte eines Benutzers selber auflösen (Abbildung 6).



Die ermittelten Informationen fließen dann in die Entscheidungsfindung der aktivierten Sicherheitsrichtlinien ein.

Die Sicherheitsrichtlinien können während des Betriebs ausgetauscht werden, was jederzeit die flexible Anpassung und Umsetzung von Rollen und Rechten ermöglicht.

```

1 <policy id='urn:policy:designetz:example'>
2   <mechanism event='urn:action:designetz:get-demonstrators'>
3     <if>
4       <and>
5         <equals>
6           <event:string eventParameter='role' default=''/>
7           <constant:string value='Admin'/>
8         </equals>
9         <equals>
10          <event:string eventParameter='group' default=''/>
11          <constant:string value='service_com'/>
12        </equals>
13      </and>
14      <then>
15        <allow/>
16      </then>
17    </if>
18  </mechanism>
19 </policy>

```

Listing 1: Richtlinie ohne LDAP-Integration, die eine Abfrage von verfügbaren Teilprojekten ohne Modifikation zulässt.

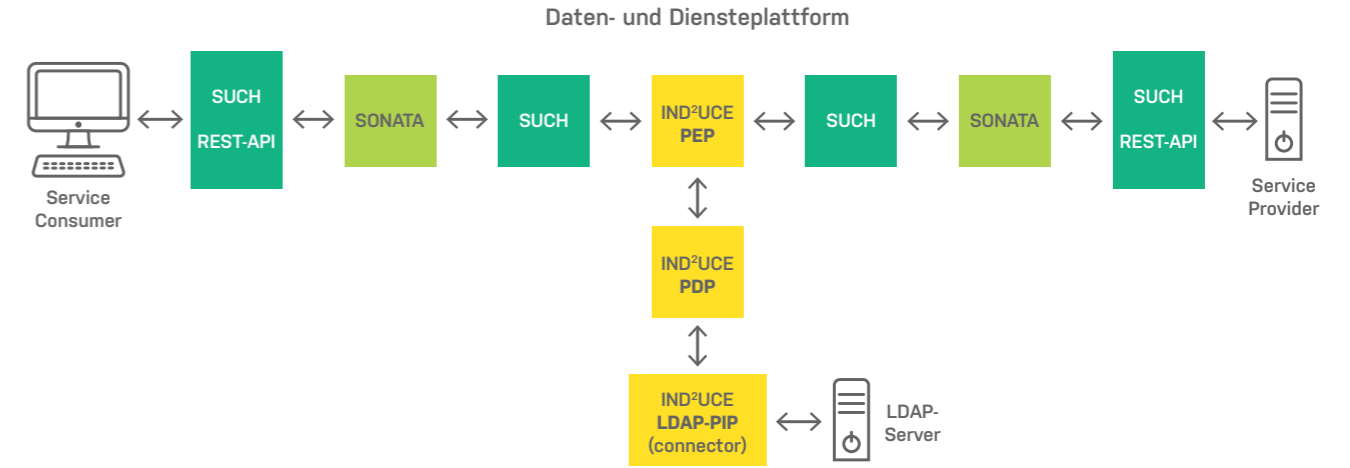


Abbildung 6: Kommunikationswege der Sicherheitsframeworks und Anbindung eines LDAP-Servers zum Rechte- und Rollenmanagement an IND²UCE.

Fazit

Das in DESIGNETZ gewählte flexible Rollen- und Rechte-management zielt auf eine künftige Service-Landschaft, die aufgrund der vielen verschiedenen Prosumer deutlich dynamischer, vielgestaltiger und komplexer sein wird als heutige Energieversorgungsnetze.

Wenn häufig wechselnde Services unterschiedlichster Anbieter in die Daten- und Dienstplattform integriert werden müssen, lassen sich die erforderlichen Zugriffsrechte und Sicherheitsrichtlinien kaum noch statisch in der Software codieren. Sie müssen vielmehr einfach, schnell und trotzdem sicher jederzeit austauschbar und anpassbar sein.



Die Kapselung des Rollen- und Rechtenmanagements in ausgelagerte Dienstkomponenten von SUCH, SONATA und IND²UCE erleichtert den Service-Anbietern zum einen die Realisierung ihres Sicherheitskonzepts und bewahrt dabei die Software-Entwickler vor Implementierungsfehlern. Zum anderen ermöglichen die durch Richtlinien geforderten Security-Komponenten eine schnelle Anpassung der Sicherheitsvorgaben an geänderte Randbedingungen.

Klar beantwortet: Wichtige Datenschutzfragen

Im Rahmen der Daten- und Dienstplattform werden personenbezogene Daten verarbeitet. Entsprechend hat DESIGNETZ die Rechtmäßigkeit dieser Verarbeitung in Hinblick auf Datenschutzgesetze, unter anderem Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO), Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) und Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), untersucht. Das Ergebnis zeigt, dass die Plattform sämtliche aktuellen Vorgaben erfüllt und ihrem Betrieb nichts im Weg steht.

Um das bestmögliche Datenschutzniveau zu bieten, Vorgaben auch nach dem zukünftigen Stand der Technik zu erfüllen und weitere Forschungsarbeiten zu den erhobenen Daten zu ermöglichen, wurden auch weitergehende technische Maßnahmen (Privacy Enhancing Technologies und PETs) untersucht.

Neben Forschungsarbeiten zu konkreten technischen Verfahren zur sicheren und anonymen Datenaggregation wurden auch allgemeine Studien zur Auswirkung verschiedener Verfahrensklassen (Pseudonymisierung, Aggregation) sowie ihrer Parameterwahl auf das erzielbare Datenschutzniveau durchgeführt und die Ergebnisse in einem interaktiven Visualisierungswerkzeug aufbereitet.

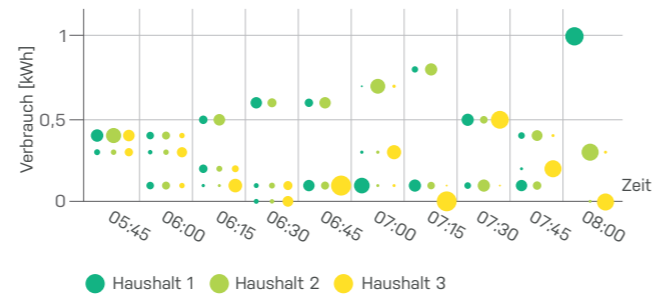
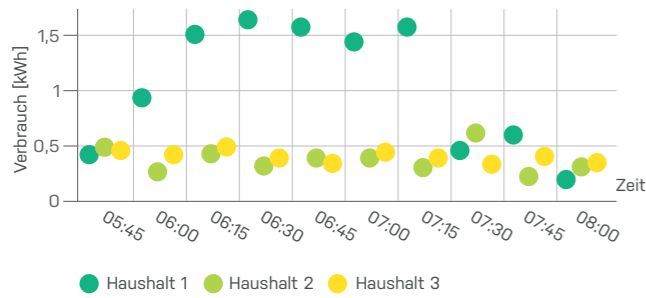


Abbildung 7: Beispiel eines Datenschutzrisikos in einem empirischen Datensatz: Anonymisierte Einzelmesswerte können algorithmisch nachträglich mittels grobgranularer Abrechnungsdaten de-anonymisiert werden. Der Angriff lässt sich durch geeignete Parameterwahl verhindern (siehe Grafik rechts).

Der Stand der Forschung konnte dabei erheblich vorangebracht werden. Unter anderem konnte DESIGNETZ, teils in Zusammenarbeit mit anderen Forschungsgruppen, bislang nicht untersuchte Risiken bei der Anonymisierung von Smart-Meter-Daten aufzeigen (Abbildung 7).

Zugriffsrechte und Sicherheitsrichtlinien müssen in Daten- und Dienstplattformen einfach, schnell und trotzdem sicher jederzeit austauschbar und anpassbar sein.

Die für diese Services notwendige Daten- und Dienstplattform muss eine Reihe von Anforderungen erfüllen. So müssen Dienste auf Daten zugreifen und untereinander kommunizieren und neue Datenquellen müssen mit geringem Aufwand hinzugefügt werden können.

Zukünftig werden Architekturen benötigt, welche ein Plug & Play von Diensten ermöglicht, ohne dass eine erneute Zertifizierung der Gesamtplattform durchgeführt werden muss.

In Hinblick auf den Datenschutz konnte die Verarbeitung privater Daten (hauptsächlich Lastprofile) nicht nur mit im Detail herausgearbeiteten rechtlichen Anforderungen in Einklang gebracht werden, sondern es wurden darüber hinaus deutlich stärkere, die in Zukunft zu erwartenden Anforderungen berücksichtigt. Durch Aufdeckung bislang unbekannter Datenschutzrisiken und Herausarbeitung zugehöriger technischer Lösungsansätze (Privacy Enhancing Technologies – PETs) wurde der Forschungsstand im Rahmen des Projekts erheblich vorangebracht.

Erstklassige Services: Prozesse und Daten verarbeiten

Es liegen Daten über das Stromnetz (sogenannte Stammdaten) und Daten aus dem Stromnetz (Messdaten mit unterschiedlicher Granularität und Abdeckung) vor. Sowohl Stammdaten als auch Messdaten werden weiterverarbeitet und in Datenbanken abgespeichert. Neben den Daten werden auch Prozesse digitalisiert, so etwa das Flexibilitätsmanagement-System für Auswertung, Reservierung, Abruf und Visualisierung von Flexibilitätsoptionen.

Auf den Daten und Prozessen wiederum wurde eine Vielzahl von Services aufgesetzt. Dazu zählen unter anderem a) „Modelle“ und „Simulationen“ as a Service, b) auf Künstlicher Intelligenz (KI)-basierte Vorhersageverfahren für die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen, für Lastgänge von Privathaushalten sowie c) Analyseverfahren zur Anomalieerkennung oder zur Netzanalyse, d) zur Berechnung des Stromnetzes, e) für Optimierungen oder f) eine modellbasierte Diagnose.

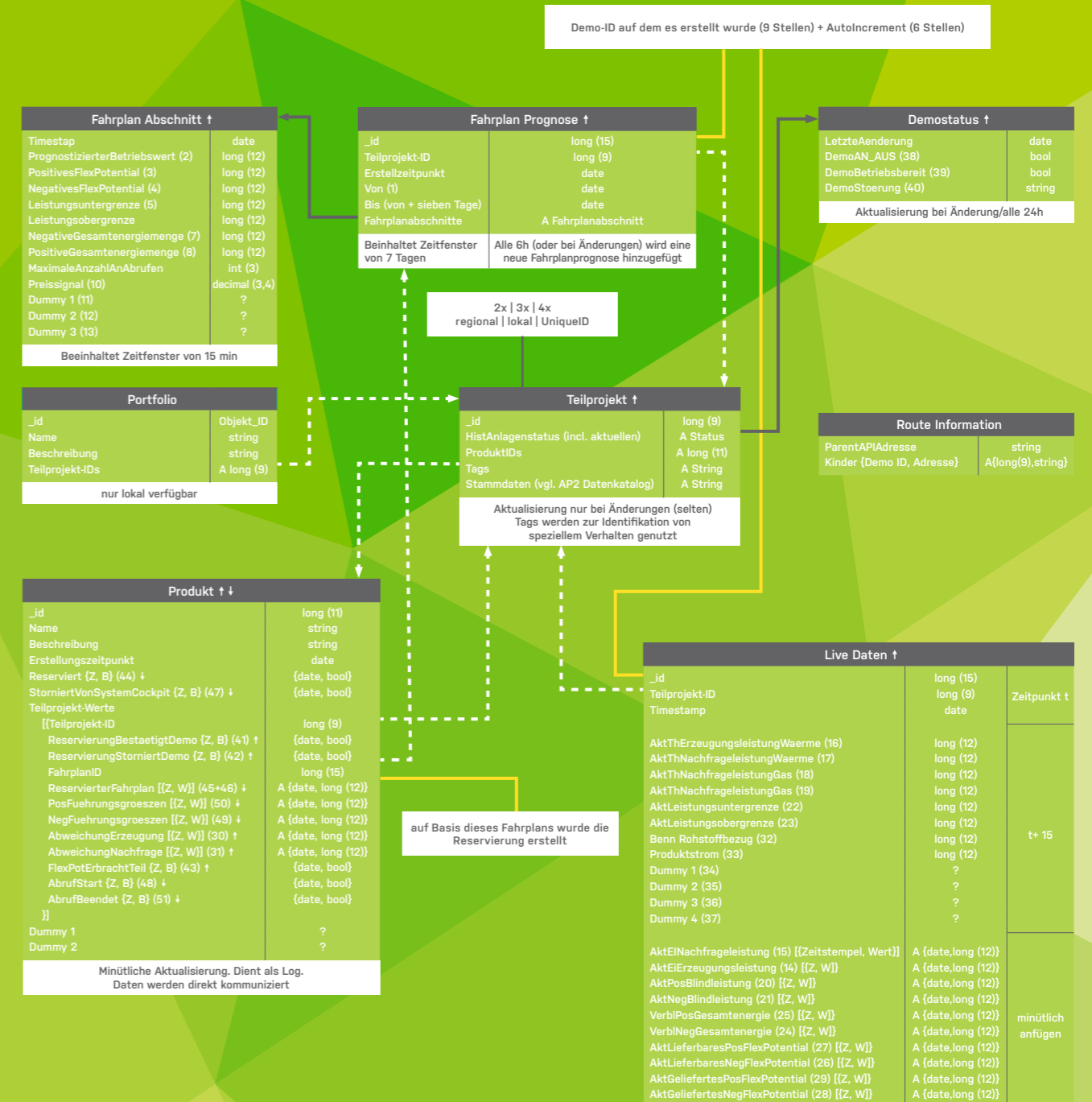
Wesentliche Punkte stellen die Anpassungen an die Handhabung und Bereitstellung von Flexibilität dar, um die Netze stabil und effizient zu führen. In Bezug auf die IKT werden in Zukunft Prognoseverfahren und automatisierte Mess- und Steuerungsinstrumente zunehmend wichtige Bestandteile bei der Bereitstellung von Flexibilität sein. Hinsichtlich der Prognosen sind das vor allem Vorhersagen zukünftiger Netzzustände, die Planung von Präventivmaßnahmen und deren Anwendung bei Bedarf.

Für die einzelnen Services wurden Anwendungsfälle mit verschiedenen Szenarien und Sequenzdiagrammen im Smart Grid Architecture Modell (SGAM) modelliert. Da digitale Dienstleistungen für unterschiedliche Akteure übergreifend auf allen Spannungsebenen wichtig sind, betrifft dies letztlich auch die Niederspannungsnetze.

Datenknotenbank und Datenbankservice

Ein geeignetes Datenmodell für die Service-Plattform und deren Services ist essentiell für die Erstellung von Analysen und Reports. Zudem werden verschiedene Abfragen und Zugriffe auf das Datenmodell aus Sicht von höherwertigen Services abgeleitet. Der Austausch dieser Flexibilitätsdaten ist über ein einheitliches Datenmodell und Prozesse strukturiert, die auf die Anforderungen aller Akteure abgestimmt sind.

WENN DATEN MODELL STEHEN:



Legende:
 — Enthält
 ... Referenz auf
 Zahlen in klammern hinter Feld: Referenz auf Datenkatalog
 ↑ Daten wandern in Kaskade nach oben
 ↓ Daten wandern in Kaskade nach unten

In einzelnen atentypen stehen links die einzelnen Felder und rechts ihr jeweiliger Typ. A steht für Array von Timestamps sind alle iso 8610 uns absolute Werte

Abbildung 8: Schematische Darstellung des Datenmodells der Datenknotenbank

Modelling and Simulation as a Service

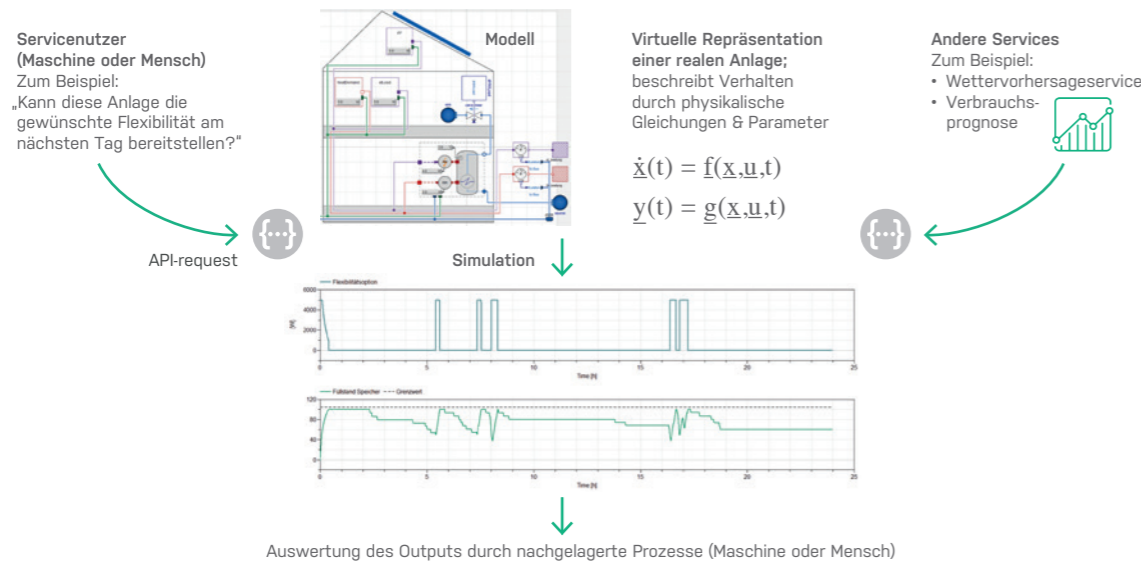


Abbildung 9: Im Verbund mit anderen Services ermöglichen Modell- und Simulationsservice Vorhersagen über das erwartete Verhalten technischer Anlagen, welche die Grundlage für den sinnvollen Einsatz von Flexibilität darstellen.

Über dokumentorientierte Datenbankstrukturen wird die notwendige Flexibilität in der Erweiterung des Datenmodells sichergestellt. Dieses neuentwickelte Datenmodell schafft die Grundvoraussetzung, um Flexibilitätspotenziale in Verbindung zu Produkten, Fahrplänen sowie Teilprojekten zu setzen. Dabei wurde festgelegt, dass die Subkategorien Teilprojekt, Fahrplan-Abschnitt, Fahrplan-Prognose, Teilprojekt-Status, Portfolio, Route-Information, Produkt und Live-Daten verwendet werden. Die schwarzen Linien in Abbildung 8 zeigen die Verbindungen der einzelnen Attribute und Entitäten mit der Flexibilität sowie deren Verbindung untereinander.

Simulation-as-a-Service und Model-as-a-Service

Die Services „Model as a Service“ und „Simulation as a Service“ (Abbildung 9) stellen dynamische, gleichungsbasierte Modelle technischer Anlagen in der Dienstplattform von DESIGNETZ bereit. Die Modelle können durch die Servicesnutzer parametrisiert und für frei wählbare Zeiträume und Randbedingungen simuliert werden, um Vorhersagen für relevante Größen zu erstellen.

Im Gegensatz zu KI-Verfahren besteht keine Abhängigkeit von historischen Daten, was insbesondere dann wertvoll ist, wenn Vorhersagen für viele, prinzipiell ähnliche Anlagen benötigt werden: Beispielsweise kann ein Modell einer PV-Anlage durch Angabe nur weniger Stammdaten wie Ort, Ausrichtung, Neigung, Gesamtfläche und Modultyp vielfach instanziiert werden und dann Vorhersagen über die voraussichtliche Leistung oder das mögliche Flexibilitätspotenzial liefern, die in nachgelagerten Prozessen (Netzzustandsberechnung, Flexibilitätsmanagement) benötigt werden. Andere Modelle könnten sofort integriert werden, wenn diese im Standardformat entsprechend FMI 2.0 für Co-Simulation vorliegen.

Die Vorhersage der Leistung von PV-Anlagen wurde als beispielhafter Anwendungsfall umgesetzt. Eine Auswertung der erreichten Prognosegüte zeigt, dass diese trotz der wenigen Parameter zufriedenstellend genau ist. Außerdem konnte die konzeptionelle und technische Passfähigkeit zur serviceorientierten Architektur der Dienstplattform, unter anderem anhand der Integration der Services in der modellbasierten Diagnose und der horizontalen Skalierbarkeit, demonstriert werden.

Es zeigt sich, dass Vorhersagen über das geplante und mögliche Verhalten technischer Anlagen ein wesentlicher Teil des Flexibilitätsmanagements sind. Darüber hinaus stellte sich heraus, dass Modelle und ihre Simulation es auch Nutzern ohne die notwendige Fach- und Methodenkompetenz ermöglichen, mit den Services der Dienstplattform solche Vorhersagen zu erstellen.



Prognoseverfahren

Bei den Prognoseverfahren betreffen die Forschungsergebnisse zu Neuheit und Attraktivität in erster Linie den Einsatz verschiedener KI-Verfahren (Case-based Reasoning, Deep Learning), die Fusion verschiedener Ergebnisse zu einem Gesamtergebnis für Leistungs- und Peak-erhaltende Lastprognosen sowie für eine vorausschauende Netzstatusbewertung und eine nachgelagerte Optimierung von Netzsteuerungsanweisungen.

In Abbildung 10 ist exemplarisch die Architektur mit Eingabe- und Ergebnisdaten zur anlagen-scharfen Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage dargestellt. Man erkennt die Trainings- und Prognosephase für die verschiedenen Verfahren wie fallbasiertes Schließen (Case-based Reasoning) und Neuronale Netze (unter anderem Deep Learning) und die Fusion der Ergebnisse der verschiedenen Verfahren.

In Abbildung 11 ist das Beispiel eines Neuronalen Netzes zur Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage mit mehreren Ebenen (Eingabe- und Ergebnisebene und Hidden Layer) mit unterschiedlicher Anzahl an Knoten und dem Einfluss eines Knotens auf Knoten in der nachfolgenden Ebene dargestellt. Auf der Eingabeebene stehen die Knoten für verschiedene Parameter des Tages, relative Luftfeuchtigkeit, verschiedene Sonneneinstrahlungsparameter, Niederschlag, Temperatur und Windgeschwindigkeit.

Für eine kosteneffiziente Integration der Erneuerbaren sind Analyse- und Vorhersageverfahren, Modelle, Simulationen und Stromnetzberechnungen notwendig.

In Abbildung 12 ist ein Vorhersage-Beispiel (grüne Kurve) von Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage im Vergleich mit der tatsächlichen Stromerzeugung (hellblaue Kurve) zu sehen. In diesem Fall war die Vorhersage sehr gut im Vergleich mit der tatsächlichen Stromerzeugung.

Die exemplarische PV-Erzeugungsprognose hat erwiesen, dass intelligente Prognoseverfahren geeignet sind, zukünftige Situationen zu antizipieren und auf sie adäquat zu reagieren. Prognosen helfen dabei, den verfügbaren Reaktionszeitraum zu vergrößern, so dass Zeit gewonnen wird verschiedene Szenarien durchzurechnen und Simulationen durchzuspielen.

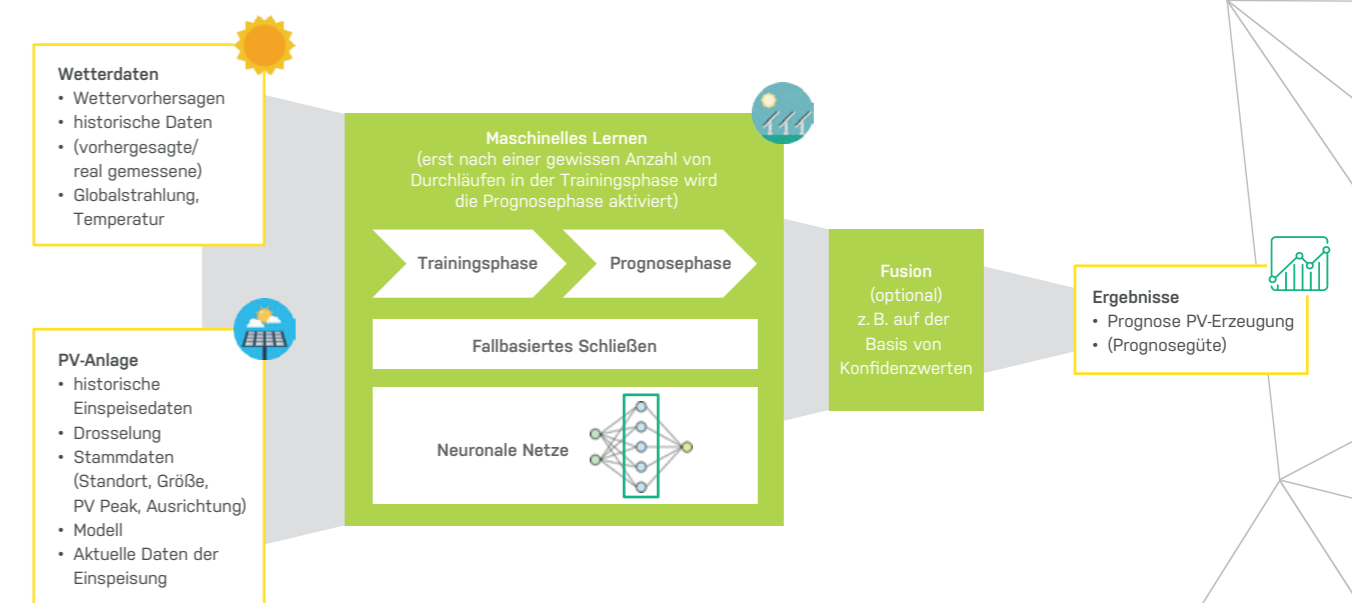


Abbildung 10: Architektur mit Eingabe- und Ergebnisdaten zur Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage

In den Berechnungen und Simulationen können sowohl die erstellten Prognosen als auch leichte Abweichungen oder Extremvorhersagen verwendet werden, um beispielsweise eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen. Aufgrund der Dynamik des Netzes ist es wichtig, dass Prognoseverfahren trotz sich ändernder Einflüsse stabil bleiben und eine ausreichende Adaptivität eigenständig realisieren.

Anomalieerkennung

Zeigt ein Strombilanzkreis Verluste auf, da die in den Bilanzkreis eingespeiste Energie nicht 1:1 der ausgespeisten Energie entspricht, kann dies verschiedene Ursachen haben: 1) Physikalische Netzverluste bei der Übertragung (Problemlösung: gegebenenfalls neue Technologien), 2) Abweichungen von Profilen (Problemlösung: Profile durch hochgenaue Prognosen ersetzen), 3) falsche Berechnungen durch fehlerhafte Messungen, so etwa temporärer Verbraucher, wie Baustrom oder bei Straßenfesten (Problemlösung: Frühwarnsystem dank Anomalieerkennung).

Hierauf fokussiert sich der Anomalieerkennungsservice, denn ein schnelles Aufdecken von Netzrestlastanomalien kann automatisiert die jeweils Verantwortlichen informieren. Wobei sich hier die resultierende Netzrestlast aus der Einspeisung subtrahiert der Ausspeisung ergibt.

Hierfür wurde ein Modell entwickelt, das dynamische Muster erkennt und Einspeisungen und Ausspeisungen sowie die Netzrestlast überprüft und im Anomaliefall Warnungen und Alarme ausgibt. Die Stabilität des Modells wurde mittels Ereignisrecherchen verifiziert, so dass eine verlässliche Anomalieerkennung bestätigt werden konnte.

Solche automatisierten Handlungsempfehlungen – ohne zusätzliche Sensorik – für ein gesamtes Netzgebiet sind ein entscheidender Mehrwert, den Datenanalysen mit Hilfe Künstlicher Intelligenz liefern können. Auch hier ist es wichtig, dass die Analyseverfahren ausreichend robust sind und sich der Dynamik des Netzes ausreichend eigenständig anpassen.

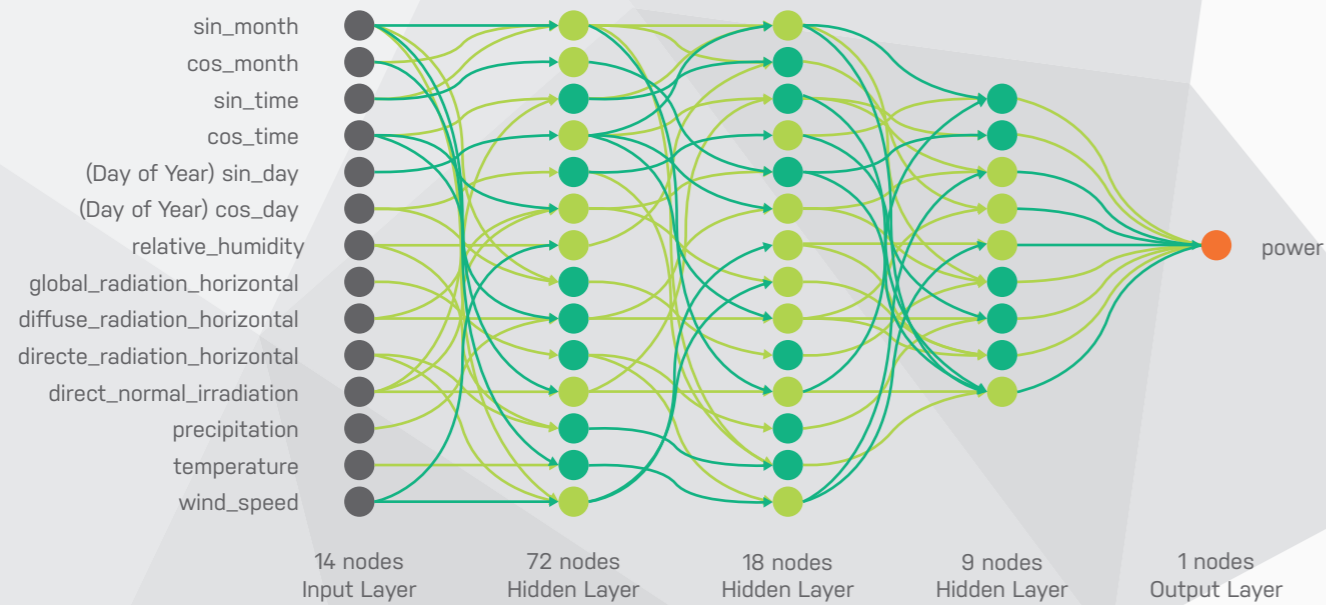


Abbildung 11: Beispiel eines Neuronales Netzes zur Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage. Es sind mehrere Ebenen (mit Eingabe- und Ergebnisebene) mit unterschiedlicher Anzahl an Knoten dargestellt.

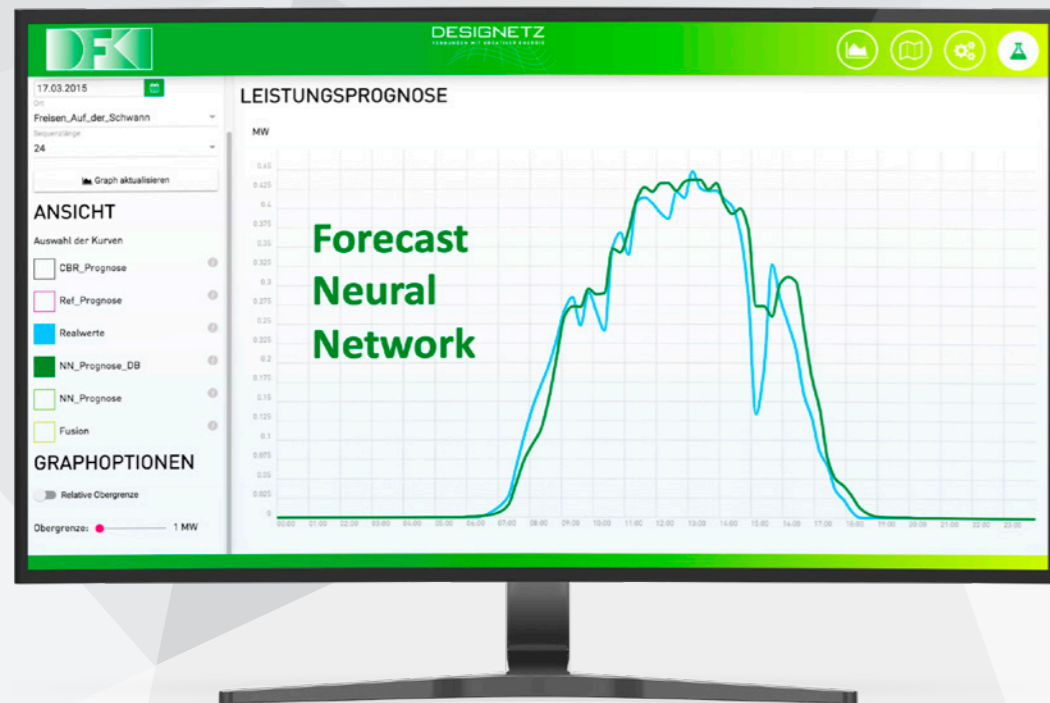


Abbildung 12: Beispiel einer Vorhersage einer Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage im Vergleich mit der tatsächlichen Stromerzeugung

Netzberechnung

Der Service „Netzberechnung“ ermöglicht die Modellierung der Verbraucherlasten und Erzeuger auf Basis von zeitabhängigen Leistungswerten und eine Netzberechnung auf Basis der Modellierung der Netzkomponenten über definierte Zeiträume. Die Modellierung der Verbraucherlasten und Erzeuger ergibt sich auf Basis von zeitabhängigen Leistungswerten. Für die Verbraucherlasten werden die Lasten des VDEW und die Jahres-Standardlastprofil-Energiemengen berücksichtigt. Auf Erzeugerseite kommen für die Solarstrom- und Windkraftanlagen gemittelte Standardprofile, anlagenspezifische Messungen und/oder anlagenspezifische Prognosen zum Einsatz. Die resultierende Modellierung ist in Abbildung 13a zu sehen.

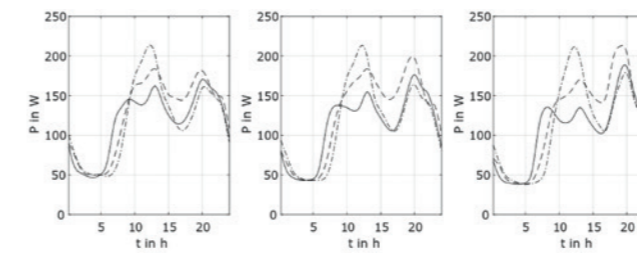
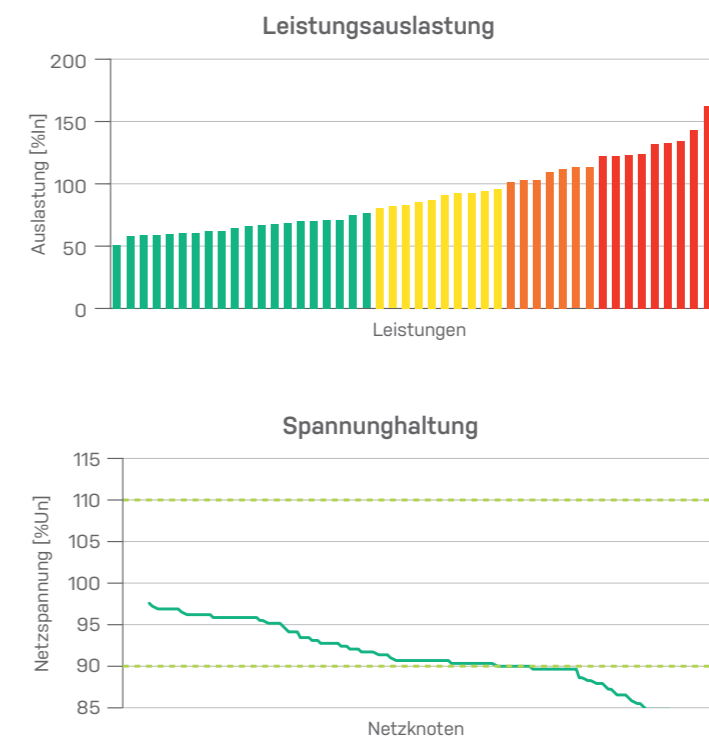


Abbildung 13a: Berechnung des Stromnetzes mit Netzstatus, Betriebsmittelbelastung und virtuellen Sensoren

Die nachgelagerte Netzberechnung erfolgt auf Basis der Modellierung der Netzkomponenten über definierte Zeiträume. Die ermittelten Lastwerte der Erzeuger und Verbraucher werden dabei ebenso berücksichtigt. Sobald der Netzberechnung neue Prognosewerte zur Verfügung gestellt werden, startet der Service automatisch neu, wodurch die notwendige Aktualität der Daten gewährleistet ist. Als Output liefert die Netzberechnung beispielsweise Informationen über die Leitungsauslastung im Netzbereich oder der Spannungshaltung an den Netzknoten (siehe Abbildung 13b).

Abbildung 13b: Berechnung des Stromnetzes mit Netzstatus, Betriebsmittelbelastung und virtuellen Sensoren



Eine Stromnetzberechnung benötigt Informationen über die Topologie des Stromnetzes und die Betriebsmittel, die heutzutage meistens bereits in einem GIS eingepflegt und somit verfügbar sind. Mit ihnen lassen sich nun nicht nur der Netzzustand, sondern auch Betriebsmittelbelastungen berechnen, um beispielsweise notwendige Wartungen durchzuführen, bevor es zu Anlagenausfällen kommt. Ebenso lassen sich virtuelle Sensoren realisieren, die allein auf andernorts gemessenen Werten und den daraus für den eigenen Standort berechneten Werten beruhen, um virtuell beispielsweise innere unüberwachte Überlasten hinter einer Netzschutzeinrichtung zu vermeiden.

Service-Mashup und Modellbasierte Diagnose

Ein Beispiel für ein Service-Mashup ist die modellbasierte Diagnose, bei der mehrere Dienste miteinander zu einem Dienst verknüpft werden, wie zum Beispiel Modelle und Simulationen, Prognosen und Analysen und die Stromnetzberechnung.

Die Stromnetzberechnung wird, nachdem sie mit den Prognosen gefüttert wurde, für den nächsten Tag quasistationär (in 15-minütiger Auflösung, also in 96 Schritten) dreiphasig durchgeführt. Dies dient unter anderem der vorzeitigen Erkennung von Betriebsmittelüberlastungen. So lassen sich zum Schutz der Netze im Gesamten und der Betriebsmittel im Einzelnen proaktiv Gegenmaßnahmen planen und einleiten.

An diesem Beispiel für ein Service-Mashup zeigt sich, wie sich mittels vorhandener elementarer Dienste sehr mächtige neue Dienste realisieren lassen. Werden verwendete Dienste verbessert, so profitiert auch direkt der aus dem Service-Mashup entstandene Dienst. Natürlich lässt sich auch der neu entstandene Dienst verbessern, wenn beispielsweise neue Datenquellen oder weitere Dienste integriert werden.

Vorhandene (elementare) Dienste lassen sich zu sehr mächtigen neuen Diensten kombinieren (Service-Mashup), wie beispielsweise eine Modellbasierte Diagnose.

Flexibilität im Blick: Monitoring und Management

Die zunehmende Dezentralisierung im Elektrizitätsversorgungssystem und der damit verbundene vermehrte Bedarf an lokal verfügbaren Flexibilitätspotenzialen mittels Lastverschiebung hat vielfältige Konsequenzen. Dazu gehört unter anderem, dass eine Vermarktung dezentraler Stromflexibilität ermöglicht wird und Komponenten für das Monitoring und das Management von Flexibilität zur Verfügung stehen.

DESIGNETZ hat eine Komponente zum Umgang mit Flexibilität entwickelt, die sowohl eine Übersicht über das Projektgebiet als auch Detailsichten für die einzelnen Teilprojekte, sowie eine konzeptionelle Aggregator-Funktion bereitstellt. Entsprechende Beispiele dafür sind individuelle Analysen und die Zusammenstellung ganzer Flexibilitätsanalysen, die sich über Parameter konfigurieren lassen.

So wird in einer Management-Ansicht ein Gesamtblick über alle Teilprojekte in Verbindung mit ihren Standorten und ergänzenden Detailinformationen bereitgestellt. Zum Verständnis der gegenseitigen Abhängigkeiten auf die Erzeugung regenerativer Energien ist auch die Integration der entsprechenden Wetterkarten unabdingbar.

Für weitergehende Analysen sind anlagenscharfe Untersuchungstools notwendig, die die Stamm-, Leistungs- und Flexibilitätsdaten miteinander in Bezug setzen. Damit auch ein bestmögliches Verständnis der zeitlichen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Größen zueinander gewährleistet ist, wurde die „Time-Picker“-Funktion integriert, mit der sämtliche angewählten Daten für den präferierten Zeitabschnitt dynamisch dargestellt werden können.

Darauf aufbauend sowie mit Blick auf individuelle Anforderungen, Präferenzen und Rahmenbedingungen, wird das Management von Flexibilität über entsprechende Anwendungen in Zukunft ein essentieller Bestandteil des Strommarktes sein. Damit eine möglichst effiziente Vermarktung von Flexibilität unter Berücksichtigung der jeweils wirtschaftlichsten Variante auf Basis von Preissignalen erreicht werden kann, ist es notwendig, solche Angebote system- und marktgerecht zu bündeln.

Um volatile erneuerbare Energien kosteneffizient system- und marktdienlich zu integrieren, ist ein versatiles Werkzeug zur Überwachung und Verwaltung von Flexibilitätsoptionen, -meldungen und -abrufen notwendig.

In diesem Rahmen wurde das Flexibilitäts-Monitoring um die Aggregator-Rolle erweitert, die eine Analyse und Bündelung der entsprechenden Angebote (nach Ort, Energieträger aber beispielsweise auch Leistungsumfang) ermöglicht und eine Grundlage für den aktiven Management-Ansatz darstellt.

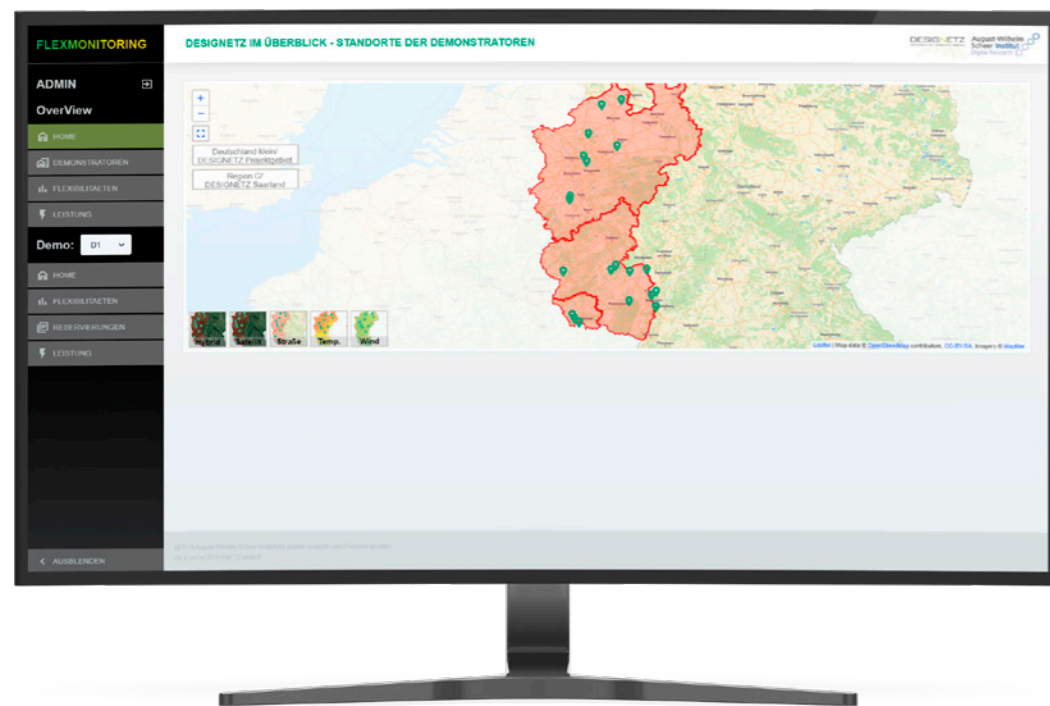


Abbildung 14: Überblick über die DESIGNETZ-Region mit Teilprojekten

Somit wird es für handelnde Akteure möglich sein, Fremdbezug, Eigenerzeugung und potenzielle Speicherungen vor dem Hintergrund anlagenspezifischer Kosten- und Preisvorgaben optimal aufeinander abzustimmen.



Das System Cockpit: Gegenwart und Zukunft im Reallabor

Der Reallaborarbeitsplatz in DESIGNETZ, das System Cockpit, zeigt die systemische Sicht auf zukünftige Versorgungsaufgaben in Deutschland, indem es unterschiedlichen Flexibilitätsbedarf und dessen physischem Abruf simuliert. Als Schaufenster für das Gesamtsystem visualisiert es die Entwicklung und Demonstration technischer und prozessualer Lösungen zur Nutzung von Flexibilitätspotenzialen.

Damit stellt das System Cockpit das Bindeglied zwischen realen Daten und der simulierten Energiewelt im Jahr 2035 dar: Hier sind Anlagenmodelle, Lastprofile sowie Netzdaten hinterlegt, die auf Basis von Netzausbauplänen und weiteren Studien in das Jahr 2035 transformiert wurden. Über die Datenkaskade (Energy Gateway) ist das System Cockpit informationstechnisch mit den dezentralen Teilprojekten verbunden.

Es erhält in der Betriebsplanungsphase die von den angeschlossenen Teilprojekten geplanten Anlagen-Betriebskurven und darüber hinaus zur Verfügung stehende Flexibilitätskapazitäten sowie Wetterinformationen vom Deutschen Wetterdienst (DWD) und ermittelt daraus optimierte Fahrpläne, die in Form von Flexibilitätsreservierungen wieder an die Teilprojekte zurückgegeben werden.

In der Betriebsphase erhält das System Cockpit Live-Betriebsdaten der Teilprojekte und kann daraus den jeweils aktuellen Netzzustand mit der Prognose und Optimierung abgleichen und visualisieren. Daraus können Aussagen über die konkreten Herausforderungen der zukünftigen, digitalisierten Energiewelt, Netzentwicklungsoptionen und technische Vorteile der untersuchten Technologien im Jahr 2035 abgeleitet werden.

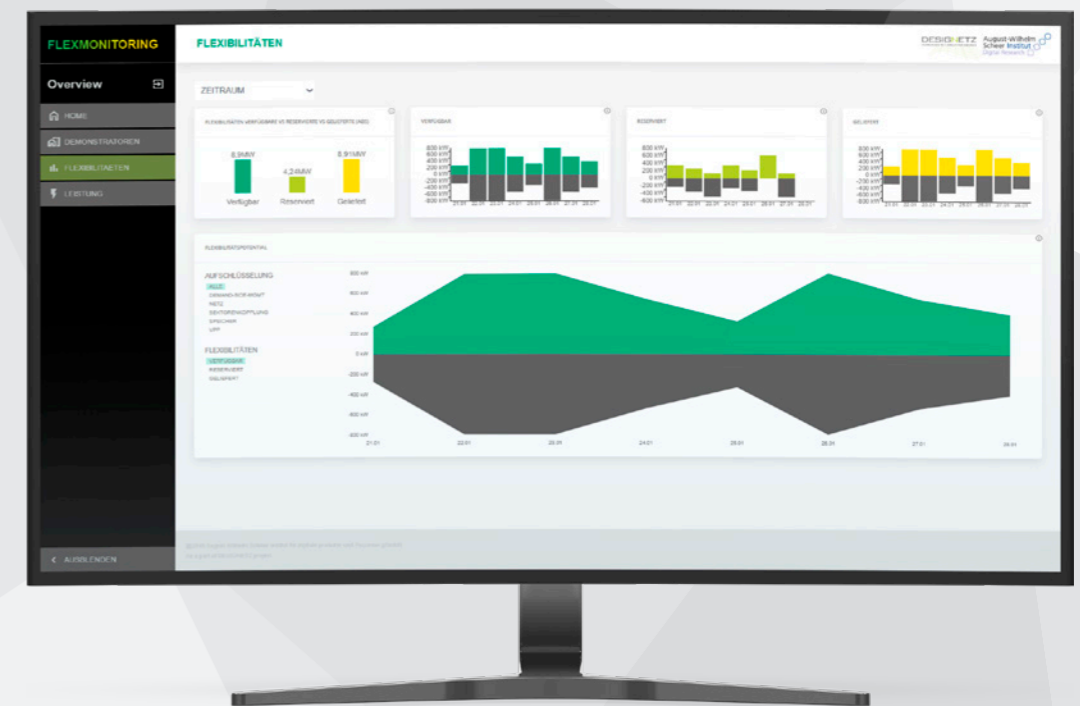


Abbildung 15: Darstellung der verfügbaren Flexibilität

Zusammenfassend gesagt

Das Energy Gateway dient als Datentransporteur über verschiedene Zonen mit unterschiedlichem Schutzbedarf. Für eine möglichst reibungslose Integration einer großen Anzahl von heterogenen Projektpartnern in ein technisches System, wie das Energy Gateway, sind sehr frühzeitige und allumfassende verbindliche Schnittstellen- und Prozessdefinitionen wichtig. Als Erfolgsfaktoren haben sich Tools des Projektmanagements, wie Change Request, Umsetzungstracking, Etablieren eines übergreifenden Regeltermins „Systemintegration“ mit den wichtigsten Partnern und eine konsequente Ende-zu-Ende-Betrachtung herausgestellt.

Je tiefer eine Softwareentwicklung in sicherheitskritische Infrastrukturen vorstößt, desto umfangreicher werden Aufwand, Entwicklung und Erprobung.

Die Partner erarbeiteten Konzepte und Lösungen zur Entwicklung einer Referenzarchitektur und eines Vorgehensmodells für Security-by-Design und Privacy-by-Design für kritische Infrastrukturen des Energiesektors sowie deren Umsetzung gemäß Common Criteria Evaluation Assurance Level 4 in einer sicheren integrierten Daten- und Dienstplattform und der darauf aufsetzenden Dienste (wie Stromnetzberechnung, Analyse- und Prognoseverfahren) zur Unterstützung einer sicheren Energieversorgung.

Die Architektur unterstützt eine kompositionelle Vorgehensweise in Bezug auf Änderungsmanagement und Zertifizierung.

Ein wesentliches innovatives Ergebnis bildet die Sicherheitsarchitektur (Referenzarchitektur), die eine kompositionelle Vorgehensweise in Bezug auf Änderungsmanagement und Zertifizierung (Common Criteria Evaluation Assurance Level 4) unterstützt. Darüber hinaus wird durch die Integration der Middleware IND2UCE, Sonata und SUCH eine sichere und skalierbare CC-konforme Daten- und Dienstplattform unter der Berücksichtigung von Konzepten aus der Smart Service Welt realisiert.

Das in DESIGNETZ gewählte flexible Rollen- und Rechte-management zielt auf eine künftige Service-Landschaft, die aufgrund der vielen verschiedenen Prosumer deutlich dynamischer, vielgestaltiger und komplexer sein wird als heutige Energieversorgungsnetze. Wenn häufig wechselnde Services unterschiedlichster Anbieter in die Daten- und Dienstplattform integriert werden müssen, lassen sich die erforderlichen Zugriffsrechte und Sicherheitsrichtlinien kaum noch statisch in der Software codieren. Sie müssen vielmehr einfach, schnell und trotzdem sicher jederzeit austauschbar und anpassbar sein.

Die Kapselung des Rollen- und Rechtemanagements in ausgelagerte Dienstkomponenten von SUCH, SONATA und IND²UCE erleichtert den Service-Anbietern zum einen die Realisierung ihres Sicherheitskonzepts und bewahrt dabei die Software-Entwickler vor Implementierungsfehlern. Zum andern ermöglichen die richtlinienorientierten Security-Komponenten eine schnelle Anpassung der Sicherheitsrichtlinien an geänderte Randbedingungen.

Ein ganzheitliches Datenmanagement ist entscheidend für die Bereitstellung der notwendigen Flexibilitätsdaten auf allen Ebenen und Knoten der Datenkaskade. Die Ebenenübergreifende Versorgung der beteiligten Akteure mit den notwendigen Daten ist dabei wichtiger Bestandteil, um die erforderlichen Prozesse zum Austausch von Flexibilitätsoptionen zu realisieren. Eine Softwarekomponente zum Monitoring der Flexibilität dient als Unterstützung zur Visualisierung der Daten und Prozesse, spezifisch für jedes Teilprojekt, aber auch für das Gesamtsystem.

Prognoseverfahren sind ein wichtiges Mittel, um zukünftige Situationen vorzusehen, um sich auf diese in adäquater Weise vorzubereiten und zu reagieren. Prognosen helfen dabei, den Zeitraum den man hat um auf ein Ereignis zu reagieren, zu vergrößern. In der Zeit, die man gewinnt, lassen sich nun verschiedene Szenarien durchrechnen und Simulationen durchspielen.

Vorhersagen über das geplante und mögliche Verhalten technischer Anlagen sind ein wesentlicher Teil des Flexibilitätsmanagements. Das Angebot von Modellen und der Möglichkeit, diese zu simulieren, ermöglicht auch Nutzern ohne die notwendige Fach- und Methodenkompetenz durch die Nutzung eines Services in der Dienstplattform, solche Vorhersagen zu erstellen.

Mit einer Stromnetzberechnung lassen sich nun nicht nur der Netzzustand, sondern auch Betriebsmittelbelastungen berechnen, um beispielsweise vorausschauende Wartungen durchzuführen, bevor etwas ausfällt. Ebenso lassen sich virtuelle Sensoren realisieren, die allein auf an anderen Orten gemessenen Werten und daraus für den entsprechenden Ort berechneten Werten beruhen, um virtuell beispielsweise innere unüberwachte Überlasten hinter einer Netzschutz-einrichtung zu vermeiden.



Vorhandene (elementare) Dienste lassen sich zu sehr mächtigen neuen Diensten kombinieren (Service-Mashup) wie beispielsweise zu einer modellbasierten Diagnose. Werden die verwendeten Dienste verbessert, so profitiert auch direkt der aus dem Service-Mashup entstandene Dienst.

Datenschutzrechtliche Anforderungen wurden umfassend untersucht und berücksichtigt. Durch empirische Experimente wurden über den bisherigen Forschungsstand hinausgehende technische Risiken aufgedeckt und hierzu passende Lösungen ausgearbeitet.



Autoren

Markus Altmeyer, Timo Engler, Dr. Jan-Philipp Exner, Michelle Krämer, Dr. Christian Linn (August-Wilhelm Scheer Institut gGmbH (AWSI))

Jörg Baus, Dr. Boris Brandherm Jochen Britz, Alassane Ndiaye, Matthieu Deru, Gian-Luca Kiefer, Bruno Langenstein, Andreas Nonnengart, Roland Vogt (Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (DFKI))

Milan Niehaus (E.ON impulse GmbH)

Andreas Eitel, Reinhard Schwarz, Adam Trendowicz (Fraunhofer IESE)

Marco Becker (hager)

Andreas Winter, Selina Gerard, Michael Igel (htw saar)

Alexander Fehler (IAEW RWTH Aachen)

Britta Hilt, Richard Martens (IS Predict GmbH)

Dr. Annika Schurtz (TU Dortmund)

Moritz Stüber (Universität des Saarlandes AES)

Aljoscha Dietrich, Dominik Leibenger, Christoph Sorge (Universität des Saarlandes, CISPA)

Stephan Röhrenbeck (Voltaris)

Judith Groos, Annegret Hermanns, Thomas Niemann, Jörg Wiemann, Manuel Ostertag (Westnetz GmbH)



REGULIERUNG: ZUKUNFTSSICHERER RECHTSRAHMEN FÜR NEUE ANREIZE.



Regulierung: Rahmen neuer Möglichkeiten

Den Verteilnetzbetreibern (VNB) kommt als Bindeglied zwischen den erneuerbaren Energien, die einen immer größeren Beitrag zur Stromproduktion liefern, und den Verbrauchern, die von brennstoff- zu strombasierten Anwendungen wechseln und sich mittels Eigenversorgung sowie Flexibilisierung stärker in das Energiesystem einbringen, eine entscheidende Rolle zu.

Damit die Energiewende gelingt und die Dekarbonisierung der einzelnen Sektoren volkswirtschaftlich effizient gestaltet werden kann, müssen Anreize sowohl für Investitionen in die Netzinfrastruktur, als auch für Innovationen bei Netzbetreibern und Netznutzern geschaffen werden.

Ziel dieses Kapitels ist das Aufzeigen von regulatorischen, die Verteilnetzbetreiber betreffenden Handlungsempfehlungen. Dies umfasst zum einen netzwirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie die Rolle und Verantwortung der VNB, die Nutzung netzdienlicher Flexibilität sowie Regelungen für den Datenaustausch und für den Einsatz intelligenter Messsysteme (iMsys).

Zum anderen wird die Frage beantwortet, wie regulatorische Rahmenbedingungen konkret ausgestaltet sein müssen, beispielsweise in der Anreizregulierungsverordnung, damit auch in Zukunft ausreichend Investitionen in das Netz als Rückgrat der Energiewende fließen und zugleich die richtigen Innovationen gefördert werden. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf dem Beitrag von Gasnetzen und Power-to-Gas zur Dekarbonisierung all solcher Bereiche, in denen eine Elektrifizierung volkswirtschaftlich nicht effizient wäre.



Neue Rollen des VNB im Energiesystem der Zukunft

Die Energiewende ist in vollem Gange und findet vorrangig im Verteilnetz statt. Schon heute werden über 40 Prozent des gesamten Bruttostromverbrauchs in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt – doch die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung intensivieren Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung weiter.

Daraus ergeben sich Entwicklungen, wie der vermehrte Zubau erneuerbarer Energieanlagen, intelligente Stromnutzung und Sektorenkopplung, die zu einem grundlegend veränderten dezentralen Energiesystem führen, das von volatilerer Netznutzung, erhöhter Einspeisung, erhöhtem Verbrauch durch E-Mobilität und Wärmepumpen, veränderter Gleichzeitigkeit sowie einer Verlagerung der Flexibilität ins Verteilnetz geprägt ist.

Auch künftig werden Gas- und Wärmenetze wichtiger Teil einer zunehmend elektrifizierten Energiewelt sein. In DESIGNETZ gehen wir aber davon aus, dass es auch langfristig keine „all-electric-world“ geben wird, sondern dass insbesondere grüne Gase einen relevanten Teil zum Gelingen der Wärme-, Industrie- und der Verkehrswende beitragen werden. Hierbei werden grüne Gase, wie zum Beispiel Wasserstoff, auch und gerade in Verbindung mit Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf der Verteilnetzebene erzeugt.

Die Verteilnetzbetreiber sehen sich dadurch fundamentalen Veränderungen ihres Geschäftes gegenüber – bisherige, teils seit Jahrzehnten bestehende Selbstverständlichkeiten werden in Frage gestellt. Die Versorgungsaufgaben, das zeigt auch DESIGNETZ, ändern sich teils grundlegend und das rasant.

Noch Anfang der 90er-Jahre wurde der Strom ausschließlich in zentralen Großkraftwerken produziert und über das Übertragungsnetz und die Verteilnetze an die Verbraucher geliefert. Angebot und Nachfrage ließen sich gut planen und kalkulieren. Heute hingegen sind weit über 90 Prozent aller Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, auf Verteilnetzebene angeschlossen: Aus den bislang eher passiven Verbrauchern werden flexible „Prosumer“. Und mit der Sektorenkopplung, wie etwa durch E-Mobilität und Wärmepumpen, werden auf lange Sicht in großem Umfang weitere flexible Verbraucher hinzukommen.

Gleichzeitig eröffnen sich immer mehr Möglichkeiten durch die Digitalisierung, die völlig neue und vielfältige Werkzeuge zur Verfügung stellt und noch mehr stellen wird: Leiterseilmonitoring, neue Spannungsregelungsverfahren oder auch die Nutzung netzdienlicher Verbrauchsflexibilität sind nur einige zunehmend im Einsatz befindliche Beispiele. Dort, wo die Elektrotechnik traditionell einen überschaubaren Werkzeugkasten von Kabel bis Transformatoren bereitgestellt hat, gibt es einen immer größeren Optimierungsspielraum für immer komplexere Versorgungsaufgaben.

Auch die Rolle der Verteilnetzbetreiber wird sich fundamental ändern. Als Neutral Market Facilitator sollen die Verteilnetzbetreiber nicht nur einen diskriminierungsfreien Marktzugang, sondern darüber hinaus auch eine umfassende, sichere und effiziente Energiewende ermöglichen. Diese Rolle wird sich im Hinblick auf die Integration des Energiesystems auch auf lokaler und regionaler Ebene zur Rolle des System Integrations Facilitators weiterentwickeln.

Nutzung netzdienlicher Flexibilität

Netzengpässe können durch Erzeugung (Schwachlastfall mit hoher Einspeisung) oder Last (Starklastfall mit wenig Einspeisung) entstehen und jeweils – wie dies zahlreiche Teilprojekte in DESIGNETZ unter Beweis stellen – durch flexible Erzeugung, Last und Speicher in Abhängigkeit von Verfügbarkeit und technischer Wirksamkeit behoben werden.

Starklast mit wenig (lokaler) Einspeisung und hohem Verbrauch

Abregelung von Verbrauch

Für den wesentlichen Bereich der netzausbautreibenden Verbrauchsspitzen in Niederspannung über die 14a-Novellierung (siehe Abschnitt „Es wird Spannend: Ausgestaltung des § 14a EnWG“) und damit einen regulatorischen Ansatz zu adressieren

Zuschaltung von Einspeisung

Mangels Verfügbarkeit von dezentraler, steuerbarer Erzeugung in Lastzentren (auf Niederspannung) kein praktisches Potenzial.

Schwachlast mit viel (lokaler) Einspeisung und wenig Verbrauch

Abregelung von Einspeisung

Geregelt über (kostenbasierten) Redispatch und die NABEG-Novellierung mit Inkrafttreten zu 10/2021. Die Prozesse hierzu werden derzeit zwischen ÜNB, VNB und Einsatzverantwortlichen definiert und abgestimmt. Unklar ist hier allerdings weiterhin die Kostenanerkennungsfrage für Redispatch-Maßnahmen für die Verteilnetzbetreiber. Damit geht für betroffene VNB ein hohes Risiko einher.

Zuschaltung von Verbrauch

Keine Instrumente für VNB verfügbar, die ein „Nutzen statt Abregeln“ für die Verteilnetzbetreiber UND für den Flexibilitätskunden mit „Produkten“ auf Basis von marktlichen oder regulatorischen Ansätzen möglich machen würden.

Tabelle 1: Bewertung der Mechanismen für die Nutzung von netzdienlicher Flexibilität in Abhängigkeit der Netzsituation

DESIGNETZ unterstützt den Grundgedanken der EU-Strombinnenmarktverordnung und -richtlinie, dass Flexibilität grundsätzlich marktlich organisiert werden sollte, um eine möglichst effiziente Allokation von Flexibilität zu gewährleisten. Ausnahmen sind gestattet, wenn missbräuchliches Verhalten von Marktteilnehmern in Folge von illiquiden Märkten und mangelndem Wettbewerb nicht ausgeschlossen werden kann. Insbesondere in der Übergangsphase wird es daher Situationen geben, in denen Märkte nicht effizient sind und aus diesem Grund auf eine administrative Allokation von Flexibilität zurückgegriffen werden muss. Die Analysen zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung basieren auf diesem Grundverständnis.

Eine Übersicht und Bewertung der möglichen Mechanismen für die netzdienliche Flexibilitätserbringung aus Einspeisung und Verbrauch in Abhängigkeit der Charakteristika des Netzes liefert Tabelle 1.

Wie aus Tabelle 1 hervorgeht, besteht insbesondere auf der Verbrauchseite Bedarf an Kontrahierungsmechanismen zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Hier läge es nahe, netzdienliches Verhalten so zu fördern, dass in relevanten Fällen reduzierte Netzentgelte gewährt werden. Solche Ansätze, wie sie sich aus der Anpassung der bestehenden Modelle nach §19 Absatz 2 StromNEV und §14a EnWG ergeben, werden in der jetzigen Form den Flexibilitätsanforderungen des sich transformierenden Energiesystems jedoch nicht mehr gerecht und müssten dahingehend weiterentwickelt werden.





Gemäß dem Grundsatz „Wer das Netz nutzt, muss dafür auch verursachungsgerecht bezahlen“ kann eine Reduzierung des Netzentgeltes dann gewährt werden, wenn jemand etwas dazu beiträgt, das Gesamtsystem effizienter und kostengünstiger zu machen, sodass damit auch alle anderen Netznutzer davon profitieren.

In der Niederspannung können solche Flexibilitätsanreize wie bisher über reduzierte Netzentgelte gesetzt werden, wobei hierfür der gesetzliche Rahmen aus § 14a EnWG konkretisiert werden muss. Zum Zeitpunkt der Drucklegung steht eine Weiterentwicklung der Vorschrift weiter aus. Aus Sicht von DESIGNNETZ jedoch erscheinen die seitens der Barometer-Gutachter des BMWi skizzierten „Leitplanken“ eines Einstiegs in eine Flexibilitätsnutzung in Niederspannung (Spitzenglättung) zugunsten der VNB, ein erster Schritt in die richtige Richtung.

Richtung Zukunft

Aktuell können Netzkunden gegen ein reduziertes Netzentgelt eine durch den Netzbetreiber in vereinbarten Grenzen steuerbare Netznutzung in Anspruch nehmen, was insbesondere im Zusammenhang mit Power-to-Heat- und E-Mobility-Produkten sowohl für Kunden als auch für die Netzbetreiber eine sinnvolle Lösung darstellen kann. Der Begriff „steuern“ umfasst dabei sowohl das vollständige Abschalten oder Blockieren der Entnahme als auch feingranulare Maßnahmen zwischen 0 und 100 Prozent.

Die im Jahr 2019 gestartete Diskussion um die Weiterentwicklung des § 14a EnWG umfasst zudem den Vorschlag, das Instrument der Spitzenglättung durch eine Modifikation der Netzentgeltsystematik einzuführen. Bei diesem Ansatz hätte der Netzbetreiber die Möglichkeit, die in seinem Netzgebiet angeschlossene Flexibilität bei Bedarf und unter Einhaltung bestimmter Restriktionen, zum Beispiel maximale Eingriffsdauer, netzdienlich zu nutzen.

Ob der VNB dabei direkt in die Kundenanlage eingreift, wie dies heute schon bei elektrischen Speicherheizungen der Fall ist, oder dies künftig über die Steuerbox oder das intelligente Messsystem (iMSys) erfolgt oder nur ein Signal an ein lokales Energiemanagementsystem absetzt, ist eine Frage der weiteren technologischen und sicherheitstechnischen Entwicklung unter der Federführung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI).

In DESIGNNETZ werden die zur Diskussion stehenden Vereinfachungen des Konzepts des Gutachters BET Energie („BET-Konzept“) für grundsätzlich zielführend erachtet. Dazu zählen zum Beispiel der Verzicht auf eine vollständige Netzzustandsüberwachung oder auch die spätere Zuweisung des Bilanzierungsrisikos an die Lieferantenseite.

Für die Reduzierung der Abregelungsmengen erneuerbarer Energien sind Ansätze für die Zuschaltung von Verbrauch nach dem Prinzip „Nutzen statt Abschalten“ zu entwickeln. Dies kann mithilfe regulierter Mechanismen geschehen, sofern bei marktlichen Mechanismen die notwendige Liquidität gesichert und strategisches Bieterverhalten ausgeschlossen ist.

Die Auswahl von Flexibilität für den sicheren Netzbetrieb muss dabei, so wie dies auch heute im Rahmen von Einspeisemanagement- und künftig bei Redispatch-Prozessen der Fall ist, durch den Verteilnetzbetreiber selbst erfolgen. Denn nur eine gemeinsame Optimierung von Schaltmaßnahmen und der Auswahl von Flexibilität ermöglicht einen kosteneffizienten Netzbetrieb. Dies gilt unabhängig von der Art der Kontrahierungsmechanismen – marktbasierend oder reguliert – und möglichen Intermediären, wie Aggregatoren und Flexibilitätsplattformen.

Es wird spannend: Ausgestaltung § 14a EnWG

Netzentgelte für Verteilernetze der elektrischen Energieversorgung reflektieren die Inanspruchnahme des Netzes durch Verbraucher und beteiligen sie an den Infrastrukturkosten, soweit diese nicht durch Einmalentgelte, wie Anschlusskostenbeiträge oder Baukostenzuschüsse, bereits gedeckt sind.

Verbraucher, die sich netzdienlich durch den Netzbetreiber steuern lassen, entlasten in Folge das Netz in einer Form, die den Transport von zusätzlichen Lasten in bestehenden Netzen ermöglicht. Der Ansatz steuerbarer Lasten in der Niederspannung wird auch in einigen DESIGNNETZ-Teilprojekten, wie zum Beispiel „Energiewabe Rhein-Hunsrück-Kreis“ oder „Energiestudio Rheinhessen: Galerie Markt/Kunde“, verfolgt.

Um diesen Mechanismus zu fördern, hat der Gesetzgeber in § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes daher ein reduziertes Netzentgelt vorgesehen, wenn eine netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, mit dem Netzbetreiber vereinbart wird. Die Steuerung von Anlagen in der Niederspannung ist notwendig, um das Netz, zum Beispiel beim Laden von Elektrofahrzeugen oder neuartigen Wärmeanwendungen, mit hoher Gleichzeitigkeit und erwarteter hohen Leistungsspitzen zu entlasten.

Die hohe Gleichzeitigkeit durch diese neuartigen Anwendungen unterscheidet sich vom klassischen Haushaltsverbrauch, der bisher die Planungsgrundlage für Niederspannungsnetze ist. Ausgehend von einer dynamischen Zunahme solcher Anwendungen ist eine Steuerung unabdingbar. Einerseits, weil der ansonsten benötigte Netzausbau nicht flächendeckend und in ausreichender Geschwindigkeit erfolgen kann, andererseits weil sowohl Umfang als auch Zeitpunkt des tatsächlichen Netzausbaus optimiert werden können.



Die Bundesregierung ist seit dem Beschluss des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ (29.8.2016) ermächtigt, mit Zustimmung des Bundesrates, die Bestimmungen des § 14a EnWG bezüglich der Reduzierung der Netzentgelte, der vertraglichen Ausgestaltung und der Steuerhandlungen zu konkretisieren. Eine Ausgestaltung des § 14a ist erforderlich, da der Interpretationsspielraum der bisherigen Regelung Rechtsunsicherheiten in der Gegenwart und insbesondere für die Zukunft birgt.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hat entsprechende Studien zu Netzentgeltsystematik und Flexibilität beauftragt. Darüber hinaus hat die BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) im Anschluss an ein Gutachten Branchenbefragungen und Workshops zum Thema Spitzenglättung in der Niederspannung im Auftrag des BMWi durchgeführt.

Zukunft mit System

Im heutigen Netzentgeltsystem von Arbeits- und Grundpreisen für nicht lastganggemessene Kunden wird für Anlagen nach § 14a und andere steuerbare Lasten, wie beispielsweise Nachspeicheröfen, vielfach auf die Erhebung eines Grundpreises verzichtet und zudem ein verringerter Arbeitspreis abgerechnet. Es werden im Folgenden die Rollen einzelner heutiger und vorgeschlagener Entgeltkomponenten sowie verschiedene Ansätze zu deren Überarbeitung dargestellt und bewertet. Dabei geht es um folgende Punkte:

- Arbeitspreis
- Leistungspreis
- Grundpreis
- Vergünstigungen für flexible Verbrauchseinrichtungen
- Spitzenglättung

Für nicht steuerbare Verbrauchseinrichtungen von Standardlastprofil-Kunden wird mit durchschnittlich 65–90 Prozent ein Großteil der Netzentgelte über die Arbeitspreiskomponente erlost. Der Arbeitspreis soll an dieser Stelle nicht den entnahmemengenabhängigen Kostenblock abbilden, sondern den Anteil, den ein Kunde erfahrungsgemäß mit seiner individuellen Leistungsspitze zur auslegungrelevanten Leistungsspitze der Netzebene beiträgt.

Dieser Ansatz und die zugrundeliegende Empirie stammen allerdings aus den Anfängen der Liberalisierung des Strommarktes, in denen eine Leistungsmessung von Haushaltskunden technisch zu aufwändig war. Daher wurde nach einem statistischen Zusammenhang gesucht, der es ermöglichte, über die messbare Arbeit eine Annäherung an den kostenrelevanten zeitgleichen Leistungsbeitrag zu finden. Aus empirischen Daten ist dazu die sogenannte Gleichzeitigkeitsfunktion abgeleitet worden, die für einen Kunden einen Zusammenhang zwischen der jährlichen Arbeitsmenge und dem Anteil an der zeitgleichen Jahreshöchstleistung der Netzebene herstellt.

Mittlerweile sind diese über 20 Jahre alten Annahmen nicht mehr ohne weiteres valide: Einerseits passt der statistische Zusammenhang für Kunden mit neuen Stromverbräuchen, wie Wärmepumpen oder Ladepunkten für E-Autos sowie Eigenenergieerzeugung, nicht mehr ohne Weiteres. Andererseits könnten intelligente Messsysteme prinzipiell auch Leistungswerte erfassen, weshalb eine Absenkung des Arbeitspreises bei Einführung eines Leistungspreises durchaus in Frage kommt.

Leistungspreise sind in der aktuellen Entgeltsystematik für Kunden ohne Lastgangmessung allerdings nicht vorgesehen. Gleiches gilt auch weiterhin für die im Rahmen der Einführung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende eingeführte „Zählerstandsgangmessung“, die nach dem Willen des Gesetzgebers eine Arbeitsmessung ist, obwohl technisch gesehen auch eine Leistungsmessung möglich wäre.

Es ist somit nicht sichergestellt, dass die vertraglich vereinbarte, technisch realisierbare und praktisch maximal dem Netz entnommene Leistung die Netzentgelte der Kunden beeinflusst. Die Abrechnung mit gemessenen Leistungen ist für Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh derzeit nicht möglich, da keine Messung erfolgt. Mit der fallbezogenen Einführung von intelligenten Messsystemen für größere Kundengruppen wären allerdings auch leistungsbezogene Entgelte für diese Kundengruppe denkbar. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) sieht eine solche Bepreisung aber



nur unter speziellen Umständen vor, da die Zählerstandgangmessung, die die iMSys zur Verfügung stellen, zunächst als eine Form der Arbeitsmessung definiert ist.

Da aber die gleichzeitige Leistungsanforderung der Kunden relevant für den weiteren Netzausbau und die damit verbundenen Kosten ist, erscheint eine bestelleistungsbezogene Entgeltkomponente in den relevanten Fällen sinnvoll. Für Haushaltskunden, die weiterhin lediglich bedarfsorientiert ihren Haushaltsstrom beziehen, dürfte der beschriebene Zusammenhang nach wie vor gelten, allerdings müsste möglicherweise die Gleichzeitigkeitsfunktion auf Basis aktueller Daten überprüft werden.

Im Zuge der wachsenden Zahl neuer Ladeinfrastrukturen für Elektromobile oder neuer Wärmeanwendungen wäre es sinnvoll, Kunden mit derartigen Anwendungen in ein Bestelleistungssystem mit geringem Arbeitspreisanteil zu überführen, da es Hinweise auf einen erheblichen Anstieg der Anschlussleistung bei zeitweiser hoher Gleichzeitigkeit gibt. Dies impliziert, dass eine gegenüber herkömmlichen Haushaltsanwendungen undifferenzierte Abrechnung dieser Anlagen nicht kostenreflexiv ist.

Nahezu alle Netzbetreiber nutzen bei Standardlastprofil (SLP)-Kunden derzeit die Möglichkeit der Abrechnung zählpunktbezogener Grundpreise, die grundsätzlich die strukturbezogenen Kosten des Netzbetreibers abbilden können. Hierbei wird aktuell eine für alle Standard-SLP-Kunden einheitliche Preiskomponente verwendet. Aufgrund heterogener Kostenstrukturen bei Anschlussnutzern, ob zum Beispiel im Einfamilienhaus oder im Mehrfamilienhaus, wären im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit jedoch auch differenziertere Ansätze sinnvoll.

Neue Impulse geben

Für Kunden mit grundsätzlich flexiblen Verbrauchseinrichtungen sollte eine Entgeltsystematik ausreichend Anreize schaffen, damit diese Anlagen dem Netzbetreiber – in festgelegtem und den Kundennutzen möglichst geringfügig einschränkendem Umfang – zur Steuerung zur Verfügung gestellt werden. Die Entgelte für zusätzliche Leistungen flexibler Verbraucher, die den Haushaltsstromverbrauch übersteigen, könnten im Falle einer Bereitstellung der Flexibilität für den Netzbetreiber vergünstigt werden.

Ein solches Anreizsystem und die zu dessen Implementierung notwendige Technologie darf jedoch ein kritisches Maß an Komplexität nicht übersteigen, da nur mit ausreichender Transparenz und Einfachheit entsprechende Anreize bei der Mehrzahl der Netznutzer ihre Wirkung entfalten können. Zugleich gilt es, die Mehrkosten, beispielsweise für eine vollständige Netzzustandsüberwachung, gegen die hierdurch entstehenden Vorteile einer höheren Steuerungsgenauigkeit abzuwägen.

Damit sich möglichst viele Kunden beteiligen, erscheint zudem eine grundsätzlich verpflichtende Teilnahme am Steuerungssystem sinnvoll. Kunden hätten demnach lediglich die Möglichkeit, aktiv der Teilnahme am Steuerungssystem zu widersprechen, was den verursachten Kosten entsprechend zu deutlich höheren Entgelten führen würde. Problematisch in einer solchen Systematik sind jedoch die Verpflichtung zur Meldung entsprechender Lasten und eine mögliche Selbstoptimierung der Kunden durch Nichtanmeldung dieser Verbraucher. Da die Nachverfolgung einer Meldepflicht nur schwer möglich ist und zudem außerhalb der Aufgaben von Netzbetreibern liegt, wird zusätzlich zur Teilnahmepflicht ein ausreichender finanzieller Anreiz notwendig sein, der die tatsächlichen Netzkosten berücksichtigt.

Aufgrund fehlender Potenziale und der damit verbundenen mangelnden Liquidität sowie der Möglichkeit, strategisch zu bieten, besteht in den Niederspannungssträngen aktuell kein Markt für Flexibilität zur Lösung dort vorhandener Engpässe. Daher kommt ein alternativer Ansatz, Flexibilität über dynamische Preise zur Behebung lokaler Engpässe zu nutzen, nicht in Frage. Marktliche Ansätze sind nur bei Wegfall der zuvor genannten Ausschlusskriterien möglich. Aus Sicht von DESIGNETZ bietet es sich daher an, zunächst über regulierte Preise und Vergünstigungen bei Netzentgelten zu agieren.

Im durch das BMWi angestoßenen Prozess zur Ausgestaltung des §14a EnWG, wurde durch BET das Modell der Spitzenglättung vorgestellt. Dieses im Branchendialog diskutierte Instrument vereint einige der bereits dargestellten Aspekte. So wird die Anschlussleistung aufgeteilt in einen flexiblen und einen unflexiblen Teil mit entsprechend differenziertem Preis. Es wird also gegenüber dem heutigen Modell ein Leistungspreis für SLP-Kunden eingeführt. Dieser kommt jedoch für Kunden ohne flexiblen Verbrauch nicht zur Anwendung. Für flexible Verbraucher muss in diesem Modell, unabhängig vom Haushaltsstromverbrauch, zusätzliche Leistung in flexibler oder unflexibler Ausprägung bestellt werden.

Die flexible Leistung wird dabei dem Netzbetreiber in definierten Grenzen zur Steuerung zur Verfügung gestellt. Diese Leistungsbestellung muss langfristig bindend sein, damit die flexiblen Leistungen als solche in der Netzplanung berücksichtigt werden können. Je nach Kundengruppe ist im Gegensatz zum aktuellen Ansatz zudem die Realisierung von flexiblem und unflexiblen Verbrauch über einen Zähler vorgesehen, was ein Hemmnis bisheriger Regelungen mindert, da Zusatzkosten für Netznutzer vermieden werden.

In diesem Fall kann flexibler Verbrauch jedoch nicht mehr strikt von unflexiblen Verbrauch differenziert werden, weshalb im Spitzenglättungsmodell notwendigerweise ein einheitlicher Arbeitspreis für beide Verbrauchsklassen dieser Kunden vorgesehen werden muss. Da Kunden sich bei Nichtanmeldung von flexiblen Lasten besser stellen könnten, sollte – wie oben beschrieben – für solche Lasten eine Anmeldepflicht eingeführt werden.

Der Anreiz zur Eigenoptimierung durch Nichtanmeldung flexibler Verbraucher soll hierbei durch Freigrenzen abgeschwächt werden. Es zeichnet sich bereits ab, dass der Ansatz der Spitzenglättung für einige Nutzergruppen erhebliche Änderungen in den Netzentgelten bedeutet und eine Umrüstung ihrer Anlagen oder deren Ansteuerung erfordert. Daher sind Bestandschutz- und Übergangsregelungen unbedingt notwendig.

Die für Netzbetreiber durch die Neuregelung entstehenden Kosten sollten grundsätzlich anerkannt, die Kosten für notwendige Umrüstungen an Kundenanlagen sollten jedoch nicht von den Netzbetreibern getragen werden. Insgesamt sind in diesem Modell noch zahlreiche Fragen zu klären und die konkrete Umsetzung zu diskutieren. Die Beziehung von Netzbetreiber, Anschlussnehmer und Anschlussnutzer in Mehrnutzverhältnissen ist beispielsweise ebenso ungeklärt wie die

Berechnungsgrundsätze der Entgeltkalkulation. Daher kann das Modell noch nicht abschließend bewertet werden.

Unterm Strich

Um die Entgelte für Netznutzung nach §14a EnWG im Speziellen, aber auch Netzentgelte in der Niederspannung insgesamt kostenreflexiv zu gestalten, ist eine Neugewichtung der einzelnen Komponenten notwendig. Insbesondere für Flexibilität kann eine Komponente sinnvoll sein, die sich an der vertraglichen Anschlussleistung orientiert. Diese Verbraucher nutzen das Netz mit höheren Gleichzeitigkeiten und sollten aufgrund ihres speziellen Lastverhaltens entsprechend höher als der Haushaltsverbrauch bepreist werden.

Wird die Flexibilität dem Netzbetreiber zur Steuerung mit definierter Eingriffstiefe angeboten, erscheint jedoch ein Netzentgelt unterhalb des Entgeltes der Entnahmen für Haushaltszwecke angemessen und daher sachgerecht. Die netzdienliche Steuerung durch den Netzbetreiber muss jedoch für längere Zeiträume vereinbart sein, damit entsprechende Planungssicherheit gewährleistet ist.

Eine separate Messwerterfassung dieser Anlagen erscheint sinnvoll, da einerseits die kostenreflexiven Entgelte zuverlässig den richtigen Verbräuchen und Leistungen zugeordnet und andererseits die Kunden inhärent und dauerhaft zum gewünschten Verhalten motiviert werden können.

Eine Ausnahme in dieser Hinsicht bilden die zahlreichen Bestandsanlagen, bei denen ein Zwang zur Teilnahme wahrscheinlich auch einen Zwang zum Umbau bedeuten würde. Diese Umbauten können gerade bei Lösungen, die heute nur einen gemeinsamen Stromkreis nutzen, so teuer ausfallen, dass jedweder Kundennutzen zunichte gemacht würde. Modelle mit ausreichenden Anreizen sind deshalb solchen mit Meldepflichten vorzuziehen, da deren Einhaltung schwierig zu kontrollieren ist. Das Modell der Spitzenglättung setzt auf eine entsprechende Meldepflicht, kann aber durch gewährte Freigrenzen dennoch ein wirksames Instrument sein, um die netzbetreiberseitige Nutzung von Flexibilität zu fördern.

Aktuell bleiben hierbei jedoch noch einige Fragen zur Ausgestaltung unbeantwortet. Insbesondere die verbleibende Anreizwirkung für Kunden und die erzeugte Komplexität sollten hierbei beachtet werden. Klar ist: Das Modell muss ausreichend transparent und einfach sein, damit die Anreizwirkungen bei der Mehrheit der Kunden ihre Wirkung entfalten. Unabhängig vom gewählten Ansatz sind Übergangsregelungen für Bestandsanlagen notwendig, um das Vertrauen in die Netzentgelte nicht durch abrupte Umbrüche und Härten zu beschädigen und eine breite Akzeptanz für das neue Modell zu ermöglichen.



Aufdrehen: Elektromobilität integrieren

Aktuell stehen Netzbetreiber vor der Herausforderung, dass §14a-Anlagen nur über einen Rundsteuerempfänger und zu meist im regionalen Verbund fernsteuerbar sind. Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge verursachen hingegen in erster Linie Probleme auf lokaler Ortsnetzebene.

Um künftig anlagenscharf regeln zu können, ist vom Gesetzgeber im Zielmodell eine Regelung über das intelligente Messsystem für Ladeeinrichtungen zur Anbindung an die CLS-Schnittstelle vorgesehen. Da eine detaillierte Ausarbeitung noch an- und die Zertifizierung aussteht, wird sie auf absehbare Zeit nicht umsetzbar sein.

Selbst bei erfolgter Zertifizierung intelligenter Messsysteme wird bis zur vollständigen Integration und flächendeckenden Nutzung des CLS-Kanals sowie der Verwendung der Steuerbox noch deutlich Zeit vergehen, da derzeit kein zertifizierter Kommunikationsstandard zwischen Endgerät und CLS-Schnittstelle etabliert ist. Darüber hinaus ist die netzdienliche Regelung auf Basis realer Netzparameter oder im einfachsten Fall statischer Vorgaben, wie etwa die Maximalleistung eines Ladeclusters, technisch im Feld nicht erprobt.



„DESIGNETZ hat gezeigt: Die volkswirtschaftlich effiziente Energiewende gelingt nur mit einem zukunftsgerichteten Rechtsrahmen. Innovationen und Investitionen müssen besser angereizt, Flexibilität ermöglicht und die Subsidiarität der einzelnen Akteure gestärkt werden.“

Jan Budke | E.ON SE

In der Konsequenz ergibt sich eine Reihe weiterer Herausforderungen. Grundsätzlich hat der Kunde die Wahl eine nicht regelbare Wallbox ohne gesonderte Kommunikationsschnittstelle oder aber eine „intelligente“, regelbare Wallbox auch im Kontext eines §14a-EnWG-Tarifs zu erwerben. Im Fall einer nicht regelbaren Wallbox, die lediglich mittels eines vorgelagerten Schütz im Hauptstromkreis zu- und abgeschaltet werden kann, besteht die Unsicherheit, ob nach erfolgter Ab- und Zuschaltung der Ladevorgang erneut aufgenommen wird. Eine Steuerung mehrerer Wallboxen innerhalb eines Straßenzugs wäre vor diesem Hintergrund problematisch, da alle regelbaren Wallboxen auf eine Mindestladeleistung geregelt werden könnten, wohingegen nicht regelbare Wallboxen stets vollständig abgeschaltet werden müssten. Die Verantwortung für die Wiedereinschaltung würde hierbei jedoch wohl beim Kunden liegen, der den §4a-Tarif abschließt.

Erschwerend kommt hinzu, dass im derzeitigen Ordnungsrahmen für einen §14a-Tarif ein zusätzlicher Zähler installiert sowie unter Umständen die Zähleranlage erneuert und den geltenden technischen Vorgaben angepasst werden muss. Für den Endkunden erscheint aus Kosten-Nutzen-Sicht die Investition in eine intelligente Wallbox unrentabel, da der tatsächliche Mehrwert die zusätzliche Zählermiete und die Kosten für eine eventuell notwendige neue Hauptverteilung nicht aufwiegt.

In vielen Fällen werden die Mehrkosten den Kunden dazu bewegen, eine einfache, nicht regelbare 11kW-Wallbox zu installieren, die nicht durch den Netzbetreiber überwacht wird und lediglich einer Anzeigepflicht bei der Installation unterliegt. Die wachsende Zahl solcher Ladeeinrichtungen wird in letzter Konsequenz weiteren Netzausbau erforderlich machen.

Eine Lösung der beschriebenen Probleme liegt in der zügigen Standardisierung und Zertifizierung der FNN Steuerbox zum Einspeise- und Lastmanagement. Die Steuerfunktion erfolgt dabei über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways (SMGW) und sorgt für die sichere Übertragung von autorisierten Steuerbefehlen zu den Steuerboxen der Anlagen. Nach Standardisierung und Zertifizierung sollte möglichst kurzfristig eine Beschreibung der konkreten Anwendungsfälle mit Wallbox, PV-Anlage und weiteren Komponenten erfolgen.

Die Kommunikation zwischen Smart Meter Gateways und Netzleitstelle kann, wie dies auch in DESIGNETZ getestet wurde, insbesondere im ländlichen Bereich kosteneffizient und sicher über die 450-MHz-Frequenz erfolgen.

So einfach kann es gehen: Nutzen statt Abschalten

Verteilnetzbetreiber haben in der Praxis im Wesentlichen zwei Herausforderungen in der Versorgungsaufgabe, die sowohl mit als auch ohne Flexibilitätsnutzung bewältigt werden können und künftig auslegungsrelevant sein werden oder dies bereits heute sind:

- Im **Starklastfall** (etwa im Winter am Abend) benötigen viele Verbraucher Energie und belasten so das Netz. Sofern eine Einspeisung stattfindet, ist diese nicht umfangreich genug, die so entstehenden Lastspitze abzufangen.
- Im **Schwachlastfall** dominiert die Erzeugung. Die gegenüber dem vorgelagerten Netz resultierende Last ist dann entweder vergleichsweise gering oder es ist bereits zu einer Umkehr der Energieflussrichtung gekommen, weil das fragile Netz überspeist ist.

Während historisch der Starklastfall für alle VNB den Dreh- und Angelpunkt der Kapazitätsbereitstellung bildete, nimmt gerade bei ländlich geprägten VNB, die zumeist eine hohe Durchdringung mit EEG-Erzeugern haben, die Bedeutung des Schwachlastfalls für den Umfang der bereitzustellenden Netzinfrastruktur stetig zu. Solch eine Situation ist insbesondere in den südlichen DESIGNETZ-Regionen anzutreffen, wo teilweise bereits heute die jährlich produzierte EEG-Menge den Strombedarf übersteigt.

Unter dem Motto „Nutzen statt Abregeln“ wird hier an Lösungen gearbeitet, die auch im Projekt als grundsätzlich vielversprechende, entwicklungsfähige Optionen eingeschätzt werden: Teilprojekte aus den Bereichen Power-to-Heat, Power-to-Gas, Lastmanagement und Speicher haben diese Möglichkeit erfolgreich im F&E-Rahmen getestet. Problematisch in diesem Zusammenhang ist jedoch, dass das deutsche Energiewirtschaftsrecht heute zwar zahlreiche Optionen enthält, die es ÜNB oder VNB erlauben, Lasten abzuschalten (etwa §14a EnWG, Abschaltbare Lasten VO), aber jenseits der Regelenergiemärkte eine Zuschaltung von Verbrauchern – eine Ausnahme bildet §13(6) EnWG für ÜNB in EEG-Netzausbaugebieten – nicht vorgesehen ist.

Dies ändert sich im Rahmen der Diskussionen zum Redispatch 2.0 zwar in absehbarer Zeit, aber wiederum nur für einen vergleichsweise speziellen Anwendungsfall und auch hier eher mit Blick auf dezentrale Erzeugungsanlagen, deren Einspeiseverhalten variiert. Es fehlt aber weiterhin eine grundsätzliche Regelung einschließlich der notwendigen energetischen Abwicklung, die dem VNB die Zuschaltung von Verbrauchern erlauben würde.

Die zuvor geschilderte gesetzliche Lage hat eine Reihe von Nachteilen, denn Flexibilität, und das zeigen auch die Erfahrungen aus Simulation und Demonstration in DESIGNETZ, kann in beiden Lastszenarien dazu beitragen, die VNB bei ihren Versorgungsaufgaben zu unterstützen. In der öffentlichen Diskussion wird dabei vorgetragen, dass ein lokaler zusätzlicher Verbrauch, der eine lokale Abregelung verhindert, volkswirtschaftlich sinnvoll sei, wenn dieser weniger kostet als die Entschädigungszahlung an den EE-Betreiber. In diesem Fall kommen dann Anreize auf Kunden- und Netzbetreiberseite („Gewinnaufteilungsfaktoren“) ins Spiel.

Gerade in Niederspannungsnetzen bietet es sich aus Sicht von DESIGNETZ an, bei der Ausgestaltung des §14a EnWG und dem Erlass einer entsprechenden Verordnung auch das grundlegende Konstruktionsdefizit der bisherigen Regelung zu beheben, und den VNB auch die Möglichkeit der Zuschaltung zu eröffnen. Dies ist nach Einschätzung des Projektteams nur über eine Änderung der gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage möglich, die jedoch nach Aussage des Gutachters zur Umsetzung der BET-Vorschläge ohnehin erforderlich ist.

Genau wie bei der Abschaltung und der Moderation von Lasten haben organisierte lokale Flexibilitätsmärkte in Niederspannungsnetzen vermutlich kurzfristig keine Erfolgsaussichten, da es an ausreichender Liquidität fehlt, die vor Marktmissbrauch schützen würde. Es empfiehlt sich daher, zunächst in Niederspannungsnetzen Erfahrungen mit den neuen Instrumenten auf regulierter Basis zu sammeln und erst danach und darauf aufbauend auch in Mittelspannungs- und Hochspannungsnetzen Möglichkeiten zur Zuschaltung im Sinne von „Nutzen statt Abschalten“ zu schaffen.

Aufgrund der größeren erwarteten Markttiefe und -größe sowie der höheren Verbundenheit mit den übrigen Elektrizitätsmärkten könnten sich zumindest in der Hochspannung mittelfristig auch marktliche Lösungen anbieten. Ob dies in einem zweiten Schritt auch im Mittelspannungsbereich gelingen kann, wird sich in weiteren Analysen zeigen.



Hemmnisse beseitigen: Sondernetzentgelte §19(2) StromNEV

Ein weiteres Instrument zum Anreizen eines netzdienlichen Kundenverhaltens, insbesondere im Mittel- und im Hochspannungsbereich, sind die Regelungen zu individuellen Netzentgelten gem. §19 Abs. 2 StromNEV. Allerdings sind in der jetzigen Ausgestaltung die Flexibilitätsanreize nicht auf künftige Erfordernisse der Netzbetreiber ausgerichtet, sondern stellen eher Hemmnisse für die Flexibilitätsnutzung dar. Das zeigt sich zum Beispiel in langfristig festgelegten, starren Hochlastzeitfenstern und dem Anreiz zur kontinuierlichen Netzentnahme nach der 7000h-Regel. Eine verbesserte Regelung sollte daher so ausgestaltet sein, dass Netzbetreiber je nach konkreter Netzbelastungen passende Anreize geben können. Aus diesen Gründen hat sich die BNetzA bereits dafür ausgesprochen, eine entsprechende Anpassung der §19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV in Angriff zu nehmen.

Ein erster aktuell diskutierter Schritt könnte im Fall des §19 Abs. 2 Satz 1 z. B. die kurzfristige Freigabe und Anpassung der Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern, entsprechend den Erfordernissen des erwarteten Netzzustandes, sein. Bei der konkreten Ausgestaltung ist es entscheidend, dass im Falle widersprüchlicher Signale von Netz und Markt die Flexibilität vorrangig netzdienlich eingesetzt wird, da ansonsten die Netzbetreiber den reduzierten Kapazitätsbedarf nicht verbindlich einplanen können.

Bei den Sonderregelungen von Netzentgelten der stromintensiven Industrie nach §19 Abs. 2 Satz 2 sind ebenfalls grundlegende Modifikationen notwendig, da sie bereits heute keine oder falsche Anreize zur Netzentlastung setzen. Insbesondere Netzkunden mit intensiver Netznutzung, sogenannte Bandlastkunden, müssen ihren Beitrag bei der Flexibilitäts-erbringung leisten können. Ein hoher, gleichmäßiger Stromverbrauch unter den Bedingungen eines insgesamt fluktuierenden Energiesystems wird zunehmend kein geeigneter Maßstab für eine Netzentgeltprivilegierung mehr sein. Ziel muss es stattdessen sein, die bei diesen Kunden vorhandene Flexibilität nutzbar zu machen, wie dies beispielsweise beim Teilprojekt „Flex-Elektrolyse“ exemplarisch getestet wird. Dazu sollten Kriterien entwickelt werden, die es Kunden ermöglichen, sich netzdienlich flexibel zu verhalten, ohne ihr Sondernetzentgelt vollständig zu verlieren.



Digitalisierung der Energiewende: Messstellenbetrieb und Datenverteilung

Für den Verteilnetzbetrieb und das Energiesystem der Zukunft werden aktuelle Leistungs-, Prognose- und Verbrauchsdaten eine immer wichtigere Rolle spielen. Fast alle Teilprojekte im Forschungsprojekt basieren daher auf der Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Sie sind die Basis für den sicheren und kosteneffizienten Betrieb der Infrastruktur sowie der Nutzung von Flexibilität im Energiesystem.

Der VNB, der in der Regel auch für den Messstellenbetrieb zuständig ist, spielt eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von Daten zum Netzbetrieb, die auch als Grundlage für Geschäftsmodelle dritter Marktakteure dienen, wie zum Beispiel Lieferanten und Energiedienstleister. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) enthält in seinen §§ 55–70 ausführliche Regelungen dazu, welche Erhebungen von Messwerten und Netzzustandsdaten zulässig sind.

Die gesetzlichen Regelungen sind insofern zu begrüßen, da insbesondere § 66 klarstellt, dass der Netzbetreiber Daten in datenschutzrechtlich zulässiger Art und Weise zu zahlreichen Zwecken verarbeiten und nutzen darf, die sich alle aus der Versorgungsaufgabe sowie den einzelnen Aufgaben zu deren Umsetzung ableiten.

Dabei ist grundsätzlich zwischen Stamm- und Bewegungsdaten zu unterscheiden, wobei beide Kategorien entscheidend für eine erfolgreiche Energiewende sein werden. Stammdaten, wie etwa Informationen darüber, welche Kunden an welchen Orten mit welchen Anlagen welche Leistungsmaxima zeigen können, sind wichtig zur grundsätzlichen Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Dies zeigt auch das langjährige Bemühen um die Einführung eines Marktstammdatenregisters. Bewegungsdaten im energiewirtschaftlichen Sinn sind insbesondere Messwerte und Netzzustandsdaten im Sinne des MsbG. Hinzu kommen aber auch Messwerte, die der Netzbetreiber aus Betriebsmessungen generiert und – wenn erforderlich – etwa bei einer Weitbereichsregelung zur Spannungshaltung direkt in einen Regelkreislauf einspeist.

Gerade vor dem Hintergrund der entstehenden Flexibilitätsoptionen und der heute weitgehend nicht datentechnisch durchdrungenen Niederspannungsnetze erwartet das Projektteam hier ein großes Potenzial für die Zukunft. Dabei hält DESIGNETZ an der Idee der Datenkaskade mit lokalen und regionalen Datenknoten fest.

Die Datenhaltung so auszugestalten, dass nicht jedes Detaildatum bis in zentrale EDV-Komponenten transportiert werden muss, sondern lokal benötigte Daten lokal vorliegen und genutzt werden können, erscheint aus betrieblicher Sicht nach wie vor ausreichend und stellt zudem eine datensparsame Option dar.

Festzustellen ist allerdings, dass aus Sicht des künftigen Netzbetriebs aktuell noch nicht alle Potenziale des intelligenten Messsystems genutzt werden können. Dies liegt, abgesehen von der Verzögerung bei der Zertifizierung und dem damit verbundenen Roll-out, vor allem daran, dass Tarifierungsfälle (TAF) 9 und 10 (Netzzustandsdaten und Momentanleistung) zwar in Vorbereitung, aber noch nicht ausgerollt sind.

Darüber hinaus erweist sich die Entscheidung, Daten per iMSys maximal in 15-Minuten-Intervallen aufzuzeichnen und zu verwalten – unabhängig davon, in welcher Granularität die angeschlossenen metrologischen Geräte die Daten zur Verfügung stellen –, als nachteilig für bestimmte künftige Anwendungen.

Die Datenqualität zählt

Gerade für planerische Zwecke können Daten, die in kleineren Zyklen vorliegen, oft sehr aufschlussreich sein, da der 15-Minuten-Mittelwert kurzzeitige Lastspitzen nicht aufzeigt. Hier scheinen die weiteren Diskussionen mit dem BSI und den anderen Stakeholdern jedoch grundsätzlich auf einem guten Weg zu sein. Überdacht werden sollten aus Sicht der VNB, beziehungsweise der grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB), auch die zunächst einmal hilfreichen Regelungen zu den Netzzustandsdaten. Hier hat der Gesetzgeber in § 56 MsbG „begründete Fälle“ einer Erhebung von Netzzustandsdaten formuliert, die sich insbesondere auch an der Frage orientieren, welche besonders hohen Jahresverbräuche vorliegen. Als begründete Fälle gelten zunächst ohne jede weitere Einschränkung alle EEG- und KWKG-Anlagen (wobei ein Pflicht-Roll-out nur bei Anlagen größer 7 kW angeordnet ist), Anlagen nach § 14a EnWG (die eine zentrale künftige Herausforderung für den Netzbetrieb bilden werden) sowie Jahresverbräuche größer 20.000 kWh.

In anderen als den definierten begründeten Fällen, können weitere Netzzustände nur mit einer datenschutzrechtlich belastbaren Einverständniserklärung der Betroffenen erhoben werden, wie dies im Projekt mittels Teilnehmervereinbarungen geschah. In der Realität des Netzbetriebs zeigt sich bereits heute, dass kritische Punkte mitunter am Ende eines Netzstranges liegen. Ob der letzte mit einem iMSys erschlossene oder erschließbare Messpunkt dort dann aber als begründeter Fall nach § 56 MsbG gilt, ist zumindest zweifelhaft.

Das bedeutet aber, der Netzbetreiber, auch in seiner Rolle als gMSB, wird in vielen Fällen gezwungen sein, mit einzelnen Kunden entsprechende Vereinbarungen zu treffen und dauerhaft zu verwalten. Dieses offensichtlich aufwändige Verfahren dürfte dazu führen, dass zahlreiche VNB in kritischen Fällen und Netzsituationen eher auf Messungen setzen, die betriebsseitig aufgebaut werden und zu deren Umsetzung es keiner Zustimmung bedarf, obwohl die Daten bereits im iMSys erfasst sind.

Volkswirtschaftlich und technisch sinnvoller ist jedoch die Nutzung der iMSys zur Erhebung der Netzzustandsdaten durch den VNB, weshalb die entsprechenden Regelungen unter Einbindung des BSI und der zuständigen Datenschutzbeauftragten vereinfacht werden sollten.

Messtechnik weiterentwickeln

Neben der zuvor diskutierten Frage wäre es aus Sicht der in DESIGNETZ engagierten iMSys-Anwender sinnvoll, zeitnah die Geräte um folgende Funktionen zu erweitern oder nach folgenden Grundüberlegungen weiterzuentwickeln:

- **SMGW nicht überfrachten.** Funktionen, die sowohl die Geräte selbst als auch den Betrieb erheblich verteuern würden, sollten nach Möglichkeit in den angeschlossenen Systemen und Geräten oder technischen Komponenten abgebildet werden. So ist zum Beispiel bei Submetering die Verarbeitung der Messwerte durch das SMGW nicht immer erforderlich und sollte stattdessen über den CLS-Kanal erfolgen (Durchrouten der Messwerte plus Verarbeitung im Backend).
- **Intelligentes Steuern von Lasten und Einspeisern.** Für einen schnellen Roll-out bei EEG-/KWK-/14a-Anlagen sollte kurzfristig die Nutzung des CLS-Kanals zur Steuerung plus FNN-Steuerbox sowie die Protokollierung der Steuerungshandlungen im Backend ermöglicht werden. Bereits heute sind für viele Bestandsanlagen Ersatzinvestitionen für herkömmliche Rundsteuertechnik erforderlich. Die Fertigstellung des im BSI-Task-Force-Prozess diskutierten Zielmodells wird allerdings noch einige Jahre in Anspruch nehmen.
- **Doppelanfahrten und Betrieb paralleler Infrastrukturen vermeiden.** Eine Steuerung über das SMGW mit Abbildung und Protokollierung der Steuerungshandlungen im SMGW bedingt einen sehr hohen Entwicklungs- und Zertifizierungsaufwand. Diese Weiterentwicklung wird nicht vor 2025 erreicht werden können, denn hierzu müssen die Schritte des Task-Force-Prozesses (Erarbeitung technischer Eckpunkte, Weiterentwicklung und Konsultation Schutzprofil/Technische Richtlinie, Entwicklungsarbeiten der SMGW-Hersteller, Zertifizierung der weiterentwickelten SMGW sowie die Erarbeitung und Einführung der Marktprozesse und der Koordinierungsfunktion) erfolgreich abgeschlossen sein.
- **Fortentwicklungen des SMGW effizient gestalten.** Firmware-Updates müssen im Bestand eingebracht werden können, um damit Stranded Investments zu vermeiden.

- **Messung von Ladevorgängen nicht überfrachten.** Bei öffentlich zugänglichen Ladeinfrastrukturen sollen gemäß BSI auch einzelne Ladevorgänge gemessen und über das SMGW abgewickelt werden. Dies bedeutet, dass das SMGW nicht nur den Netzübergabezähler, sondern auch die Zähler erfassen muss, die zur Abrechnung der einzelnen Ladevorgänge Verwendung finden (Ladepunktzähler). Aus Sicht des EnWG wird aber die Ladeinfrastruktur selbst als Letztverbraucher charakterisiert. Insofern widerspricht das Ansinnen des BSI unserer Rechtsauffassung, nach der einzelne Ladepunktzähler nicht dem Anwendungsbereich des MsbG unterliegen und SMGW nur am Netzzähler zum Einsatz kommen. Nach EnWG stellen die Ladesäule selbst und der hier auflaufende Gesamtverbrauch einen Letztverbraucher dar, für den eine Ausstattungspflicht mit einem iMSys besteht.

- **Funktionierende Bestandstechnik nicht übereilt ablösen.** Keine mittelfristige Nutzung des SMGW als Ersatz für existierende und gut funktionierende Netzleittechnik und Netzbetriebsmittel gerade in höheren Netzebenen. Die heutige Fernwirktechnik, die bereits dem IT-Sicherheitskatalog entspricht und Teil des ISMS des VNB ist, zu erhalten und weiterzuentwickeln, erscheint erfolgversprechend und entspricht der gelebten Praxis.

Mehr Intelligenz: Für ein Verteilnetz mit IQ

Die Kernfrage in diesem Zusammenhang ist: Fördert oder hemmt die bestehende Regulierung die erforderlichen Investitionen und Innovationen? Was benötigt Regulierung, damit die für eine erfolgreiche Energiewende essenziellen Investitionen und Innovationen in den Verteilnetzen auch umgesetzt werden können?

Investitions- und Innovationsfähigkeit im Regulierungsrahmen

Die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien kann nur durch eine gut ausgebaute Strominfrastruktur gewährleistet werden. Innovationen werden einen ganz wesentlichen Beitrag dazu leisten, dass der dafür erforderliche Netzausbau so effizient wie möglich stattfinden kann und wird. Hierzu sind erhebliche Investitionen in klassische und innovative Betriebsmittel notwendig, um eine moderne Infrastruktur zu ermöglichen. Dies zeigen auch Berechnungen der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“, die in Abhängigkeit der Szenarien für Elektrifizierung und Ausbau erneuerbarer Energien einen drei- bis fünfmal so hohen Investitionsbedarf bis 2050 im Verteilnetz gegenüber einer Fortschreibung des Status Quo und einer gleichzeitigen Abmilderung (-21 Prozent bei maximaler Elektrifizierung) durch die Nutzung netzdienlicher Flexibilität ermitteln.

Entscheidend für das Vertrauen der VNB in das Regulierungsregime ist ein stabiles positives Umfeld bei Politik und Regulierungsbehörden, das optimale Voraussetzungen für Investitionen und Innovationen bietet. Was bedeutet dies nun konkret für die Regulierung?

Das Wesen von Innovationen erkennen

Wenn es darum geht, Innovationskraft zu fördern, spielt einerseits die ökonomische Anreizwirkung der Regulierungslogik und andererseits die Haltung und die Regulierungspraxis der Regulierungsbehörde eine entscheidende Rolle.

Bislang gibt es keine Anhaltspunkte dafür, dass das jetzige Anreizregulierungsmodell innovative Ansätze grundsätzlich verhindert, sofern sie denn tatsächlich effizienter sind als klassische Lösungen. Das Benchmarking der Gesamtkosten (bestehend aus OPEX (Operational Expenditures) und CAPEX (Capital Expenditures), respektive Betriebs- und Investitionskosten) motiviert Netzbetreiber stets, die Gesamtkosten zu minimieren.

Eine indirekte Benachteiligung „innovativer Maßnahmen, die häufig die Eigenart haben, OPEX-intensiver zu sein als herkömmliche Ansätze“ gibt es dennoch, nämlich durch den Zeitverzug der Kostenerstattung bei erstmaligem Auftreten von OPEX jenseits des Basisjahres, gegenüber der sofortigen Anerkennung via jährlichem Kapitalkostenabgleich.

Innovative Verfahren sind erfahrungsgemäß zunächst kostenintensiver als herkömmliche Methoden und beinhalten zudem anfänglich höhere Risiken. Die Entscheidung, in Innovationen zu investieren, ist eine unternehmerische Entscheidung in der Erwartung, im Zeitverlauf dadurch einen Wettbewerbsvorteil gegenüber der Konkurrenz zu erzielen. Eine Erfolgsgarantie gibt es dabei nicht.

Hinzu kommt, dass Innovationen optimalerweise aus den Gewinnen des Bestandsgeschäfts finanziert werden müssen, also zunächst einen Nachteil darstellen. Höhere Preise bei Kunden zu verlangen, um künftig effizientere Geschäftsprozesse zu etablieren oder ein innovatives Produkt anbieten zu können, ist in wettbewerbsorientierten Märkten jedoch unmöglich. Trotzdem ist das „Innovieren“ in der Regulierungslogik grundsätzlich angelegt. So können Netzbetreiber zum Beispiel in einer Regulierungsperiode eine geringere Effizienz und damit höheren Kostendruck in Kauf nehmen, um in den nächsten Perioden dann einen neuen Effizienzstandard zu setzen.

Energieversorgung und Netzbetrieb werden durch Energie-wende, Systemumbau und vor allem die Digitalisierung, die einen immensen Lösungsraum zur Gestaltung dieses Umbaus ermöglicht, immer innovativer, heterogener und für die Netzbetreiber risikoreicher. Investiert ein VNB in Innovationen, besteht immer das Risiko, dass diese nicht den gewünschten Erfolg bringen. Investiert er nicht, riskiert er, den Anschluss an neue, künftige Marktstandards zu verlieren.

Das Risiko bei Investitionen in Innovationen hat sich auch in DESIGNETZ gezeigt: Trotz der positiven Erfahrungen mit einem Netzautomatisierungssystem wurde das Produkt vom Hersteller eingestellt, sodass der betroffene Netzbetreiber nun auf andere Hersteller und Produkte setzen muss. Diese Veränderung des unternehmerischen Risikos muss sich bei der Bestimmung der Eigenkapitalkosten, sprich in der EK-Verzinsung, wiederfinden.

Die Zeit drängt

Geschieht dies nicht, ist davon auszugehen, dass die für den Systemumbau und damit für den erfolgreichen Klimaschutz elementar benötigten Investitionsmittel im globalen Wettbewerb um Kapital nicht bereitgestellt werden. Auch die präzise Abbildung der zunehmenden Heterogenität im Benchmarking-Modell ist entscheidend dafür, dass sich die im Modell prinzipiell angelegte Anreizwirkung zur Förderung innovativer Ansätze entfalten kann. Für den Fall, dass die dem Regulierungssystem immanente Fähigkeit, Innovationen anzureizen, nicht schnell genug wirkt, sollten zusätzliche Innovationsanreize erwogen werden, um notwendige Transformationen des Energienetzes zeitgerecht zu realisieren.





Bei all diesen Maßnahmen ist jedoch zu bedenken, dass die Gewinnmöglichkeiten selbst bei außergewöhnlichen Innovationen durch die Marktregulierung begrenzt sind. Efficiency Carry Over-Ansätze oder eine Ausweitung des Supereffizienzbonus könnten hier Instrumente sein, die Abhilfe schaffen könnten. Allerdings besteht über DESIGNETZ hinaus noch Forschungsbedarf, ob hier überhaupt Verzerrungen in nennenswerter Größenordnung vorliegen und Handlungsbedarf besteht. Denn hinsichtlich seiner Entwicklungs- und Innovationszyklen ist das Netzgeschäft kaum vergleichbar mit der IT- oder Telekommunikationsbranche und ihren Game Changern, wie zum Beispiel dem Apple iPhone.

Politik und Regulierung müssen Innovationen ermöglichen

Neben den ökonomischen Anreizen des Regulierungsregimes hat auch die Regulierungspraxis der zuständigen Behörde Einfluss auf die Innovationsfähigkeit eines Netzbetreibers. Deren ureigenste Aufgabe ist es natürlich, die von Netzbetreibern beantragten Kosten auf ihre Betriebsnotwendigkeit zu prüfen. Ebenso muss sie sicherstellen, dass der Einsatz innovativer Technologien oder Konzepte keine negativen und verzerrenden Rückwirkungen auf die Entwicklungen des Marktes hat.

Hier geht es aber darum, dass Innovationen in erster Linie durch ein positives öffentliches Innovationsumfeld gefördert werden. Insbesondere bei vergleichsweise riskanten oder unsicheren Innovationsentscheidungen ist es wichtig, den VNB zu signalisieren, dass Politik und Regulierung neue Entwicklungen begrüßen und unterstützen, anstatt mit zu großer Skepsis das Vertrauen der VNB zu beeinträchtigen.

Deutschland erweist sich mit Blick auf die zeitnahe Umsetzung von Ergebnissen aus Förderprojekten häufig als nicht sehr innovationsoffen. Erforderlich wäre ein 360-Grad-Bekenntnis aller Handelnden, verbunden mit einem entschlossenen Handlungs-, mindestens aber Unterstützungswillen. Innovationen einerseits zu fordern, diese aber in Kostenprüfungsverfahren nicht anzuerkennen, führt zu einem unlösbaren Zielkonflikt und steht einem funktionierenden, das Unternehmertum der Netzbetreiber fördernden, Anreizsystem entgegen.

§ 25a ARegV-Zuschlag für F&E-Kosten auf die Erlösobergrenze weiterentwickeln

Ziel der 2013 im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung eingeführten Vorschrift ist es, bei Netzbetreibern anfallende Kosten für Forschung und Entwicklung (F&E) teilweise in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen, wenn diese außerhalb des Basisjahres anfallen. Netzbetreiber sollen auf diese Weise bei der Forschung, Entwicklung und Demonstration von Technologien stärker eingebunden werden. Der Anreiz zur Forschung soll zudem durch § 25a ARegV verstärkt werden.

Danach ist von der Regulierungsbehörde auf Antrag ein Zuschlag für Kosten aus F&E in die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr einzubeziehen, wenn die Voraussetzungen des § 25a ARegV erfüllt sind. Hierbei sind nur F&E-Kosten von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben berücksichtigungsfähig, die durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes – insbesondere des Bundeswirtschaftsministeriums – bewilligt und fachlich betreut werden.

Der Zuschlag auf die Erlösobergrenze beträgt 50 Prozent der nach § 25 Absatz 2 ARegV berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens.

Kosten von F&E-Projekten sind dann einzubeziehen, wenn die entsprechenden Kosten weder angesetzt wurden, um das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze (EOG) zu nach § 6 ARegV Abs. 1 und 2 zu bestimmen, noch diese einen Teil des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV oder einer Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV darstellen. Dem Antrag sind Zuwendungsbescheide und gegebenenfalls Zwischen- oder Verwendungsnachweise über den öffentlich geförderten Anteil der Gesamtkosten sowie der Jahresabschluss des Netzbetreibers beizufügen.

dem Sinn und Zweck der Förderung von F&E durch § 25a ARegV. Unternehmen, die mögliche Effizienzgewinne in gesamtgesellschaftlichem Interesse in F&E-Maßnahmen stecken, werden damit doppelt bestraft: Zum einen haben sie wegen der F&E-Maßnahmen einen schlechteren Effizienzwert und müssen ihre Erlösobergrenze stärker absenken, zum anderen können sie diese stärkeren Effizienzvorgaben – eben wegen der zusätzlichen Kosten der F&E-Projekte – überhaupt nicht erreichen.

Die Kosten von Fremdleistungen durch externe Dienstleister und Berater sind dem entgegen jedoch eindeutig von betriebsinternen Kosten abgrenzbar. Im Kalenderjahr der Antragsstellung können diese Kosten also eindeutig belegt und somit nachträglich berücksichtigt werden. Das wiederum motiviert Unternehmen zur Vergabe von Forschungsprojekten an externe Dienstleister.

Die im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ erarbeiteten Erkenntnisse sollen dazu beitragen, die im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziele zu erreichen. Die zentrale Rolle der Netzbetreiber wird dadurch begründet, dass zur Erfüllung dieser Ziele auch der Einsatz von Demonstrationsprojekten notwendig ist.

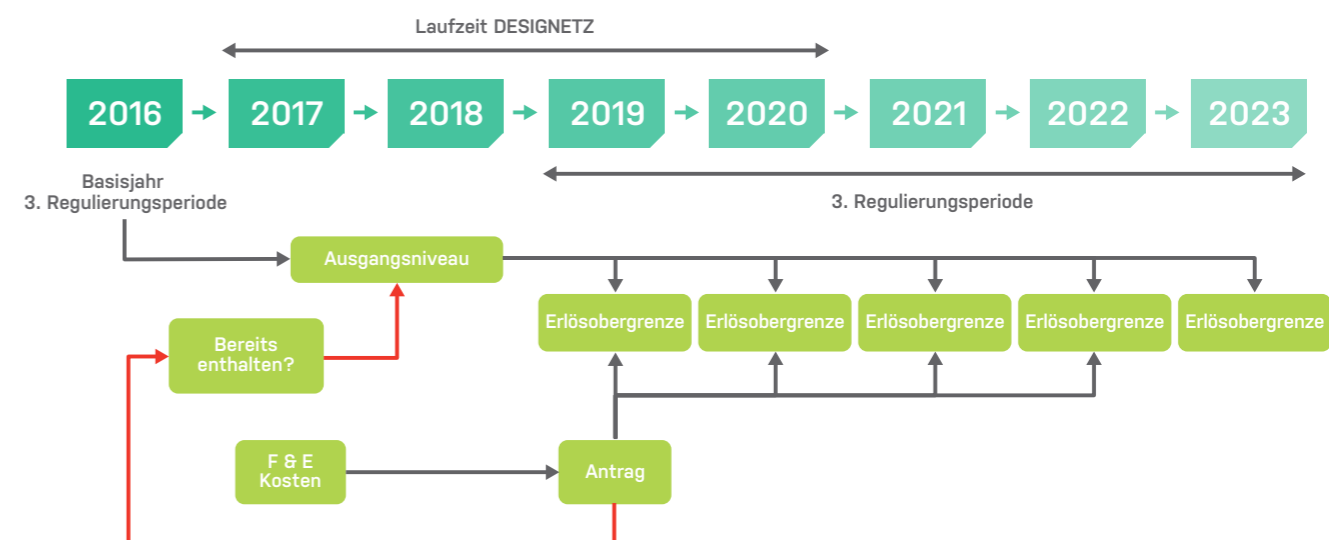


Abbildung 1: Prinzipbild § 25a ARegV im Kontext von DESIGNETZ

Eine große Herausforderung bei der Anwendung des § 25a ARegV ist die Nachweispflicht, dass entstandene Kosten nicht bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus im Basisjahr der entsprechenden Regulierungsperiode einbezogen worden sind. Es ist klar, dass damit eine doppelte Ansetzung der Kosten in der Erlösobergrenze vermieden werden soll. Personalkosten der Forschungsprojekte werden von den Regulierungsbehörden jedoch teilweise schon dann nicht anerkannt, wenn sie Mitarbeitern zugeordnet werden, die im Basisjahr lediglich anderen Tätigkeiten nachgingen.

Alein die Tatsache, dass ein Mitarbeiter eines aktuellen F&E-Projekts im Ausgangsniveau allgemein mit seinen Personalkosten enthalten ist und aufgrund dessen nicht bei der Zuschlagsberechnung berücksichtigt werden kann, widerspricht

Wenn Netzbetreiber im Hinblick auf den aktuellen § 25a ARegV ihre Forschungsarbeit zunehmend auslagern, werden weniger Erkenntnisse aus Forschungsprojekten bei diesen wesentlichen Akteuren der Energiewende verbleiben. Grundsätzlich sollte im Sinne der Förderung von F&E in der Prüfungslogik der Regulierungsbehörden auf eine Unterscheidung von Kostenbestandteilen nach „bereits im Ausgangsniveau enthalten“ und „nicht im Ausgangsniveau enthalten“ verzichtet werden.

Energiespeicher zu Zwecken des Netzbetriebs nutzen

Europäisches Recht lässt Eigentum und Betrieb von Speichern – wie dies beim DESIGNETZ-Teilprojekt EIChe Wettringen der Fall ist – und Sektorenkopplungsanlagen durch Netzbetreiber nur in Ausnahmefällen zu. Darüber dürfen Speicher, die Netzbetreibern gehören oder von ihnen betrieben werden, weder direkt noch indirekt (also auch bei zeitweisem Betrieb durch Marktteilnehmer) für wettbewerbliche Zwecke genutzt werden (single-use-Beschränkung).

Unter diesen Voraussetzungen können Effizienzpotenziale nicht realisiert werden, die sich durch Speichereigentum und -betrieb von Netzbetreibern in jenen Fällen ergeben, in denen der Markt die entsprechende Dienstleistung nicht zu sinnvollen Bedingungen erbringen kann. Ein Beispiel hierfür sind Batteriespeicher zum Engpassmanagement im Netz, die an sich oft und kurzfristig ändernden Standorten eingesetzt werden sollen.

Investitionen in Energienetze stärken: Standort Deutschland sichern

Als Voraussetzung für eine nachhaltige Industrie- und Wirtschaftspolitik muss die Leistungsfähigkeit der Energienetze erhalten und weiter ausgebaut werden. Dazu bedarf es kontinuierlicher Innovationen. Denn Energiewende und Klimaschutz erfordern einen fundamentalen Umbau der deutschen und europäischen Energieversorgung. Mit dem bevorstehenden Kohleausstieg tritt der Umbau in eine entscheidende Phase.

Umfangreiche Investitionen in die Energienetze sind in den nächsten drei Jahrzehnten erforderlich und stellen die Netzbetreiber vor steigende unternehmerische Risiken. Damit das benötigte Kapital verlässlich bereitgestellt werden kann, muss die Regulierung Investitionsbedingungen schaffen, die diese Entwicklungen berücksichtigen.

Denn: Auch für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschafts- und Industriestandortes Deutschland sowie die Sicherung von Arbeitsplätzen in allen Branchen sind gut ausgebaute und verfügbare Energienetze essenziell. Um die erheblichen volkswirtschaftlichen Folgen einer nicht zukunftsfähigen Infrastruktur zu vermeiden, benötigen Netzbetreiber einen verlässlichen, investitions- und innovationsfreundlichen Regulierungsrahmen.

Eigenkapitalzinssätze müssen investitionsfördernd, konsistent und langfristig verlässlich ermittelt werden

Bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze besteht Korrekturbedarf, denn die aktuelle Methodik ist nicht für die Energiewende gemacht und bekommt die Folgen der Finanz- und Wirtschaftskrise nicht adäquat in den Griff – allein hieran droht die Energiewende zu scheitern. Es muss der politische Mut aufgebracht werden, dieses Verzinsungsproblem jetzt für die vierte Regulierungsperiode (2023/2024-2027/2028) und darüber hinaus zu lösen.

Anfang der 2030er Jahre wird es zu spät sein, einer Unterfinanzierung in kritischen Jahren der Energiewende entgegenzuwirken. Denn dem langfristigen Charakter von Investitionen in Strom- und Gasnetze können nur stabile EK-Zinssätze gerecht werden: EK-Zinssätze müssen hierzu investitionsanreizend, konsistent und langfristig verlässlich sein. Nur so werden tragfähige Rahmenbedingungen für den Kapitaleinsatz geschaffen.

Derzeit erfolgt die Ermittlung der drei Kapitalkostenparameter (Basiszins, Marktrisikoprämie und Betafaktor) zur Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes äußerst inkonsistent, was insbesondere in der Wahl unterschiedlicher Referenzdaten und Zeiträume zur Ableitung der einzelnen Parameter begründet ist (10 Jahres-Durchschnitt für Umlaufrenditen deutscher Wertpapiere in Euro für Basiszins gegenüber Weltmarktdaten einer 115-jährigen Zeitreihe in US-Dollar für Marktrisikoprämie).

Da Investoren sich bei ihren Entscheidungen an den aktuellen Ertragserwartungen des Kapitalmarktes orientieren, muss den künftigen Risiko- und Renditeerwartungen bei der Zinssatzermittlung Rechnung getragen werden. Bisher erfolgt die Zinsermittlung jedoch rein retrospektiv auf Basis historischer Daten.

Aus Sicht von DESIGNETZ sollte die Festlegung der EK-Zinsen künftig angesichts der starken Verwerfungen an den nationalen Geld- und Finanzmärkten vor allem das Kriterium der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der resultierenden EK-Zinsen fokussieren. Ziel muss es sein, wesentliche ökonomische Inkonsistenzen der bisherigen Festlegungspraxis zu beheben. Vielversprechende Ansatzpunkte sind in dieser Hinsicht die Stärkung des internationalen Vergleichs und die Ausweitung der Rolle des deutschen Kapitalmarktes bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie.

Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Xgen) muss 0 Prozent betragen

Für die Bestimmung der Erlösobergrenze werden die Kosten der Netzbetreiber aus dem Jahr der Kostenprüfung mit dem Verbraucherpreisindex und damit der allgemeinen Preissteigerung inflationiert. Der Verbraucherpreisindex wird zusätzlich noch um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Xgen korrigiert, um Produktivitäts- und Einstandspreisdifferenzen zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft zu bereinigen.

Nach über zehn Jahren Anreizregulierung erscheint es nicht plausibel, dass die Netzbetreiber ihre Produktivität auch künftig stärker als die Gesamtwirtschaft erhöhen und ihre Einstandspreise weniger stark steigen werden. Vereinfachend muss von der Annahme ausgegangen werden, dass sich Einstandspreise und Produktivität von Gesamt- und Netzwirtschaft langfristig gleich entwickeln, solange keine signifikanten Unterschiede zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft nachgewiesen werden können.

Der sektorale Produktivitätsfaktor sollte mit null angesetzt werden, es sei denn die Regulierungsbehörde weist nach, dass dieser sich signifikant von null unterscheidet oder sogar negativ wird. Auch vor dem Hintergrund der deutschlandweit zu erwartenden langfristigen Folgen der Corona-Krise ist ein Xgen, der die Netzbetreiber belastet, nicht mehr zeitgemäß. Eine rechtssichere und dem Auftrag des Ordnungsgebers entsprechende Festlegung wird auf Grundlage der stark gestörten Makro-Daten zudem zunehmend unrealistisch.

Unterschiedliche Behandlung von OPEX und CAPEX muss gelöst werden

In der aktuell geltenden Regulierung werden unterschiedliche Kostenarten differenziert behandelt. So gibt es Unterschiede bei der Erlöswirksamkeit von wachsenden Kapital- und Betriebskosten in zeitlicher Hinsicht. Die Regulierungsbehörde ermittelt das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen durch eine Kostenprüfung. Durch die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Jahr 2016 wurde der Zeitverzug bei den Investitionsausgaben durch die Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs weitestgehend beseitigt und somit die Bedingungen für Netzbetreiber verbessert.



In Zukunft könnten allerdings weitere regulatorische Anpassungen notwendig sein, damit auch ausreichende Anreize für die Schaffung intelligenter Netze, zum Beispiel durch den Einsatz OPEX-intensiver Betriebsmittel, über Forschungsprojekte wie DESIGNETZ hinaus gesetzt werden.

Darunter sind Maßnahmen zu verstehen, wie zum Beispiel moderne Informations- und Kommunikationstechnik zur Steuerung und netzdienlicher Flexibilitätsnutzung von Erzeugern und Verbrauchern sowie intelligenter und innovativer Technologien. Dazu zählen zudem neue Spannungsregelungsverfahren, wie beispielsweise Weitbereichsregelungen, Line-Drop-Compensation-Maßnahmen, Längsregler und auch die bereits bekannten regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) und Speichertechnologien.

Durch Maßnahmen wie diese können die Netze optimal ausgebaut und betrieben werden, mit dem Ziel, die Gesamtkosten zu senken. Allerdings steigt damit häufig der Betriebskostenanteil, während der Investitionskostenanteil geringer ausfällt. Dies ist für Netzbetreiber nicht unbedingt wirtschaftlich attraktiv, da steigende Betriebskosten zurzeit aufgrund der Fotojahr-Logik erst mit einem Zeitversatz von bis zu sieben Jahren in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Zudem sind sie mit Unsicherheiten verbunden, wie zum Beispiel der Mittelwertbildung im Rahmen der Kostenprüfung, mit Kostenschwankungen und unklarer Abbildung auf der Output-Seite im Effizienzvergleich.

Um die Innovationsbereitschaft im Netzgeschäft zu fördern, wird es erforderlich sein, diese regulatorische Ungleichbehandlung von CAPEX (jahresgenau, seit Einführung Kapitalkostenabgleich) und OPEX (Basisjahr setzt Maßstab für gesamte Folgeperiode ohne Anpassungsmöglichkeit) zu überprüfen, ohne dabei die Investitionsbedingungen zu verschlechtern.

Als Lösungsansatz ist eine Positivliste denkbar, auf der Betriebskosten im Zusammenhang mit innovativen Ansätzen erfasst sind und diese Kosten als volatile Kosten eingeordnet werden. Sie unterliegen damit zwar den gewünschten Effizienzreizen, es wird aber ein jährlicher Ausgleich der Ist-Kosten vorgenommen und so der Nachteil des Zeitverzuges aufgelöst. Auch wenn Innovationen nicht unbedingt planbar sind, bietet eine solche Liste aus Sicht von DESIGNETZ bei regelmäßiger Überprüfung trotz des Nachteils der „Vorfestlegung“ auf bestimmte Technologien eine pragmatische Lösung.

Kalkulatorische Abschreibungsdauern an reale Innovationszyklen anpassen

Im Rahmen des Projekts wurde in innovative „smarte“ Netzbetriebsmittel investiert, deren Funktionsumfang über dem bisherigen Stand der Technik steht. Hierzu zählen beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT), bei denen durch Stufenschalter das Übersetzungsverhältnis während des Betriebs an die Anforderungen des nachgelagerten Verteilnetzes angepasst werden kann.

Dadurch wird sichergestellt, dass auch bei verstärkter Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen eine nahezu konstante Netzspannung beim Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden kann. Der Einsatz von RONT ist daher geeignet, andernfalls notwendigen Netzausbau zu vermeiden.

Die RONT-Technologie steht dabei beispielhaft für viele andere Technologien und Betriebsmittel, die künftig vermehrt die heutigen Standardbetriebsmittel ersetzen werden oder in relevanten Bereichen der Netze zum Einsatz kommen. Derzeit werden diese Anlagen regulatorisch der Anlagengruppe ‚Ortsnetztransformatoren‘ zugeordnet und somit nach StromNEV Anlage 1 über mindestens dreißig Jahre abgeschrieben. Nach Experteneinschätzung beträgt die technische Nutzungsdauer (ND) aufgrund der deutlich höheren thermischen Belastungen jedoch nur rund 20 Jahre.



Elektrochemischer
Batteriespeicher optimiert
Netzausbau

westnetz

Den RONT trotz dieses offensichtlichen Nachteils einzusetzen, kann mehrere Gründe haben: Einem vorliegenden Anschlussbegehren kann kurzfristig genügt werden, oder ein andernfalls notwendiger und kostenintensiver Netzausbau wird vermieden, jedenfalls aber verzögert. Der Netzbetreiber wägt folglich zwischen der erwartbaren geringeren Nutzungsdauer sowie dem RONT und den sich hiermit verbindenden Nachteilen und den möglichen Alternativen in jedem Einzelfall ab. Es ist daher zunächst nicht zu erwarten, dass RONT als eine Art Standardbetriebsmittel zum Einsatz kommen. Vielmehr handelt es sich um ein spezialisiertes Betriebsmittel, das in bestimmten Situationen einen wichtigen Lösungsbeitrag leisten kann.

Aufgrund der geringeren Nutzungsdauer des RONT im Vergleich zu konventionellen Transformatoren ist daher absehbar, dass Anlagen dieser Art vor der vollständigen Refinanzierung über die Netzentgelte ersetzt werden müssen.

In der aktuellen Regulierungspraxis kann die dadurch entstehende Kostenlücke nur durch einen Anlagenabgang in der Kostenprüfung geschlossen werden. Offensichtlich werden sich entsprechende Anlagenabgänge aber auch außerhalb von Basisjahren ereignen, und die bisherige Prüfungspraxis der Regulierungsbehörden sieht vor, einen durchschnittlich zu erwartenden Anlagenabgang ins Zentrum der Betrachtung zu stellen. So besteht die Gefahr, dass die Netzbetreiber einen relevanten Teil der zusätzlichen Kosten nicht weitergeben können, weil der Wert des Basisjahres mit der Dynamik einer zunehmend smarteren Netzinfrastruktur nicht Schritt hält.

Die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern für neue, smarte Betriebsmittel sind in der Regel zu lang bemessen. Dies steht aus Sicht von DESIGNETZ ein lösbares Problem dar, welches bei der nächsten Überarbeitung des Regulierungsrahmens anzugehen ist.

Aus Sicht von DESIGNETZ bestehen folgende Optionen:

- Einführung einer Anlagengruppe „Smarte Ortsnetzstationen“ mit einer insgesamt niedrigeren betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer. Offensichtlich wäre dies nicht nur im Beispiel der RONT notwendig, sondern auch bei einer ganzen Reihe weiterer Betriebsmittel, was jedoch einen vergleichsweise hohen Aufwand erfordern würde.
- Einführung einer Sammelanlagengruppe „Smart“ mit einer Standardnutzungsdauer von beispielsweise 20 Jahren, in die die Netzbetreiber alle Anlagen buchen könnten, von denen sie erwarten, dass sie die höhere betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der Anlagengruppe, in die sie eigentlich zu verbuchen wären, nicht erreichen. Um zu verhindern, dass einzelne Netzbetreiber sich einseitig zu optimieren suchen, könnte der Ordnungsgeber zunächst einen maximalen Anteil der Jahresinvestitionen vorgeben, die ein Netzbetreiber ohne weitere Begründung in diese Anlagengruppe buchen könnte. Eine stetige Kontrolle des Verhaltens wäre über die Spitzabrechnung des Kapitalkostenaufschlags über das Regulierungskonto ohnehin sichergestellt.

Des Weiteren ist bei der Steuerungstechnik eines RONTs oder sekundärtechnischen Netzmanagementsystemen zu prüfen, ob die bislang festgelegten regulatorischen Nutzungsdauern sachgerecht sind und ob eine Orientierung der regulatorischen, an den betriebsüblichen Nutzungsdauern vollzogen werden kann.



Kostenklasse für IKT einführen

Das im Projekt entwickelte Energiesystem der Zukunft basiert maßgeblich auf dem Einsatz von betriebskostenintensiver Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Die eingesetzte IKT verbessert die Auslastung der Netze und erhöht die Versorgungssicherheit, weshalb DESIGNETZ mit stark steigendem Einsatz von IKT über das F&E-Vorhaben hinaus rechnet.

Durch die Einführung einer neuen Kostenklasse IKT-EX (Betriebskosten für Informations- und Kommunikationstechnologie) würde eine gezielte Förderung von steigenden IKT-Kosten ermöglicht werden. Für diese müsste eine abweichende Regelung im Vergleich zu klassischen OPEX gelten, die eine kurzfristige Anerkennung von IKT-Kosten zulassen. Grundvoraussetzung hierfür ist eine möglichst trennscharfe Abgrenzung von IKT-basierten Netzbetriebsmitteln von klassischem Netzausbau.

Die Abgrenzung muss, zum Beispiel über eine Positivliste, einfach und ohne Mikromanagement der BNetzA anwendbar sein und zugleich vermeiden, dass Netzbetreiber Standardinvestments als IKT-Kosten geltend machen. Dies könnte auf Basis eines Zielnetzansatzes erfolgen, bei dem die Anerkennung dieser Betriebskosten für neuartige Lösungsoptionen über die Anerkennung als volatile Kosten erfolgt.

Vereinfacht geht es um die Annäherung der Behandlung von innovativen, IKT-basierten Betriebskosten und Kapitalkosten mit dem Ziel, Verzerrungen der Erlöswirksamkeit zulasten betriebskostenintensiverer innovativer Lösungsoptionen abzubauen. Beim Einbezug als volatile Kosten in den Effizienzbenchmark wird nicht nur eine gleichwertige Behandlung zum Beispiel mit Kapitalkosten sichergestellt. Netzbetreibern werden darüber hinaus weiterhin Anreize geboten, neuartige Technologien nur im effizienten Umfang einzusetzen.

Eine zusätzliche Anreizwirkung könnte dadurch erzielt werden, die Kosten innerhalb der Periode zumindest teilweise von den Erlösen zu entkoppeln. Über eine Positivliste, die ein weites Spektrum an Technologien und Betriebskosten für neuartige Lösungen abbildet, kann die erforderliche Technologieneutralität sichergestellt werden. Ein solcher Ansatz wäre auch ohne grundlegende Ordnungsänderung machbar, wenn diese als Verfahrensregulierung ausgestaltet würde.

Gasnetze und Power-to-Gas: Wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung

Für eine sichere Energieversorgung ist Deutschland auch in den kommenden Jahrzehnten auf den Energieträger Gas und die Gasinfrastruktur angewiesen. Für eine vollständige Dekarbonisierung bis 2050 wird fossiles Gas jedoch sukzessive durch „grünes Gas“ ersetzt werden müssen, das neben der direkten Nutzung erneuerbarer Energie zur Stromerzeugung eine entscheidende Säule der Energiewende in allen Sektoren sein wird.

Überall dort, wo eine direkte Elektrifizierung technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, wird „grünes Gas“ einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten, zum Beispiel in der Schifffahrt, im Schwerlast- und Flugverkehr, in Industrieprozessen sowie im Gebäudebestand insbesondere zu Heizwecken.

Neben Biogas und Biomethan hat in erster Linie Wasserstoff hierbei den größten Anteil, da er sowohl direkt nutzbar als auch als Ausgangsstoff für viele weitere Produkte dient, wie beispielsweise für synthetisches Methan (SNG) und synthetische Flüssigkraftstoffe.

Weil Deutschland in Sachen Energieversorgung auch in Zukunft nicht autark sein wird, kommt der national und international gut ausgebauten Gasinfrastruktur bei der Deckung des Importbedarfs an erneuerbarer Energie bis 2050 eine substantielle Rolle zu: Erneuerbare Energie, auch in Form von Wasserstoff, kann über bestehende Gasleitungen oder Schiffe nach Deutschland transportiert werden.

Im Zusammenspiel mit der bestehenden Infrastruktur ist „grünes Gas“ darüber hinaus speicherbar und bietet gute Voraussetzungen, um volatile erneuerbare Energien in das Energiesystem zu integrieren („Nutzen statt Abregeln“). Das Power-to-Gas-Potenzial (PtG) in Deutschland etwa bietet ausreichend Flexibilitätsoptionen, mit denen sich das Energiesystem durch die intelligente Verknüpfung aus Strom, Gas und Wärme optimieren und die Versorgungssicherheit erhöhen lässt. Zudem kann auf diese Weise kostenintensiver Stromnetzausbau punktuell reduziert werden.

Schon heute sind 95 Prozent der EE-Anlagen deutschlandweit an das Stromverteilnetz angeschlossen, und auch die Sektorenkopplung wird zu einem großen Teil auf der Verteilnetzebene umgesetzt werden. Was im Strom schon Realität ist, dezentrale Erzeugung und Gewährleistung von Versorgungssicherheit, wird deswegen zunehmend auch für Gas gelten und Teil des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft sein.

Wasserstoffwirtschaft: Wie der Hochlauf gelingt

PtG-Anlagen können Strom aus Windkraft- und Solaranlagen in „grünes Gas“ umwandeln. Dieser grüne Wasserstoff oder – in einem weiteren Schritt erzeugtes synthetisches Methan – kann direkt in die Gasverteilnetze eingespeist werden. Mit lokal angepassten Lösungen kann „grünes Gas“ direkt beim Kunden zur Dekarbonisierung in der Mobilität ebenso wie in der Wärmeversorgung und in industriellen Prozessen eingesetzt werden. Gleichzeitig ist damit möglich, Schwankungen in der Stromerzeugung erneuerbarer Energie auszugleichen und gleichzeitig Energie zu speichern.

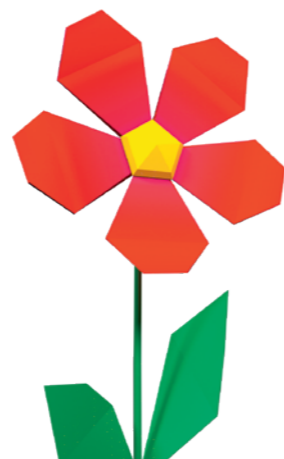
Mittel- bis langfristig wird sowohl über dezentrale PtG-Anlagen, wie im Teilprojekt „PtG Ibbenbüren“, als auch über die Anbindung an das geplante Wasserstoff-Fernleitungsnetz in den Verteilnetzen, die gewünschte Menge „grüner Gase“ dem Erdgas beigemischt oder bei Bedarf auch eine regionale Versorgung mit reinem Wasserstoff umgesetzt.

Dazu müssen die Verteilnetze „H₂-Ready“ sein, was bedeutet, dass bei Erneuerung und Neubau ausschließlich wasserstofftaugliche Komponenten verwendet werden. Die höheren Investitionen für den Einsatz H₂-verträglicher Komponenten müssen jedoch auch refinanzierbar sein, also ohne Einschränkungen von der Regulierungsbehörde anerkannt und auf die Gasnetzentgelte umgelegt werden können. Alternativ könnten diese Kosten natürlich auch über den Energie- und Klimafonds getragen werden.

Grundsätzlich sollte durch eine gezielte Regulierung und entsprechende Parameter im Benchmark vermieden werden, dass Netzbetreiber, die in wasserstofffähige Betriebsmittel investieren, benachteiligt werden. Es müssen vielmehr langfristig verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, da es sich bei einer derzeit kalkulatorischen Leitungsnutzung von rund 40 Jahren um entsprechend langfristige Investitionen handelt.

Des Weiteren sind eine Reihe weiterer regulatorischer Anpassungen nötig, um den zügigen Markthochlauf von Power-to-Gas sowie der Wasserstoff- und Grüngas-Nutzung zu erreichen:

- **Entlastung des Strompreises.** Da Wasserstoff mittels PtG aus grünem Strom produziert werden kann, muss Strom generell günstiger werden, indem Abgaben und Umlagen sinken. Weil eine PtG-Anlage kein Endverbraucher ist, die den Strompreis belastenden Bestandteile (Stromsteuer, Mehrwertsteuer und EEG-Umlage) aber Endverbraucherabgaben sind, müssen diese bei der Erzeugung von Wasserstoff mittels PtG entfallen.
- **Markteinführungsprogramm.** Um den Markthochlauf von Power-to-Gas-Anlagen zu unterstützen, sollten möglichst bald die erforderlichen Kapazitätsausschreibungen mit einer breiten Beteiligung von Akteuren erfolgen.
- **Grüngas-Quote.** Gleichzeitig muss der Anteil fossiler Gase kontinuierlich zurückgefahren und der Absatz an „grünem Gas“ gesteigert werden. Dies kann zum einen über eine stärkere Beteiligung von fossilen Energieträgern an den Energie-wendekosten über eine CO₂-Bepreisung, zum anderen über die Einführung einer technologie- und herkunftsoffenen Grüngasquote oder einer Treibhausgasminderungsquote erreicht werden.
- **Anerkennung als erneuerbare Energie und Einsatz im Wärmemarkt.** Im laufenden Gesetzgebungsprozess zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) sind „grüne Gase“ gleichberechtigt als erneuerbare Energien anzuerkennen. Zudem muss der Wärmesektor selbstverständlicher Teil der nationalen Wasserstoffstrategie sein. Der Wärmesektor weist im Vergleich zu den anderen Sektoren die höchsten Wasserstoffverträglichkeitswerte der Endgeräte auf und bietet daher ein besonders hohes Dekarbonisierungspotenzial. H₂-Beimischungen von 20–30 Prozent sind mit relativ geringem Aufwand umsetzbar. Dagegen ist ein „All electric“-Ansatz – insbesondere im Gebäudebestand – nicht realistisch.



Der VNB als System Integration Facilitator

Während gemäß der Europäischen Kommission die „Sektorenkopplung“ als Verbindung der Strom- mit den Gasnetzen (d. h. Power-to-Gas) definiert wird, ist unter „Sektorenintegration“ die Nutzung der Endenergie, bspw. im Verkehrs- oder Wärmesektor, zu verstehen. Dabei ist effiziente Sektorenintegration, die Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme und Mobilität umfasst, dort notwendig, wo immer eine vollständige Elektrifizierung nicht möglich oder nicht sinnvoll ist. Dies erfordert die Nutzung von Flexibilität aus Erzeugung, Speicherung und Verbrauch sowie aus Sektorenkopplung im Sinne von Power-to-Gas.

Die sich daraus ergebenden Optionen müssen sowohl im Rahmen einer integrierten Netzplanung als auch eines über die Sektoren hinweg optimierten Netzbetriebes genutzt werden. In diesem Sinne müssen die Aufgaben des Strom-VNB hin zu einem System Integration Facilitator erweitert werden, dessen Aufgabe darin besteht, die Sektorenintegration zu ermöglichen. Dahingehend sollte vermieden die Teilprojekte „Power-to-Heat Werne“ und „Power-to-Gas Ibbenbüren“ Engpässe sowohl im Strom- als auch im Gasnetz, während der „Elektrodenkessel“ der STEAG Strom- und Fernwärmenetze optimiert. Eine Kombination der verschiedenen Anlagen führt, wie dies auch in DESIGNETZ im System Cockpit erfolgt, nachweisbar zu den gewünschten Optimierungseffekten.

Nur mit einer optimierten lokalen und regionalen Integration des Energiesystems wird es möglich, die Energiewende von unten nach oben zu strukturieren. Die in Teilprojekten und der IKT-Landschaft implementierte dezentrale Struktur ist die Voraussetzung einer angemessenen Transparenz, einer sinnvollen Partizipation und somit einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende.

Prosumer, wie die Einfamilienhäuser des Teilprojekts „Energiestudio Rheinhessen: Galerie Markt/Kunde“, sind die kleinsten der optimierten integrierten Energiesysteme. Von besonderer Bedeutung sind jedoch auch deren Verknüpfung mit Energiegemeinschaften oder kommerzielle Systemoptimierungen. Auf regionaler Ebene können Teilnetze oder ganze Verteilnetze energieträgerübergreifend optimiert werden, soweit dies energiewirtschaftlich sinnvoll ist. Solche lokalen und regionalen Energiesysteme sind wesentlich, um die technische und organisatorische Komplexität eines integrierten Energiesystems zu beherrschen.



Die Koordination optimierter Energiesysteme in Systemplanung und -betrieb ist eine regulierte Aufgabe, die von einem entsprechend kontrollierten Akteur durchzuführen ist. Insbesondere für Energiesysteme, die eine gewisse Größe übersteigen, erscheint eine Optimierung allein durch Marktmechanismen kaum möglich. Deshalb sollten regulierte Unternehmen, also die Verteilnetzbetreiber für Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme, diese Aufgabe übernehmen. Dabei haben optimale Anreize für die verschiedenen Marktteilnehmer eine entscheidende Funktion, indem sie Verteilnetzbetreiber zu Koordinatoren machen, die die Systemintegration proaktiv fördern.

In einem ersten Schritt sind deshalb die Kooperationsanforderungen zwischen den Betreibern von Strom-, Gas- und Wärmeverteilnetzen fortzuentwickeln. Dabei sollten insbesondere die Schnittstellen zwischen den Verteilnetzbetreibern ausgestaltet und – wo sinnvoll – definiert werden. Darüber hinaus ist demnach den Verteilnetzbetreibern die regulierte Rolle eines System Integration Facilitators zuzuweisen, die auch die regulatorische Anerkennung der damit verbundenen Kosten bedingt. Diese neue Rolle sollte in den kommenden Jahren genauer definiert werden.

Ergebnisse und Erkenntnisse

Aufgrund der angestrebten Klimaneutralität Deutschlands in nur 30 Jahren wird das Tempo der Dekarbonisierung in den kommenden Jahren erheblich steigen, wodurch Investitionen in Innovationen und Energieinfrastruktur noch stärker als bisher notwendig werden. Der wachsende Zubau an erneuerbaren Energien, die Elektrifizierung, die steigende Gleichzeitigkeit von flexiblen Verbrauchern, aber auch wo nötig der Umstieg auf die Wasserstoffwirtschaft: All dies wird in Zukunft die Verteilnetze Deutschlands betreffen. Unsere Ergebnisse und Erkenntnisse aus den DESIGNETZ-Teilprojekten lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Die Rolle des Verteilnetzbetreibers wird sich wandeln: vom „Neutral Market Facilitator“ hin zum „System Integration Facilitator“ (Koordination optimierter Energiesysteme – Strom, Gas, Wasserstoff, Wärme, Mobilität).
- Auch in Zukunft wird in erheblichem Umfang **Netzausbau** für die Integration der erneuerbaren Energien und die Dekarbonisierung der Verbrauchsseite nötig sein. Es ist daher eine wesentliche Aufgabe eines regulatorischen Gesamtsystems der Zukunft, eine eindeutig wachsende Infrastruktur (Stromnetz) sowie sich im Wandel befindende Infrastrukturen (Gasnetz, Wasserstoffnetze und in Teilen auch Wärmenetze) passgenau zu begleiten. **Innovationen**, wie die Digitalisierung der Netze und netzdienliche Flexibilität, werden einen Beitrag dazu leisten, dass der erforderliche Netzausbau so effizient wie möglich stattfinden kann. Ein **investitions- und innovationsfreundlicher Rahmen** seitens Politik und Regulierung ist eine wichtige Voraussetzung, damit Netzbetreiber ihre Netze adäquat und zeitgerecht ausbauen und dabei zukunftsweisende Technologien erproben und implementieren können.
- Die Systematik zur Ermittlung des **Eigenkapitalzinssatzes** für Netzbetreiber ist aktuell weder konsistent, noch langfristig investitions- und innovationsanreizend. Ab 2024, und damit in entscheidenden Jahren der Energiewende, droht eine Unterfinanzierung der Netze. Bei der Zinsermittlung sind Inkonsistenzen zu beheben und die nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit ist nachhaltig sicherzustellen. Hierzu bedarf es einer Stärkung des internationalen Vergleichs.
- Die Ermittlung des **sektoralen Produktivitätsfaktors** weist diverse Rechtsunsicherheiten auf. Ein Wert größer null ist nach zehnjähriger Anreizregulierung kaum noch plausibel. Daher sollte der Wert auf null gesetzt werden, soweit keine signifikanten Abweichungen nachweisbar sind. Auch ein negativer Wert ist möglich.
- Der bis zu siebenjährige Zeitverzug bei der Anerkennung bestimmter **Betriebskosten** gefährdet den Einsatz innovativer, betriebskostenlastiger Lösungen. Daher wird eine neue **Kostenklasse für IKT** vorgeschlagen, die als „volatile Kosten“ ausgestaltet dennoch dem Effizienzvergleich unterliegen würde. Die **regulatorischen Nutzungsdauern** dürfen künftig kein Hindernis für den Einsatz innovativer Betriebsmittel bilden. Um dies zu erreichen, hat DESIGNETZ eine Reihe von Vorschlägen erarbeitet.
- Die **marktliche Beschaffung** von netzdienlicher Flexibilität hat gegenüber regulierten Ansätzen grundsätzlich Vorteile, es sei denn, missbräuchliches Verhalten von Marktteilnehmern kann in Folge von illiquiden Märkten und mangelndem Wettbewerb nicht ausgeschlossen werden.
- Die Steuerung von Verbrauchern in der Niederspannung gemäß **§ 14a EnWG** ist gerade mit Blick auf den vorherigen Punkt ein sinnvolles Instrument zur optimalen und effizienten Gestaltung des Netzausbaus und sollte möglichst langfristig, einfach und transparent ausgestaltet sein. Es sind Instrumente zu entwickeln, die dem VNB die **Zuschaltung von Lasten** ermöglichen, um die Abregelung von erneuerbaren Energien zu vermeiden. Ein erster Ansatz hierzu ist die Weiterentwicklung des § 14a EnWG.
- Die Sondernetzentgelte gemäß **§ 19 (2) StromNEV** müssen der zunehmend dynamischeren Netzsituation angepasst werden, ohne dass Bandlastkunden ihren Anspruch auf reduzierte Netzentgelte vollständig verlieren.
- Zur Nutzung der Potenziale „grüner Gase“ sollten bei Erneuerung und Neubau von Gasnetzen insbesondere **wasserstoffkompatible Komponenten** eingesetzt werden. Die Mehrkosten hierfür sollten über die Netzentgelte, auch unter Einbeziehung von Mitteln aus dem Energie- und Klimafonds, refinanziert werden können. Der Markthochlauf von Wasserstoff sollte durch die Reduzierung von Umlagen und Abgaben, Kapazitätsausschreibungen, Grünas-Quoten und die Anerkennung als erneuerbare Energie im Wärmemarkt unterstützt werden.
- Die Nutzung der mit **intelligenten Messsystemen** grundsätzlich erhebbaren **Netzzustandsdaten** durch den VNB sollte ausgeweitet und vereinfacht werden.

Autoren

Jan Budke, Oliver Franz, Torsten Knop, David Riemenschneider, (E.ON SE)
 Marius Böcker, Elke Samjeske (EWR Netz GmbH)
 Henri Oliveras, Steven Rink (Stadtwerke Saarlouis GmbH)
 Alexander Schalk (VSE AG)
 Stephan Heckmann, Klaus Landwehr, Andreas Schäfer (Westnetz GmbH)



PARTIZIPATION: ALLE AN DER ENERGIEZUKUNFT BETEILIGEN.





Mehr Partizipation: Damit alle die Energiewende mitgestalten können

DESIGNETZ hat technische Umsetzungsmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen sowie Lösungen zu deren Integration in das Energiesystem untersucht und demonstriert. Ebenso entscheidend wie die technische Machbarkeit ist jedoch die Bereitschaft auf Seiten der Prosumer und anderer Akteure, Flexibilität tatsächlich bereitzustellen.

Zu klären ist daher, unter welchen Bedingungen in Flexibilitäts-potentiale investiert und die dadurch möglichen Geschäfts-angebote akzeptiert und genutzt werden. Dazu müssen Flexibilitätsoptionen nicht nur technisch möglich, sondern für die Flexibilitätsanbieter auch wirtschaftlich attraktiv sein.

DESIGNETZ hat diese Frage für die nicht-energiewirtschaftlichen Marktteilnehmer, insbesondere private Haushalte, Industrie und Landwirtschaft (im Folgenden: „Nutzergruppen“) anhand ausgewählter Teilprojekte untersucht.

Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

- Zur Nutzung dezentraler Flexibilität mangelt es aktuell an tragfähigen Geschäftsmodellen.
- Haushalte möchten Risiken und Komplexität vermeiden und erwarten einen ökonomischen Mehrwert.
- Industrieunternehmen wollen die Kontrolle über ihre Anlagen behalten und brauchen Transparenz und verlässliche politische Rahmenbedingungen für Investitionen.
- Landwirte erwarten Planungssicherheit und vertrauenswürdige Partner.

Von besonderer Relevanz: Beteiligung und Akzeptanz

In einem ersten Schritt hat das Forschungsprojekt eine Vielzahl von Akzeptanzfaktoren aus der bestehenden Literatur und über Interviews mit Experten aus den Teilprojekten identifiziert, die grundsätzlich die Nutzung von Flexibilität hemmen oder fördern können¹.

Ergänzend dazu wurden in Interviews, Fokusgruppen, Workshops und Online-Befragungen die Bedürfnisse und Anforderungen der verschiedenen Nutzergruppen im Hinblick auf ein Angebot von Flexibilität konkretisiert. Alle Nutzergruppen hatten gemeinsam, dass sie im Rahmen des jeweiligen Teilprojektes konkrete Erfahrungen mit dem Einsatz einer Technologie sammeln sollten, die eine Flexibilisierung von Stromverbrauch und -erzeugung ermöglicht.

Akzeptanz und Partizipation im Kontext der Untersuchungen

Bei der Untersuchung der unterschiedlichen Akzeptanzfaktoren orientiert sich DESIGNETZ an den Grundlagen der Akzeptanzforschung. Diese unterscheidet zwischen Einstellungs- und Handlungsdimension von Akzeptanz sowie der normativen Dimension, die als Wegbereiter fungiert².

Während die Einstellungsdimension danach fragt, welche Einstellungen Personen zu einer Technologie oder ganz generell zu Innovationen haben, bezieht sich die Handlungsdimension auf die „aktive Akzeptanz“, die über die bloße Bereitschaft zum Handeln hinausgeht und sich demnach durch aktives Handeln ausdrückt. Hierunter fallen beispielsweise Entscheidungen wie der Kauf eines PV-Speicher-Systems.

¹ vgl. hierzu Mohaupt et al. 2018

² Schäfer und Keppler 2013

Weitere wichtige Einflussfaktoren im Prozess der Akzeptanzbildung sind soziale Normen, die die Einstellungen gesellschaftlicher Gruppen sowie die Handlungen von Individuen beeinflussen. Wenn beispielsweise eine positive Grundeinstellung zur Energiewende vorhanden ist und eine neue Technologie dem Kontext der Energiewende zugeordnet wird, wird diese Technologie eher als sinnvolle und notwendige Maßnahme akzeptiert.

Die wissenschaftliche Literatur bietet bis heute wenig belastbare Empirie über Faktoren, die die Handlungsakzeptanz beeinflussen. Insbesondere ist wenig erforscht, wie sich Akteure im konkreten Fall einer Flexibilisierung entscheiden würden und welche Befürchtungen und Hemmnisse oder fördernde Faktoren Einfluss auf ihre Entscheidung haben. Die Datenlage unterscheidet sich von Thema zu Thema wie auch zwischen den verschiedenen Akteursgruppen. Beispielsweise sind für die Akteursgruppe Industrie bereits einige Studien zum Thema Demand Side Management (DSM) zugänglich, für Gewerbebetriebe jedoch nicht.

Subjekt und Objekt im Kontext

Akzeptanz bedeutet, „dass jemand (oder ein näher zu definierendes Akzeptanzsubjekt) etwas (das Akzeptanzobjekt) innerhalb der jeweiligen Rahmen- oder Ausgangsbedingungen (Akzeptanzkontext) akzeptiert oder annimmt“³.

- Das **Akzeptanzsubjekt** bezeichnet Personen oder Gruppen, die eine neue Technologie akzeptieren. Im Falle der Untersuchungen von DESIGNETZ sind dies die bereits genannten Nutzergruppen.

- Das **Akzeptanzobjekt** ist das, was akzeptiert wird. Der Begriff bezieht sich auch auf die zugrundeliegenden Technologien und Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Speichertechnologien, Smart Meter oder flexible Prozesse.

- Unter dem Begriff **Akzeptanzkontext** werden alle Rahmenbedingungen subsumiert, die den Wahrnehmungs-, Bewertungs- und Entscheidungsprozess beeinflussen, der zur Einstellungsentwicklung führt⁴. Der Kontext kann stark variieren.

Unter der Kategorie Subjekt stehen Einstellungen, Werte oder Vorerfahrungen, die die Akzeptanz des Objekts beeinflussen. Ein Verständnis dieser Faktoren ermöglicht es, innerhalb der objektbezogenen Akzeptanz die Faktoren zu betonen, die die Handlungsakzeptanz am stärksten positiv beeinflussen.

Unter objektbezogenen Faktoren werden alle Faktoren subsumiert, die das Objekt charakterisieren, also zum Beispiel den Nutzen, den es bietet. Die Faktoren in der Kategorie Kontext setzen einen Rahmen sowohl für die Einstellungen des Subjekts als auch für den Gestaltungsspielraum des Objekts, lassen sich aber aus dem Projekt heraus nicht oder nur sehr langfristig beeinflussen. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Akzeptanzfaktoren, die im Rahmen der Untersuchungen analysiert wurden.

³ Schäfer und Keppler 2013, S. 16

⁴ Hüsing et al. 2002, Schäfer und Keppler 2013



Abbildung 1: Überblick der Akzeptanzfaktoren im Rahmen der Untersuchungen in DESIGNETZ

Die wesentlichen Ausgangsfragen

Zunächst wurden alle Teilprojekte in DESIGNETZ einem ersten Screening unterzogen und Kriterien für die Auswahl von Teilprojekten herausgearbeitet, die ein möglichst breites Spektrum von Technologien und Akteuren, aber auch möglicher Probleme bei der Einbindung widerspiegeln. Ein weiterer entscheidender Aspekt war die Übertragbarkeit der Lösung und der Ergebnisse sowie die Produktreife.

Generell dienen die Befragungen in den so ausgewählten Teilprojekten dazu, Vorbehalte und Sensibilitäten in verschiedenen Nutzergruppen zu ermitteln und diese mit Blick auf Hemmnisse oder Motivationen und deren Hintergründe zu analysieren. Dies sind die zentralen Aspekte:

- Welchen Nutzen bietet die Implementierung einer Flexibilität für die Nutzergruppen? Warum sollten sie investieren und einer Nutzung der Flexibilität zustimmen?
- Wie kann man vor dem Hintergrund der komplexen Thematik sicherstellen, dass potenzielle Anbieter einer Flexibilität eine fundierte Entscheidung treffen können? Wie sollte die Kommunikation rund um Flexibilitätsprodukte gestaltet sein?
- Wem vertrauen Nutzer und wie kann man Vertrauen aufbauen? Kann Vertrauen die Zustimmung trotz der Komplexität und fehlender Informationen oder Erfahrungswerte erhöhen?
- Wann und bei welchen Entscheidungen möchten und müssen Nutzer beteiligt sein? Wie sollten sie in die Steuerung der Anlagen eingebunden sein? Welche Informationen brauchen sie?
- Welche Befürchtungen haben Nutzer in Bezug auf die Erfassung und Nutzung ihrer Verbrauchsdaten und wie kann man ihren Vorbehalten begegnen?

Die Methodik und ihre Grenzen

Um die maßgeblichen Einflussfaktoren zu ermitteln, wurden in ausgewählten Teilprojekten Fokusgruppen, Interviews, Workshops sowie standardisierte Befragungen in allen Nutzergruppen durchgeführt und ausgewertet. In seinen Untersuchungen hat sich das Projektteam dabei an den heutigen Bedingungen und aktuellen Entwicklungen im Energiebereich orientiert. Alle Aussagen der Nutzer sind demnach nur im Kontext des bestehenden Systems zu betrachten.

Es zeigt sich, dass es insbesondere für technikferne Nutzer schwierig ist, sowohl das Energiesystem selbst als auch die unterschiedlichen Anforderungen der Flexibilisierung zu verstehen.

Daher erschien es für die Befragungen zu ambitioniert, künftige technologische und soziale Innovationen zu antizipieren.

Obwohl es gerade in Fokusgruppen und Interviews möglich ist, auf individuelle Verständnisprobleme einzugehen und den Teilnehmer zu ermöglichen, informiert und qualifiziert mitzudiskutieren, ist die Anzahl der Befragten doch vergleichsweise klein. Da die Zielgruppe zudem sehr divers war, lassen sich Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen nur bedingt verallgemeinern. Inwieweit dies auch für die zentralen Thesen aus den qualitativen Untersuchungen zutrifft, wurde in zwei repräsentativen Onlinebefragungen für die Nutzergruppen Haushalte und Industrie untersucht.

Haushalte und Prosumer: große Flexibilität im kleinen Format

Das Energieverbrauchsverhalten privater Haushalte hat bedeutenden Einfluss auf die Energiewende. Durch Strombezug oder auch Stromeinspeisung verursachen sie Lastspitzen und bestimmen damit die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten maßgeblich mit. Darüber hinaus verändert der vermehrte Einsatz neuer Technologien, wie etwa Speicher, E-Fahrzeuge oder Wärmepumpen, den Strombedarf von Haushalten und damit ihre Lastprofile.

Solche Lastspitzen lassen sich insbesondere durch Prosumer-induzierte Verhaltensänderungen im Netz glätten⁵. Aber auch Haushalte ohne eigene Erzeugungsanlagen können auf verschiedene Weise zur Energiewende oder Flexibilisierung des Energienetzes beitragen, wie zum Beispiel durch die Wahl des Stromanbieters, Investitionen in erneuerbare Energien oder die Anpassung des eigenen Verbrauchsverhaltens. Bei der Betrachtung der technischen und organisatorischen Möglichkeiten, muss jedoch zwischen Hausbesitzern und Mietern differenziert werden.

⁵ vgl. Moshövel et al. 2015



„Damit Prosumer-Haushalte, landwirtschaftliche Betriebe und die Industrie flexibilisiert werden können, müssen die technischen Prozesse reibungslos und weitestgehend automatisiert funktionieren. Genauso wichtig ist es jedoch, die Bedürfnisse und Vorbehalte der Akteure zu kennen, zu berücksichtigen und sie finanziell zu beteiligen.“

Dr. Swantje Gährs | Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH



Die Untersuchungen zielten darauf zu erfassen, unter welchen Bedingungen Haushalte flexibler werden und welche Grenzen es hierfür gibt.

Schwerpunkte der Untersuchung

Im Bereich der Haushalte wurden drei thematische Schwerpunkte gesetzt: Power-to-Heat (PtH) Anlagen in privaten Haushalten, aktive Prosumer und Smart Meter als Enabler für Flexibilität.

Power-to-Heat (PtH) in privaten Haushalten

Das Teilprojekt „Power-to-Heat Werne“ untersuchte den Einsatz von dezentralen PtH-Optionen zur Steuerung des Strom- und Gasnetzes. Für diese Untersuchung wurden in Werne bei 24 Haushaltskunden und vier Gewerbekunden durch den Netzbetreiber gesteuerte PtH-Systeme installiert. Die Umwandlung von Strom in Wärme kann dazu dienen, einen Ausgleich im Stromnetz zwischen volatilen Erzeugungskapazitäten und Verbrauch zu erreichen. Weiterhin ist durch die Sektorenkopplung in diesen Projekten auch eine Entlastung des Gasnetzes möglich, sodass in letzter Konsequenz sogar ein eventuell notwendiger Netzausbau eingespart werden kann.

Aktive Prosumer

Zu diesem Thema wurde das DESIGNETZ-Teilprojekt „Energiestudio Rheinhessen – Galerie Markt“ untersucht: Die Einfamilienhäuser in dem ausgewählten, energieautarken Neubaugebiet in Biblis werden weitestgehend regenerativ über PV-Anlagen, Batteriespeicher und Wärmepumpen mit Strom und Wärme versorgt. Für klimaschonende Mobilität sind bidirektional arbeitende Wallboxen für Elektrofahrzeuge vorgesehen.

Das Flexibilitätspotenzial aller Wohneinheiten – also vor allem das Potenzial der Batteriespeicher und der Wärmepumpen – wird über ein virtuelles Kraftwerk als Pool gesteuert und kann so am Markt angeboten werden. Die relevanten technischen Anlagen, wie PV, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Wallbox, werden von den Kunden beim Hauskauf miterworben und betrieben. Entsprechend bewirbt der Bauträger diese Immobilien mit der Aussage, dass Kunden keine Stromrechnung mehr erhalten. Außerdem plant der Bauträger, eine Flotte Elektrofahrzeuge als Carsharing-Modell im Baugebiet zur Verfügung zu stellen, die an den Wallboxen der Häuser geladen werden können.

Smart Meter als Enabler

Smart Meter selbst bieten zwar keine Flexibilität, sind jedoch eine wichtige technische Schnittstelle zu den Endkunden, über die Flexibilität sicher abgerufen werden kann. Als Untersuchungsprojekte standen zwei DESIGNETZ-Teilprojekte im Fokus: Im Projekt „PolyEnergyNet“ in Saarlouis wurden resiliente Ortsnetze erforscht und exemplarisch realisiert, im Projekt „EMIL – Energienetze mit innovativen Lösungen“ am Standort Freisen wurden flächendeckend Smart Meter eingerichtet.

In beiden Projekten dient der Rollout von Smart Metern vorrangig dem intelligenten und flexiblen Netzbetrieb. Die Endkunden, deren Energieversorgung mit Smart Metern ausgestattet wurden, reichen von normalen Privathaushalten über Prosumer bis hin zu kleineren Gewerbebetrieben.

Thema	Power to Heat	Smart Meter		Aktive Prosumer	
Ort	Werne	Freisen	Saarlouis	Deutschland	Biblis
Methode	Fokusgruppe	Fokusgruppe	Fokusgruppe	Experteninterviews	Workshop
Anzahl Teilnehmende	12 (+1 projektinterner Teilnehmender)	8	11	8	13 (+3 projektinterne Teilnehmende)
Prosumer	Ja	Ja	Nein		Nein
Technikaffinität**	Männer: hoch, Frauen: gering	Hoch	Gemischt	Berufsbedingt hoch	gemischt
Berufe	Männer: EE-Bereich	50 % EE-Bereich	gemischt	Messstellenbetreiber, Smart Meter Hersteller, Stadtwerke	gemischt
Bemerkung	Fast ausschließlich Paare	nur Männer	nur Männer	Smart Meter Experten (männlich)	Fast ausschließlich Paare

* Prosumer haben sich bereits mit der Energiewende und deren Anforderungen auch an Haushalte auseinandergesetzt und betreiben eigene EE-Anlagen.

** Technikaffinität: Wissen und Erfahrung im Bereich erneuerbare Energien/Smart Home erleichtern die Einschätzung von Risiken und Nutzen von Flexibilitätsprodukten

Tabelle 1: Merkmale der befragten Gruppen mit Haushalten

Datenerhebung und Differenzierung der Gruppe

Für die Interpretation der Ergebnisse ist es wichtig zu erfassen, durch welche Merkmale sich die Haushalte und interviewten Experten auszeichnen, die in die Teilprojekte eingebunden waren. Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale fasst die Tabelle 1 zusammen. Im Anschluss daran werden die Besonderheiten der verschiedenen Projekte beschrieben.

Alle Haushalte in Werne besitzen eine eigene PV- bzw. Solarthermie-Anlage, teilweise schon so lange, dass die Einspeisevergütung demnächst ausläuft. Während ein Großteil der Teilnehmer über fachliche Expertise verfügt (einschlägige Berufe), schätzen sich die Teilnehmerinnen überwiegend als nicht-technikaffin ein und schließen sich der Meinung ihrer Ehemänner an. Ebenso rekrutierte sich die Fokusgruppe in Freisen aus technikaffinen Prosumern, alle mit PV-Anlage und häufig mit einschlägigen Berufen.

„[...] dadurch, dass er sich dafür interessiert hat und dann gefragt hat zu Hause, „Sollen wir es machen oder nicht?“, „Du hast die Ahnung, mach“, [habe ich gesagt]. Also ich lasse mich überraschen.“

(Teilnehmerin Fokusgruppe Werne)

„Meine Verbräuche kenne ich. Ich habe jedes Gerät gemessen, und wenn es mir zu teuer war, sage ich mal, zu kostenintensiv, habe ich es ersetzt“

(Teilnehmer der Fokusgruppe Freisen)

Das Neubaugebiet in Biblis versammelt Menschen, die ein Eigenheim in der Region bauen wollen. Diese sind zunächst nicht der Gruppe der Prosumer zuzuordnen, auch wenn das Energiekonzept in Biblis von den meisten als positives Nebenargument gewertet wurde.

„Beim Vergleich von Angeboten in der Umgebung hat das Energiekonzept den Ausschlag gegeben.“

(WS-Teilnehmer/in Biblis)

Für die Fokusgruppe in Saarlouis wurden Personen eingeladen, deren Haushalte mit Smart Metern ausgestattet werden sollen. Eine Wahl bezüglich des Einbaus haben die Leute nicht, da die Stadtwerke Saarlouis unabhängig vom Energieverbrauch der Haushalte einen vollständigen Rollout mit Smart Metern durchführen. Entsprechend aufgeschlossen war diese Gruppe gegenüber den Themen Technik und Energiewende. Ergänzend wurden Experten befragt, die beruflich mit dem Smart Meter-Rollout bei Endkunden beschäftigt sind.

Um die Aussagen der teilweise sehr einseitig besetzten Fokusgruppen auf ihre Verallgemeinerbarkeit zu prüfen, wurde eine Onlinebefragung unter 1.000 Haushalten durchgeführt, die in den Kategorien Alter, Einkommen und Geschlecht repräsentativ für Deutschland ist. Die Grundgesamtheit der Befragten bestand zu 49 Prozent aus Teilnehmerinnen und zu 51 Prozent aus Teilnehmern. Als Anforderungen an die Auswahl der Haushalte wurde außerdem formuliert, dass mindestens 40 Prozent der Befragten Eigentümer oder Mieter sind, damit eine Unterscheidung dieser Gruppen in der Auswertung verschiedener Geschäftsmodelle möglich ist.

Zentrale Erkenntnisse der Untersuchungen

Welchen Nutzen erwarten die Haushalte von einer Flexibilisierung und worauf legen sie besonders wert? Und welchen Einfluss hat die Einstellung der Nutzer auf die Umsetzbarkeit von Flexibilisierung? Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass die ökonomische Handlungsmaxime der wichtigste Treiber für die Haushalte ist. Daher muss eine Flexibilitätstechnologie zumindest einen geringen ökonomischen Nutzen haben.

Ökonomie: ein wichtiger Aspekt

Ökologische und soziale Argumente allein sind zwar nicht ausreichend für eine Kaufentscheidung oder eine Vereinbarung zur Flexibilisierung des Haushaltes, machen sie aber deutlich attraktiver.

Da der ökonomische Nutzen von Flexibilisierung der Haushalte generell als gering eingeschätzt wird, hat das Thema Risiko eine besondere Bedeutung.

So steigt die Bereitschaft der Haushalte, in Flexibilisierung zu investieren, genau dann, wenn sie das Risiko – etwa die frühzeitige Alterung von netzdienlich arbeitenden Batteriespeichern – nicht selber tragen müssen. Diese Erkenntnisse decken sich mit der Literatur: Kosten-Nutzen-Abwägungen sowie der wahrgenommene persönliche Nutzen beeinflussen die Akzeptanz einer neuen Technologie⁶.

In Werne forderten die meisten Teilnehmenden, dass sich die Investition in die PtH-Anlage finanziell lohnen müsse, schätzten den ökonomischen Nutzen gleichzeitig aber als eher gering ein. Diesen sehen insbesondere die Technikaffinen vielmehr in der Optimierung des Eigenverbrauchs und den damit verbundenen Einsparungen. So haben sich in Werne ausschließlich PV-Anlagenbesitzer zur Teilnahme am Projekt gemeldet, obwohl dies keine Bedingung war.

PtH-Anlagen werden als ökonomisch vorteilhafte Maßnahme für die Zeit nach der Einspeisevergütung und als Absicherung für schwankende Strompreise gesehen. Nach Ende des Projektes streben die meisten daher an, die PtH-Anlage selbst zu nutzen und nicht als Flexibilitätsoption zur Verfügung zu stellen. Die meisten Teilnehmer argumentieren, dass Eigenverbrauchserhöhung auch ökologisch motiviert sei, da man so weniger auf die allgemeine Stromversorgung angewiesen sei und hierfür bereits eine PV-Anlage angeschafft habe.

„Und weil wir uns dazu entschieden hatten, das doch zu machen, ging es uns eigentlich nicht darum, das Geld zu sparen, die paar Euro, ich glaube nicht, dass das viel ist. Dass wir eher was machen dafür, dass wir von den fossilen Energieträgern wegkommen.“

(Teilnehmer Fokusgruppe Werne)

In den Diskussionen in Saarlouis und Freisen forderten die Teilnehmenden, dass der Smart Meter ökonomische Vorteile schaffen müsse, indem er zum Beispiel Informationen zu Einsparungen liefert oder Voraussetzungen für variable Tarife schafft. Die Entscheidungen sind meist kostengetrieben: Viele Teilnehmende der Fokusgruppe geben an, den Stromanbieter und den Stromtarif anhand des Preises zu wählen. Hier wird deutlich, dass der Gesetzgeber möglichst frühzeitig Klarheit im regulatorischen Rahmen und Vorgaben zur Standardisierung schaffen muss, um technische und wirtschaftliche Ungewissheit zu vermeiden.

„Aber es ist für jeden glaube ich auch ganz wichtig, dass ein eigener Nutzen auch dahintersteht bei der ganzen Geschichte, irgendwo muss was dabei sein, was als Bonbon für den jeweiligen Betreiber der Anlage nochmal ganz interessant ist.“

(Teilnehmer Fokusgruppe Freisen)

Ähnlich wie in Werne ist auch für viele Teilnehmende in Biblis der Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms das zentrale Element des Energiekonzepts. Dem Energieversorger kein Geld zu überlassen, niedrigere Energiekosten und eine gewisse Unabhängigkeit vom Strommarkt sind der Mehrheit wichtiger, als persönlich zur Energiewende und der Vorreiterrolle des Quartiers beizutragen.



In Biblis wurde die Risikoabwägung der Haushalte besonders deutlich. Das Risiko einer frühzeitigen Alterung der Batteriespeicher durch die netzdienliche Ausrichtung muss aus Sicht der Haushalte von dem getragen werden, der einen Vorteil durch die Flexibilisierung hat. Tragen die Haushalte das Risiko nicht, steigt sogar die Bereitschaft, die Flexibilisierung anzubieten, ohne einen eigenen ökonomischen Vorteil zu haben. Dies bedeutet: Bei geringen Gewinnerwartungen ist das Thema Risikoverteilung mindestens so bedeutend für die Akzeptanz einer Flexibilitätstechnologie wie der ökonomische Nutzen.

Je weniger Risiko, desto ökologischer

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die meisten Befragten aus einer ökonomischen Handlungsmaxime heraus argumentieren, die vereinzelt mit einem hohen Umweltbewusstsein gepaart ist.

Jedoch sind Eigenverbrauch und der Beitrag zur Energiewende Faktoren, die sich in der Argumentation der Teilnehmenden in den vier Städten durchaus als förderlich herausstellen: Sobald das wirtschaftliche Risiko einer Flexibilitätstechnologie sinkt, steigt die Bereitschaft für eine Flexibilisierung auch bei geringem ökonomischem Nutzen.

⁶ Hauser et al. 2015, Renn 2015

Diese Ergebnisse werden von der repräsentativen Befragung gestützt, in der 70 Prozent der Teilnehmenden angaben, dass für sie nicht Regionalität oder erneuerbare Energiequellen, sondern der Preis des Stromtarifs ausschlaggebendes Kriterium bei der Wahl des Stromanbieters ist. Gestärkt wird dieses Ergebnis durch eine Rankingfrage, bei der die Befragten angeben sollten, welche Bedingungen beim Abschluss eines Stromlieferungsvertrags am wichtigsten sind. Für 38,5 Prozent ist es ein dauerhaft günstiger Vertrag, für 26 Prozent ist es Strom aus 100 Prozent erneuerbaren Energien, und für 20 Prozent ist es Strom aus der Region.

Besser gut informieren

Ausreichende Information und Kommunikation sind notwendig, um bei den beteiligten Akteuren möglichst frühzeitig Vertrauen in die geplanten Maßnahmen zu schaffen (SEDC 2016). Zudem hat sich gezeigt: Die Zustimmung für den Ausbau von erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft steigt mit eigenen positiven Erfahrungen mit entsprechenden Technologien. In einer Befragung der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE 2015) erklären 59 Prozent aller Umfrageteilnehmenden, dass sie ein Windrad in der Nachbarschaft „gut oder sehr gut“ fänden. Unter den Befragten, die bereits Erfahrung mit Windenergieanlagen in ihrem Wohnumfeld haben, steigt die Zustimmung auf 72 Prozent.

Dahinter steht die These, dass der direkte Kontakt mit einer neuen Technologie oder Anlage helfen kann, diffuse Ängste und mögliche negative Einstellungen zu entkräften⁷. Beim Thema Flexibilisierung kann man jedoch kaum auf Vorerfahrungen bauen, weshalb es umso wichtiger ist, dass Informationen zu Flexibilitätsoptionen für private Haushalte gut und verständlich kommuniziert werden.

Ausgehend von diesen Befunden wurden die Fokusgruppen genutzt um herauszufinden, wie sich technisches Vorwissen auf die Akzeptanz der Flexibilitätstechnologien auswirkt und welche Informationen die Nutzer benötigen. Hierbei wurde besonders deutlich, dass die Teilnehmenden der Fokusgruppen in Bezug auf Technikaffinität nicht repräsentativ sind.

So verfügten die Teilnehmenden aus Werne als PV-Anlagenbesitzer über ein gewisses Vorwissen und hatten sich bereits mit der Energiewende und dem Nutzen von PV-Anlagen auseinandergesetzt. Gerade die technikaffinen unter ihnen bemängelten, dass das Teilprojekt zu wenig Informationen über die Performance der Anlage sowie über Aufwand für Betrieb und Wartung vermittelt. Entsprechend vorsichtig waren Rückmeldungen bezüglich einer Kaufentscheidung. Die Diskussion zur Übernahme der PTH-Anlage fokussierte stark auf Risiken und Versicherungsfragen, hinsichtlich des Einbaus der Anlage hatten diejenigen mit technischem Hintergrund jedoch wenig Bedenken.

„Ich glaube, dass das technisch kein Hexenwerk ist, während Ihre ganze Messtechnik vielleicht mehr Probleme macht als jetzt dieser zusätzliche Warmwasserspeicher, mehr ist es ja nicht, und dadurch Strom aufgeheizt wird und dann in die Systeme da zugeführt wird. Sollte eigentlich eine bewährte Technik sein an der Stelle, nichts Kompliziertes [...]“

(Technikaffiner Teilnehmer Fokusgruppe Werne)

Die Erwartungen der Teilnehmenden in Freisen sind vergleichbar mit denen in Werne. Hier wurden vor allem Informationen zu Verbrauch, Einspeisung (falls PV-Anlage vorhanden) und Unregelmäßigkeiten bei Verbrauchern gewünscht. Ähnlich wie bei den anderen Fokusgruppen steigen die Erwartungen an den Detailgrad der Informationen mit zunehmender Technikaffinität. Je mehr Fachwissen die Personen mitbringen, umso mehr sind sie an einer ausführlichen Erfassung von Verbrauchs- und Einspeisedaten interessiert. In Saarlouis fordert die Gruppe Informationen zum Smart Meter an sich:

„Die Idee beziehungsweise das was dahintersteckt. Das muss man verstehen...“

(Teilnehmer Fokusgruppe Saarlouis)

Unklar bleibt jedoch in vielen Fällen, wie die Informationen aufbereitet werden sollen. Neue Untersuchungen zeigen, dass Informationen zum Stromverbrauch in Haushalten dann zu einer Verbrauchsreduktion führen, wenn sie über eine App schnell und aktuell verfügbar sind und über einen Vergleich mit Haushalten ähnlicher Größe einen Ansporn liefern⁸. Aufgrund der Komplexität des Themenbereichs Flexibilität und Netzstabilisierung erscheint eine Vermittlung von entsprechenden Produkten und Anwendungen jedoch grundsätzlich nicht unproblematisch, insbesondere dann, wenn man eine Zielgruppe jenseits technikaffiner Prosumer ansprechen möchte.

DESIGNETZ hat gezeigt, dass fehlende Informationen zur Technologie, zu ihrer Funktionsweise und ihren Einsatzmöglichkeiten in den verschiedenen Zielgruppen zu Unsicherheiten oder sogar zu Vertrauensverlust geführt haben.

Zwar handelt es sich um Forschungsprojekte, die sich auf den Betrieb und den Nutzen einer Technologie und deren Flexibilisierung konzentriert haben, jedoch wurde in allen Fällen deutlich, dass möglichen Interessenten die gebotenen Informationen über die Projekte und ihre Ziele offenbar nicht ausreichten. Durch welches Informationsangebot der Vertrauensverlust hätte verhindert werden können, lässt sich anhand der Ergebnisse nicht feststellen.

Datennutzung braucht Datenschutz

Zum Datenschutz dominieren zwei Meinungen: Auf der einen Seite stehen diejenigen, die keine Einwände oder Bedenken bei der Verwendung ihrer Daten haben. Ihnen ist bewusst, dass ihre Daten erhoben und durch Dritte genutzt werden. Im Gegenzug erwarten sie jedoch einen Vorteil, wie zum Beispiel die kostenlose Nutzung einer technischen Anwendung.

„Solange wie mich das nichts kostet, dass die Stadtwerke mir so einen Zähler einbauen, sollen sie mit meinen Daten machen, was sie wollen.“

(Teilnehmer Fokusgruppe Saarlouis)

⁷ Hauser et al. 2015

⁸ Gosnell et al. 2019



Auf der anderen Seite stehen die „Datenskeptiker“, die wissen wollen, welche Daten zu welchem Zweck von wem erhoben und ausgewertet werden. Besonders bei dieser Gruppe, die genau verstehen möchte, unter welchen Bedingungen ihre Daten genutzt und wie sie geschützt werden, sind Standards hinsichtlich Sicherheit, Schnittstellen und Datenformaten Voraussetzung für eine zügige und sichere Anbindung.

„Naja, es ist schon die Frage, wo landen die Daten, wo werden die gespeichert. Wenn ich zum Beispiel das warme Wasser überhaupt nicht abrufe, weil ich im Urlaub bin, könnte man ja vielleicht daraus erkennen, dass ich im Urlaub bin. Und von daher ist es ja schon wichtig, welche Daten übertragen werden und wo diese Daten auch liegen.“

(Teilnehmer/in Fokusgruppe Werne)

Generell führte in den Fokusgruppen die Unklarheit darüber, wofür die ermittelten Daten verwendet werden, zu gewissen Unsicherheiten. Gleichzeitig aber sind viele Befragte überzeugt, dass ihre Daten sowieso schon von den großen Firmen verwendet werden („gläserne Bürger“) oder sowieso uninteressant sind.

Auffallend ist, dass es in der Regel weniger Vorbehalte gibt, wenn die Beteiligten genau wissen, wer für welche Zwecke welche Daten erhebt und wie sie genutzt werden. Stadtwerke haben hier beispielsweise einen signifikanten Vertrauensvorsprung. Gleiches zeigt sich, wenn der Nutzen transparent kommuniziert wird und die Haushalte von der Auswertung ihrer Daten profitieren.

Vertrauen bilden

In den Fokusgruppen wurde gefragt, inwiefern Vertrauen in die energiewirtschaftlich handelnden Akteure, wie Energieversorger und Netzbetreiber, die Akzeptanz einer neuen Technologie erhöht. Deutlich wird: Viele Teilnehmende haben grundsätzlich Vertrauen und stehen den Maßnahmen der Akteure positiv gegenüber, wie das Beispiel Werne deutlich zeigt. In der Fokusgruppe gab es zwar starke Kritik aufgrund unzureichend vermittelter Informationen zum Projekt, seinen Risiken und zum Nutzen der PTH-Anlagen. Dennoch trauen die Teilnehmer ihrem regionalen Energieversorger (Westnetz) grundsätzlich zu, das PTH-Projekt erfolgreich durchzuführen. Auch die Stadtwerke Saarlouis genießen ein hohes Vertrauen unter den Teilnehmenden der Fokusgruppe und sind für viele als Stromanbieter erste Wahl. Jedoch sagen auch einige, dass sie ihren Stromanbieter vor allem nach dem Preis aussuchen.

„Also ich vergleiche überall Preise, aber nicht bei der Energielieferung, da habe ich den vor Ort“

(Teilnehmer Fokusgruppe Saarlouis)

„Der Strom kommt (...) aus der Steckdose im Endeffekt und das ist mir egal, an wen ich den bezahle. (...) Bei mir ist es einfach nur eine Preisfrage.“

(Teilnehmer Fokusgruppe Saarlouis)

Die Untersuchungen zeigen, dass Vertrauen den Zugang zu Haushalten vielfach erleichtert, dass dieser Faktor jedoch jederzeit in Konkurrenz zu ganz pragmatischen Nutzen stehen kann. Welche Argumente letztlich den Ausschlag geben, hängt im Ergebnis von der jeweiligen Zielgruppe ab. Die Arbeit mit den Fokusgruppen fand zu einem Zeitpunkt statt, an dem noch keine Erfahrungen mit der Nutzung innovativer Flexibili-

tätstechnologien vorlagen. Daher blieb offen, wie sich das Verhältnis zum Energieversorger oder zum Netzbetreiber im Zuge des weiteren Probetriebs entwickelte.

Als wichtige Frage könnte sich in diesem Zusammenhang herausstellen, wie die Akteure mit Fehlschlägen, Pannen oder anderen unvorhersehbaren Ereignissen umgehen. Entsprechend wird eine vertrauensvolle und offene Kommunikation während des Betriebs großen Einfluss auf die langfristige Akzeptanz haben. So hat sich bei der repräsentativen Befragung gezeigt, dass das Vertrauen zum Energieversorger bei

der Wahl des Stromlieferungsvertrags durchaus Bedeutung hat. Für knapp 6 Prozent der Haushalte steht Vertrauen an erster Stelle, für weitere 14 Prozent an zweiter und für 26 Prozent immerhin noch an dritter Stelle. Für den Großteil entscheidet jedoch allein der Preis die Wahl des Stromtarifs.

Bewertung der Hypothesen

Nachfolgende Tabelle fasst die Erkenntnisse der Untersuchungen zusammen und stellt diese den eingangs zum Projekt formulierten Hypothesen gegenüber.

Einflussfaktor	These	Bewertung
Ökonomische Handlungsmaxime	Der ökonomische Faktor ist die dominierende Nutzendimension. Daher besteht ein Risiko bei unsicheren Gewinnmargen und hohen Anschaffungskosten.	Bestätigt.
Individueller Nutzen (Imagegewinn)	Engagement für die Energiewende ist imagefördernd. Die Kunden sehen in der Erhöhung des Eigenverbrauchs einen Nutzen.	Bestätigt: Der Aspekt des Eigenverbrauchs ist auch ein Treiber an sich.
Wissen und Erfahrung	Vorerfahrungen mit EE-Technologien und Eigenverbrauch können die Einstellung der Kunden beeinflussen, da sie dabei unterstützen, mögliche Ängste und negative Einstellungen zu entkräften.	Nur mit Blick auf technische Vorbehalte bestätigt. Unsicherheiten, z.B. aufgrund fehlender Informationen zur Performance von innovativen Technologien, bleiben bei allen bestehen.
Technikaffinität	Technisches Interesse ist altersunabhängig ein fördernder Faktor.	Bestätigt, wird jedoch aufgrund des hohen Komplexitätsgrades abgeschwächt
Partizipation	Beteiligung („allein die Möglichkeit der Mitgestaltung“) fördert Akzeptanz.	These konnte weder bestätigt noch widerlegt werden.
	Die Kunden wollen selbst entscheiden, wer bei ihnen die Anlagen und die Messeinrichtungen installiert und wartet, versus Installation und Wartung „alles aus einer Hand“. Die Kunden wünschen eine Ausstiegsmöglichkeit (insb. aus der externen Ansteuerung).	These konnte weder bestätigt noch widerlegt werden.
Datensicherheit	Möglichkeit der Automatisierung der Flexibilitätsnutzung verbessert Gewinne und erhöht Akzeptanz derer, die daran beteiligt sind und einen direkten Vorteil aus der Automatisierung ziehen. Bereitschaft steigt, wenn der Nutzen erkennbar ist.	Bestätigt.
Vertrauen in beteiligte Akteure	Lokale Akteure wie die Stadtwerke und kommunale Unterstützung sowie die Bekanntheit der Akteure erhöhen die Akzeptanz.	Bestätigt: Stadtwerke haben einen Vertrauensvorschuss.
Information und Kommunikation (objektbezogen)	Transparenz in Bezug auf Art und Umfang des Eingriffes, des voraussichtlichen Wartungsaufwands und der Steuerung der technischen Anlage erhöht das Vertrauen in das Produkt.	Teilweise bestätigt: fehlende Information führt zu Vertrauenseinbußen. Aber: Testbetrieb steht noch aus.

Tabelle 2: Zusammenfassende Bewertung der Hypothesen für die Nutzergruppe Haushalte

Industrieunternehmen: Flexibilität im großen Maßstab

Die Untersuchungen in der Industrie teilen sich in zwei Analyseschritten. Zunächst hat das DESIGNETZ Forschungsteam übergreifende Akzeptanzfaktoren erfasst und mit Unternehmen, sowohl aus dem Mittelstand als auch dem verarbeitenden Gewerbe, sowie industrienahen Verbänden diskutiert. Da Unternehmen je nach Branche und Größe jedoch eine enorme Bandbreite sowohl an Energieverbrauch als auch an Möglichkeiten zur Flexibilisierung abdecken, wurde im zweiten Schritt bei einer schriftlichen Befragung das verarbeitende Gewerbe in den Projektfokus gestellt.

Die Industrie war 2018 mit einem Anteil von 29,5 Prozent am Endenergieverbrauch in Deutschland eine für DESIGNETZ besonders interessante Gruppe, da für die Flexibilisierung vor allem Branchen mit strombasierten Prozessen und hohem Stromverbrauch große technische Flexibilitätspotenziale aufweisen. Dies sind vor allem die Grundstoffchemie (zum Beispiel Chlorelektrolyse, Luftzerlegungsanlagen, Acetylen-Lichtbogenverfahren), die Metallerzeugung und -verarbeitung (zum Beispiel Aluminiumwerke, Elektro Stahlwerke, Metallgießereien mit Induktionsöfen), Papierhersteller mit Holzschliffproduktion, Refiner und Pulper, Behälterglasindustrie mit Glasschmelzöfen, die Zement- und Klinkerherstellung und in der Lebensmittelindustrie Unternehmen mit Kühlhäusern⁹.

Schwerpunkte der Untersuchung

Unter welchen Bedingungen können die technisch vorhandenen Flexibilitätspotenziale in der Industrie tatsächlich genutzt werden? Welche Maßnahmen der Flexibilisierung akzeptieren Unternehmen und welche nicht? Diese Fragen wurden im Rahmen von zwei DESIGNETZ-Teilprojekten untersucht.

Flexibilität als Geschäftsmodell

Für die Erprobung einer „Flex-Elektrolyse“ hat das Unternehmen Trimet Aluminium SE am Standort Essen eine der drei Produktionslinien zur Herstellung von Primäraluminium auf einen flexiblen Produktionsbetrieb umgerüstet. Die Nominalleistung dieser Linie kann von ca. 90 MW um bis zu +/-25 Prozent variiert werden, um je nach Versorgungssituation im Netz bis zu 22 MW Leistungsüberschuss aufzunehmen oder bei Versorgungsengpässen durch Drosselung der Produktion dem Netz zur Verfügung zu stellen (Load Shifting). Aktuell bietet Trimet eine erste Flexibilität seiner Elektrolyselinien bereits im Rahmen der AbLaV (Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten) sowie in begrenztem Umfang auf dem Intraday-Markt und auf dem Regelenergiemarkt an. Damit erzielt das Unternehmen schon heute eine Vergütung für die Abschaltleistung und plant, zukünftig weitere Geschäftsmodelle zu testen.

Daneben wurden Untersuchungen im Teilprojekt „Energiewende in der Stadt“ durchgeführt, das im Rahmen einer intelligenten Verknüpfung der Sektoren Industrieunternehmen im urbanen Raum (Großraum Mainz) einbinden soll. Die Mainzer Stadtwerke (MSW) bieten hier als Betreiber entsprechende Infrastrukturen (Power-to-X (PtX)) und agieren als Dienstleister für Gewerbe- und Industrieunternehmen, um in Zusammenarbeit mit ihnen Flexibilitätspotenziale zu nutzen. Das Projekt hatte große Schwierigkeiten bei der Rekrutierung von Industriepartnern, weshalb DESIGNETZ sich in diesem Projekt darauf konzentriert hat, die Faktoren zu ermitteln, die Unternehmen motivieren können, sich mit dem Thema Flexibilisierung auseinanderzusetzen und konkrete Anforderungen zu formulieren. Ergänzend hierzu wurden Branchenverbände und Multiplikatoren zu ihrer Einschätzung befragt.

⁹ vgl. Elsner und Sauer 2016, Fleiter et al. 2013, Langrock et al. 2015



Methode	Ort	Teilnehmende Unternehmen	Weitere teilnehmende Akteure
Kamingespräch	Essen	1 mit Erfahrung*	1 EVU
Fokusgruppe	Düsseldorf	6 mit Erfahrung	keine
Fokusgruppe	Mainz	3 ohne Erfahrung	4 (Energie-)Berater 1 Gebäudeautomation/Wohnungsbau
Fokusgruppe	Mainz	keine	3 Multiplikatoren (politische Akteure und Agenturen)
Interviews	Telefonisch	keine	3 EVU 3 Aggregatoren/Direktvermarkter 4 Netzbetreiber
Interviews	Telefonisch	keine	4 Industrieverbände

* zu Unternehmen mit Erfahrung werden solche Unternehmen gezählt, die sich bereits aktiv mit dem Thema Flexibilisierung in ihrem Unternehmen auseinandergesetzt haben. Auch wenn es nicht direkt zu einer Umsetzung kam.

Tabelle 3: Überblick und Merkmale der durchgeführten Formate im Bereich Industrie

Datenerhebung und Differenzierung der Gruppe

Die Hypothesen zu den Akzeptanzfaktoren in der Industrie hat das Projekt auf der Basis von Interviews mit Unternehmen, Workshops und Fokusgruppen untersucht. Allerdings findet die Flexibilisierung bei Industrieunternehmen aktuell hauptsächlich in Pilotprojekten statt, weshalb es kaum Unternehmen gibt, die über eigene Anwendungserfahrungen berichten können. Daher hat das Projekt neben der qualitativen Befragung von Akteuren auch Stakeholder wie Multiplikatoren, Industrieverbände, EVUs oder Netzbetreiber befragt.

Neben den qualitativen Untersuchungen wurden zudem einzelne Hypothesen in einer schriftlichen Unternehmensbefragung geprüft. An der Befragung haben 103 Unternehmen teilgenommen, von denen 60 Prozent angaben, dass sie sich bereits mit Flexibilitätsoptionen beschäftigt haben.

Zentrale Erkenntnisse der Untersuchungen

Der ökonomische Nutzen zählt

„Das Geld ist immer das Wichtigste, das ist klar.“ So fasst ein Multiplikator seine Erfahrungen mit Unternehmen zusammen. Die Annahme, dass Industrieunternehmen einen finanziellen Nutzen aus der Bereitstellung von Flexibilität ziehen wollen, folgt der betriebswirtschaftlichen Logik und wurde erwartungsgemäß bestätigt. „Die ganze Motivation für das Unternehmen ist die Gewinn- und Verlustrechnung“, so ein Berater. Das sei auch bei der Flexibilisierung nicht anders. Für Industrieunternehmen ist die Wirtschaftlichkeit eine notwendige, wenngleich noch nicht hinreichende Bedingung für die Bereitstellung von Flexibilität¹⁰.

Die Ergebnisse von DESIGNETZ zeigen, dass das produzierende Gewerbe wegen hoher Transaktionskosten und erforderlicher Investitionen in Mess- und Steuerungstechnik der Bereitstellung von Flexibilität sehr kritisch gegenübersteht.

Berechnungen zu einer geplanten PtH-Anlage in Dortmund zum Beispiel haben ergeben, dass aufgrund hoher Baukosten und der Wettbewerbssituation ein wirtschaftlicher Betrieb nicht gewährleistet werden konnte, sodass das Projekt nicht realisiert wurde.

Ein Stadtwerk berichtete, dass Unternehmen ...

„... in der Regel Kapital-Rücklaufzeiten von drei, maximal vier Jahren [haben], das ist schon großzügig, obwohl jeder weiß, dass die Anlagen 20, 30, 40 Jahre laufen. Aber es wird eben nicht anders investiert.“

(Gruppendiskussion-erfahrene Unternehmen)

Für die meisten befragten Industrieunternehmen mit vergleichsweise geringem Energieverbrauch erscheinen solche Investitionen unter den heutigen Rahmenbedingungen ganz abwegig. Denn wenn sich in der Zwischenzeit die gesetzlichen Fördergrundlagen ändern, kann es sein, dass sich eine geplante und genehmigte Anlage bei den geringen Margen gar nicht mehr rechnet.

Planung braucht Sicherheit

Weiterhin benötigen Unternehmen Planungssicherheit für ihre Investitionen und lassen sich von politischen Kursänderungen leicht verunsichern¹¹. Die befragten Unternehmen hoben hervor, dass unsichere regulatorische Rahmenbedingungen Investitionen behindern. Die Unternehmen zeigten sich irritiert von ständigen Richtungsänderungen der Politik.

¹⁰ Seidl et al. 2016

¹¹ Fleiter et al. 2013, Langrock et al. 2015



Ein dritter Faktor ist der Glaube an den Erfolg der Energiewende.

Unternehmen, die aktuell aktiv werden und mit Flexibilität experimentieren, gehen von einem Erfolg der Energiewende aus. Sie wollen für einen Energiemarkt mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und mehr Fluktuation in der Energieerzeugung vorbereitet sein.

Die befragten Unternehmen, die heute investieren, wollen sich außerdem neben der Kernproduktion ein neues Geschäftsfeld erschließen. Für die energieintensiven Branchen geht es dabei auch um die Sicherung der Existenz ihrer Produktionsstandorte in Deutschland in einem sich wandelnden Energiemarkt.

„Besonders unter den Rahmenbedingungen, die wir ja sehen, dass wir demnächst eben eine durchaus anders geartete Energieversorgung haben, auf die man sich mit seinen verfahrenstechnischen Prozessen anpassen muss.“

(Kamingespräch)

Es gibt jedoch einen Zielkonflikt zwischen Flexibilität und Energieeffizienz¹². Gerade die Flexibilisierung von Industrieprozessen wie im Beispiel der Trimet läuft oft dem Prinzip Energieeffizienz entgegen, da man bewusst den optimalen Arbeitspunkt verlässt. Die Akzeptanz von Flexibilität hängt damit ganz entscheidend davon ab, welche Effizienzverluste im Produktionsprozess entstehen und wie empfindlich die betroffenen industriellen Prozesse gegenüber Schwankungen sind.

Zusätzlich befürchten 35 Prozent der 103 befragten Industrieunternehmen bei einer Flexibilisierung von Prozessen erhöhte Kosten für die Lagerung von Zwischenprodukten. Rund 30 Prozent erwarten steigende Kosten durch häufigere Wartung und rund 20 Prozent durch eine schnellere Abnutzung von Produktionsanlagen. Die Unternehmensbefragung ergab weiterhin, dass 32 Prozent der Unternehmen Verluste durch schwankende Produktqualität befürchten.

Im Rahmen des Möglichen

Dass sich die Bereitstellung von Flexibilität für Industriebetriebe noch nicht rentiert, liegt zu großen Teilen auch an den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen. Die befragten Unternehmen kritisierten dabei an erster Stelle die fehlende Anreizwirkung der Stromtarife zur Bereitstellung von Flexibilität, die sich bei den aktuellen Preissignalen und den zu wenig dynamischen Tarifen des Stromgroßhandels kaum lohnt. Darüber hinaus kritisieren die Industrieunternehmen und Intermediäre das Netzentgeltsystem als bedeutsames Hindernis für die Bereitstellung von Flexibilität, da gleichmäßiger Strombezug ohne Spitzen oder Dellen belohnt wird, Unternehmen bei schwankendem Bezug entsprechend benachteiligt werden.

„... das heißt, wir fahren möglichst konstante Abnahme über das ganze Jahr mit den Anlagen und werden dafür vom Übertragungsnetzbetreiber belohnt am Ende des Jahres. ...Aber das ist ein Riesenknoten... weil der bremst nämlich im Moment alles in dieses Thema (Flexibilität) gehende aus, also er erstickt es eigentlich komplett im Keim.“

(Gruppendiskussion unerfahrene Unternehmen)

Wenn Strom jedoch zunehmend mit erneuerbarer Energie erzeugt wird, muss sich der Bezug dem volatilen Stromangebot anpassen.

¹² Fleiter et al. 2013, Seidl et al. 2016, Ecofys 2016

Auf der anderen Seite wünschen sich die Netzbetreiber, dass die Industrieunternehmen Flexibilität als gesicherte Leistung bereitstellen und die Verantwortung bei Ausfällen übernehmen. Solange jedoch die Industrieunternehmen das Ausfallrisiko tragen müssen, werden sie Flexibilität nur in sehr eingeschränktem Maße oder nur zu entsprechend hohen Preisen anbieten.

Schließlich tauchte die Frage auf, wie Ausstiegsklauseln in Lieferverträgen formuliert sein sollten. Kürzere Vertragslaufzeiten oder die Möglichkeit zur Anpassung der bereitgestellten Menge würden mehr Unternehmen zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt bewegen. Die derzeitigen Verträge sind aus Sicht der Unternehmen hingegen so komplex, dass das finanzielle Risiko schwer abgeschätzt werden kann.

Wissen und Information

Die Bereitstellung von Flexibilität in der Industrie erfordert ein hohes Maß an Wissen und an Erfahrung bei der Prozesssteuerung einerseits und bei der Vermarktung der Flexibilität andererseits. Aus Sicht der Multiplikatoren sehen mittelständische, wenig energieintensive Unternehmen derzeit nicht die Notwendigkeit, sich mit dem Thema Flexibilisierung auseinanderzusetzen: Engpässe bei der Bereitstellung von Strom? – Gibt es in Deutschland nicht. Der Mittelstand sieht daher keinen Handlungsbedarf. Und selbst wenn nichtenergieintensive Unternehmen die Herausforderungen der volatilen Stromversorgung nachvollziehen können, sehen nach Aussage der befragten Multiplikatoren viele Unternehmen den Handlungsdruck eher beim Stromversorger als bei sich. Anders sieht die Lage jedoch bei energieintensiven Großunternehmen aus, die sich sehr wohl mit dem Thema Flexibilität befassen.

Eine Grundvoraussetzung für die Bereitstellung von Flexibilität ist, dass ein Unternehmen seine betriebseigenen Prozesse sehr genau kennt und diese auch gezielt mit Mess- und Prozesstechnik steuern kann. Die Befragung hat gezeigt, dass insbesondere solche Industrieunternehmen über die erforderliche Expertise verfügen, die bereits Erfahrungen mit dem betriebsinternen Lastmanagement haben.

Rund 58 Prozent von ihnen haben sich schon mit der Möglichkeit beschäftigt, ihren Stromverbrauch anzupassen. Ihre Erfahrung mit dem Thema Lastmanagement zur Vermeidung von Verbrauchsspitzen schätzen rund 40 Prozent der Unternehmen als hoch ein, 31 Prozent gaben eine mittlere Erfahrung an, knapp 30 Prozent gaben an, nur geringe Erfahrungen zu haben oder dass dies gar kein Thema im Unternehmen sei. Von den 41 erfahrenen Unternehmen geben 18 an, grundsätzlich bereit zu sein, ihre Prozesse zu flexibilisieren. Von den Unternehmen, die kein Lastmanagement betreiben, ist keines zu einer Flexibilisierung bereit.



Fortschritt braucht Erfahrung

Die Bereitschaft zu experimentieren sowie die Einbindung erfahrener Mitarbeiter trugen ebenfalls zum Lernen durch Erfahrung bei: Denn das vorhandene Personal musste lernen, Prozesse nicht nur hinsichtlich Effizienz zu steuern, sondern auch zu verstehen, warum Flexibilisierung sinnvoll ist. Da es kaum Erfahrungen mit der Flexibilisierung von Produktionsprozessen gibt, können wir bei den hier untersuchten Fällen von Pionieren sprechen, die im Rahmen ihrer realen Produktion mit Flexibilisierung experimentierten und sich nicht von Rückschlägen entmutigen ließen.

Neben dem technischen „how to“-Wissen sind Kenntnisse über die Vermarktungsmöglichkeiten von Last aus Flexibilität für eine erfolgreiche Umsetzung relevant. Die Befragung von Intermediären ergab, dass Unternehmen – und zwar insbesondere der Mittelstand – bislang nur wenig Erfahrungen mit dem Stromhandel haben. Entsprechend haben sie sich zum Beispiel kaum mit Prognose-Algorithmen befasst, die ihnen gute Zeitpunkte zum Verkauf anzeigen würden.

Auch eine Zulassung zum Handel an der Strombörse oder zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten besitzen Unternehmen eher nicht. Die Industrieunternehmen fühlen sich vielmehr mit ihrer Suche nach Verträgen für die Vermarktung von Flexibilität „allein“ gelassen. Die Start-ups der Direktvermarkter schließen hier zwar eine wichtige Lücke, dennoch können die meisten Unternehmen die von Ihnen generierte Flexibilität bislang nicht vermarkten.

Mit Blick auf die Beschaffung von Informationen zur Flexibilisierung und der Vermarktung von Flexibilität sahen einige Unternehmen eine gewisse „Holschuld“ bei den Unternehmen. Viele waren Mitglied in einem oder zwei Netzwerken, um sich z.B. über Energieeffizienz zu informieren, wollten aber wegen des damit verbundenen Aufwands keinem zusätzlichen Flexibilitätsnetzwerk beitreten. Aussagekräftige digitale Newsletter waren hingegen als Informationsquelle gern gesehen.

Vertrauen gibt Sicherheit

Die meisten Unternehmen setzen auf eine externe Beratung zum Einstieg in das Thema Flexibilität.

Um auf das Unternehmen zugeschnittene Vorschläge für eine Umstrukturierung der Produktion machen zu können, benötigen Berater jedoch genaue Kenntnis der jeweiligen Betriebsabläufe und damit auch Zugang zu vertraulichen Informationen. Entsprechend ist Vertrauen eine Grundvoraussetzung für eine solche Zusammenarbeit.

Beratern wird dann von Unternehmen Vertrauen entgegengebracht, wenn sie erfolgreiche Flexibilitätsprojekte vorweisen können oder von kompetenter Seite empfohlen wurden. Fehlen solche Referenzen, wenden sich Unternehmen vornehmlich an neutrale Stellen, wie Ministerien und Energieagenturen. Die befragten Unternehmen sagten, dass für den Abschluss eines Vertrags zwar am Ende der Preis ausschlaggebend, das Vertrauen in den Vertragspartner jedoch nicht zu vernachlässigen sei:

„Der Preis und auch das Wie. Wie ist das Auftreten und wie fasse ich zu dem Vertrauen? Habe ich das Gefühl, der weiß, was er tut?“

(Gruppendiskussion unerfahrene Unternehmen)

Die Unternehmen möchten die Steuerungshoheit über ihre Produktionsprozesse uneingeschränkt behalten und lehnen direkt steuernde Eingriffe von außen aus Gründen der Prozesssicherheit und der Produktionsplanung ab. Das Beispiel der Trimet mit einer externen Steuerung über die AbLaV zeigt aber, dass gute Geschäftsmodelle hier eine Änderung erreichen könnten. Von den 103 befragten Unternehmen stimmen 76 Prozent der Aussage zu, dass Prozesse mit Hilfe externer Signale selbst gesteuert werden könnten, statt Steuerung von außen zuzulassen. Sie bevorzugen eine Signal- oder Impulsgebung, auf die sie dann eigenständig händisch und zum

Teil auch automatisiert reagieren können. In einer Gruppendiskussion gaben die Unternehmen an, dass sie Informationen darüber, welche finanziellen Folgen die Bereitstellung bestimmter Mengen von Flexibilität für sie hat, in Echtzeit benötigen, um abwägen zu können, ob sich eine Flexibilisierung lohnt.

Datenschutz und Datennutzung

Aus der Literatur ist bislang wenig bekannt zu der Frage, wie Industrieunternehmen zu Datenschutz und Datensicherheit stehen. In der momentanen Rechtslage erhebt der Netzbetreiber die Daten zu den Lastgängen alle 15 Minuten. Wenn in Zukunft jedoch neue Schnittstellen geschaltet werden, wäre grundsätzlich auch eine real-time-Übertragung der Lastgangdaten möglich. Derzeit fehlen vielerorts noch Datenschnittstellen zwischen Industrieunternehmen und regionalen Versorgern oder Intermediären.

Einflussfaktor	These	Bewertung
Ökonomische Handlungsmaxime	Die Teilnahme an Flexibilitätsoptionen dient bei vielen Unternehmen der Erweiterung des eigenen Produktportfolios.	These zum Teil bestätigt. Es hat sich gezeigt, dass dies von der Höhe der Stromkosten und von der Vision des Unternehmens abhängig ist.
	An Flexibilitätsoptionen teilnehmende Unternehmen verfolgen oft das Ziel, ihre Energiekosten zu reduzieren.	These wurde bestätigt.
	Unternehmen sind bereit, mit Investitionen in Vorleistung zu gehen, wenn sich dies kurz- bis mittelfristig finanziell rechnet.	These wurde nur für einzelne Unternehmen bestätigt. Die Investition soll sich in 3–5 Jahren rentieren.
Information und Wissen	Wissen und Vorerfahrung mit dem Energiemanagement (insbesondere Lastmanagement) erhöhen die Akzeptanz gegenüber Flexibilisierungsoptionen. Führt die Einführung von Flexibilitätsoptionen zu einem hohen Komplexitätsgrad, wirkt sich dies negativ auf die Akzeptanz aus.	Vorerfahrung ist ein notwendiger, jedoch noch nicht hinreichender Akzeptanzfaktor. Die Wirtschaftlichkeit ist wichtiger. These wurde für den Mittelstand bestätigt.
	Fehlendes energiewirtschaftliches Know-how (bei Produkt-/Geschäftsmodellentwicklung) kann die Akzeptanz negativ beeinflussen.	These wurde für kleine und nicht-energieintensive Unternehmen bestätigt.
Datensicherheit & Datenschutz	Hoher Datenzugriff von außen ist ein hemmender Faktor für den Einstieg in Flexibilitätsoptionen.	These wurde bestätigt.
Vertrauen in beteiligte Akteure, Partizipation	Kooperationen mit Dritten (Stadtwerke/EVUs) fördern den Eintritt von Unternehmen in den Flexibilitätsmarkt.	These nicht bestätigt. Ein hemmender Faktor sind fehlende persönliche Ansprechpartner beim Stadtwerk. Ein weiterer hemmender Faktor sind Direktvermarkter/Berater/Vertriebler ohne solide Branchenkenntnisse. Dahingegen spielen Aggregatoren als Vermarkter eine eher positive Rolle.
	Die Abgabe von Kontrolle über die Steuerung der Anlage hemmt grundsätzlich die Einführung von Flexibilität.	These wurde bestätigt.

Tabelle 4: Zusammenfassende Bewertung der Hypothesen für die Nutzergruppe Industrie



In der Befragung von 103 Unternehmen gaben 45 Prozent an, dass sich aus hoch aufgelösten Verbrauchsdaten wettbewerbsrelevante Rückschlüsse auf ihre Produktionsweise ableiten lassen. Für 75 Prozent der befragten Unternehmen wäre es jedoch unkritisch, wenn ihre Energieverbrauchsdaten nur dem Netzbetreiber und ausschließlich für Flexibilitätsansteuerung hoch aufgelöst übermittelt werden. Rund 80 Prozent der Unternehmen sehen keine Datenschutzprobleme, wenn mehrere Unternehmensprozesse gebündelt würden und man nur eine Schnittstelle nach außen hätte. 55 Prozent sorgen sich aber um ihre Datensicherheit und geben an, dass ihre Verbrauchsdaten besser vor Datendiebstahl geschützt werden müssten. In Zukunft wird es erforderlich sein, über Verfahren nachzudenken, wie die Daten so aggregiert werden können, dass keine Rückschlüsse auf Betriebsgeheimnisse möglich sind.

Zusammenfassende Bewertung der Hypothesen

Tabelle 4 fasst die Erkenntnisse der Untersuchungen zusammen und stellt diese den eingangs zum Projekt formulierten Hypothesen gegenüber.

Landwirtschaft: Wachsende Flexibilitätsangebote

Die Untersuchungen der Nutzergruppe Landwirtschaft haben sich auf die Flexibilisierung von Biogasanlagen konzentriert. Biogas ist für die Strom- und Wärmeerzeugung sowie als Treibstoff einsetzbar und lässt sich im Gegensatz zu anderen regenerativ erzeugten Energien, wie etwa Wind- oder Sonnenenergie, gut speichern. Die mit Biogas betriebenen Blockheizkraftwerke sind grundlastfähig, können aber auch zum Ausgleich von Schwankungen der Stromproduktion flexibel gefahren werden. Damit können Biogasanlagen neben der Bereitstellung von Energie auch Systemdienstleistungen für die Energiewirtschaft übernehmen und Flexibilität anbieten.

Schwerpunkte der Untersuchung

Welche Herausforderungen und Chancen mit der Flexibilisierung von Biogasanlagen einhergehen, wurde in Zusammenarbeit mit dem Teilprojekt „Regionales Verbundsystem Westeifel – Teilprojekt: Biogasanlagen“ untersucht. Das Teilprojekt basiert auf einem bereits entwickelten Verbundnetz von Biogasanlagen und hatte zum Ziel, eine intelligente Steuerung der dezentralen Biogasanlagen und deren Blockheizkraftwerke (BHKW) zu entwickeln und zu erproben.

Als Teilkomponente und ursprünglicher Fokus war die Installation eines Heizstabes und Ausbau des Wärmespeichers bei einer Biogasanlage vorgesehen. Hierdurch sollte der flexible Betrieb der Anlage gesteigert werden, die neben Strom auch Wärme für den Eigengebrauch (Prozesswärme) sowie für ein Nahwärmenetz mit externen Kunden erzeugt.

Bei einem Überangebot an Strom, sollte das BHKW abgeregelt und die Wärmeerzeugung mittels Heizstab erfolgen. Das Stromnetz würde hierdurch in zweifacher Hinsicht entlastet – keine zusätzliche Stromeinspeisung durch das BHKW, stattdessen Strombezug für den Betrieb der Power-to-Heat Lösung. Diese ließ sich im Rahmen der Projektzeit nicht umsetzen, entsprechend konnten keine praktischen Erfahrungswerte hierzu untersucht werden. Die nachfolgenden Ergebnisse gehen daher vor allem auf die untersuchten Hemmnisse der Flexibilisierung von Biogasanlagen (ohne spezifische Erweiterung im Sinne der Heizstabvariante) ein.



Methode	Ort	Teilnehmende Landwirte	Weitere teilnehmende Akteure
Interviews	Trier & Umgebung	1 Landwirt mit Biogasanlage	1 EVU
Workshop	Mainz		1 Umweltministerium RLP 1 Netzbetreiber 2 wiss. Expert/innen 2 EVU 2 Dienstleister
Fokusgruppe	Trier	5 Landwirte mit Biogasanlage	
Fokusgruppe	Trier		3 Anlagenplaner 2 Anlagenzertifizierer
Interviews	Telefonisch		1 Landmaschinenunternehmen 2 EVU 1 Netzbetreiber 2 Verbände 1 Energiehändler

Tabelle 5: Überblick über die durchgeführten Untersuchungen zur Nutzerakzeptanz bei Flexibilisierung in der Landwirtschaft, insb. Flexibilisierung von Biogasanlagen

Datenerhebung und Differenzierung der Gruppe

Zur befragten Gruppe zählten sowohl der Landwirt, bei dessen Biogasanlage eine Erweiterung um die Power-to-Heat Lösung geplant war, als auch weitere landwirtschaftliche Biogasanlagenbetreiber. Diese erweiterte Gruppe umfasste Biogasanlagenbetreiber sowohl mit als auch ohne eine umgesetzte Abwärmenutzung des BHKW in einem Nahwärmenetz. Außerdem waren Landwirte eingebunden, deren Biogasanlage bereits flexibel gefahren wird.

Zusätzlich wurden Interviews, Workshops und Fokusgruppen mit dem federführenden Energieversorgungsunternehmen, weiteren Akteuren der Energiewirtschaft, wie Netzbetreibern und Energiehandelsunternehmen, sowie unterstützenden Akteuren, wie Finanzinstituten, Branchenverbänden, Planern und Zertifizierern, durchgeführt. Einen Überblick über die angewandten Untersuchungsformate und befragten Akteure liefert Tabelle 5.

Zentrale Erkenntnisse der Untersuchungen

Bisherige Untersuchungen haben gezeigt, dass insbesondere in der Landwirtschaft der finanzielle Nutzen ein zentraler Faktor für die Akzeptanz von erneuerbaren Energien und Flexibilität¹³ ist. Wie zahlreiche andere Betriebe argumentieren auch Agrarbetriebe sehr stark auf der Basis einer Kosten-Nutzen-Abwägung.

Flexibilität zur Existenzsicherung und Geschäftsfelderweiterung

Viele der derzeit bestehenden Biogasanlagen sind unter der Prämisse der Volleinspeisung des erzeugten Stroms geplant und in Betrieb genommen worden, einige mit einem zusätzlichen Nutzungskonzept für ein angeschlossenes Nahwärmenetz. Die Volleinspeisung war aufgrund der hohen

Anfangsvergütungen des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) wirtschaftlich machbar. Wenn die Anlagen nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen, rentiert sich eine Anlage in 100 Prozent-Volleinspeisung bei dem derzeitigen Strompreis nicht.

Da in den kommenden Jahren die EEG-Einspeisevergütung der meisten Biogasanlagen ausläuft, müssen viele Landwirte neue Einnahmequellen erschließen und Anschlussmodelle finden, sofern sie ihre Biogasanlage weiterbetreiben wollen. Für manche Betriebe folgt das Interesse an Flexibilisierung daher dem akuten Handlungsdruck. Dies trifft insbesondere zu, wenn die Einnahmen aus der EEG-Vergütung einen großen Anteil an den Einnahmen des landwirtschaftlichen Betriebs haben. Sind Investitionen für die Biogasanlage noch nicht vollständig abgezahlt, verschärft dies die Situation zusätzlich.

„[...] es war einfach die Entscheidung, will ich über die EEG-Zeit hinaus Biogasanlagenbetreiber bleiben, ja oder nein?“

(Fokusgruppe Landwirte)

Handlungsdruck kann auch durch andere Rahmenbedingungen, etwa Preisschwankungen für landwirtschaftliche Produkte, entstehen. Sinkende Preise für landwirtschaftliche Produkte zum Beispiel erschweren Investition in flexible Technologien und den Aufbau eines zusätzlichen Standbeins.

¹³vgl. Cremer 2013, Roszkopf und Wagner 2003, Gandorfer et al. 2006, Vierboom et al. 2006

„Viele haben gerade enorme Probleme wegen dem Milchpreis und können den Bestand kaum finanzieren und dann werden die auch nicht mehr investieren. Viele haben Probleme noch Geld von der Bank zu bekommen“

(Interview mit Energiehändler)

Andererseits eröffnet der Betrieb einer Biogasanlage und deren Flexibilisierung die Möglichkeit, Einnahmequellen zu diversifizieren. Allerdings steht der finanzielle Nutzen der Flexibilisierung in Konkurrenz mit anderen Optionen und Investitionsmöglichkeiten.

„Im Endeffekt muss man dem Landwirt eine Zukunftsperspektive aufmachen, so dass er sagt, für mich lohnt sich das auch nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung noch weiterhin die Anlage zu betreiben. Im Zweifel könnte er auch die Felder z.B. für Windkraftanlagen oder zur Nahrungsmittelproduktion verpachten. Das wirtschaftlichste Angebot ist das wichtigste“

(Interview mit EVU)

Landwirte werden in der Regel die Option wählen, die ihnen in Zukunft den höchsten finanziellen Nutzen verspricht. Entsprechend muss sich eine Investition in Flexibilisierung im Vergleich zu anderen Möglichkeiten stärker auszahlen.

Zusätzlich spielen die Ausrichtung und Entwicklungsperspektive des Betriebs eine Rolle bei der Investitionsentscheidung. Die Zukunftssicherung ihres Betriebs ist für viele Landwirte sehr wichtig, insbesondere für Familienbetriebe mit Tradition. Landwirtschaftliche Betriebe mit unsicheren Zukunftsaussichten sind sehr risikoavers und deutlich seltener bereit zu investieren. Vorteilhaft für ein Interesse an einer Flexibilisierung sind eine gesicherte Zukunft des Hofes, etwa durch eine klar geregelte Nachfolge, eine tendenziell umfassendere Ausbildung des Landwirts sowie eine offenere Einstellung der jüngeren Generation gegenüber neuen Technologien.

„[...] eine ganz wichtige Voraussetzung ist: Perspektive, [...], dass überhaupt ein Nachfolger da ist. Wenn das nicht der Fall ist, dann sagt der Betriebsleiter: Okay, ich komme bis zur Rente damit und ich habe sowieso keinen Nachfolger, also läuft das Ding aus. Ich denke, das ist eine ganz wichtige Geschichte“

(Fokusgruppe Anlagenplaner)

„[...] dass die jüngeren Landwirte oft sehr gut geschult sind. Die sind offen für neue Technologien [...]“

(Interview mit Energiehandelsunternehmen)

Im Ergebnis erweist sich, dass ökonomischer Nutzen ein ganz entscheidendes Motiv für landwirtschaftliche Biogasanlagenbetreiber ist, sich mit dem Thema Flexibilisierung auseinanderzusetzen. Der Nutzen zeigt sich hierbei in unterschiedlichen Ausprägungen:

- Als Beitrag zur Existenzsicherung, insbesondere wenn sich andere Wirtschaftsbereiche des landwirtschaftlichen Betriebes nicht lukrativ entwickeln lassen und eine deutliche Abhängigkeit von dieser Zusatzeinnahme besteht („Existenznot“)
- Zur wirtschaftlichen Optimierung und Produktdiversifizierung mit zusätzlichen Einnahmen oder als Ersatz für EEG-Vergütung („Mitnahmeeffekt“ ohne Existenzabhängigkeit)
- Zur Zukunftssicherung („Zukunftsperspektive“) oft einhergehend mit einer gesicherten Hofnachfolge

Flexibilisierung erfordert in der Regel umfangreiche Investitionen in neue Anlagentechnik, wie zum Beispiel in ein größeres BHKW, einen größeren Gasspeicher und entsprechende Steuerungstechnik. Entsprechend attraktiv müssen die damit verbundenen ökonomische Anreize sein.

Günstige Zeitfenster, wie etwa anstehende Re-Investitionen in ein BHKW, fördern die Investitionsbereitschaft in eine Flexibilisierung.

Wissen und Information

Bei bisherigen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass sich technisches Vorwissen und Erfahrung bei Landwirten positiv auf die Akzeptanz gegenüber neuer Technologie auswirken. Sowohl bei Innovationen im Allgemeinen¹⁴ als auch bei der Einführung von Informationstechnologien¹⁵ sind Ausbildung und entsprechendes Vorwissen eine gute Basis, den Nutzen der Neuerung zu verstehen.

Landwirte, die eine Biogasanlage wirtschaftlich betreiben wollen, benötigen nicht nur die landwirtschaftliche Qualifizierung, sondern auch Wissen über Vergärungsprozesse und betriebswirtschaftliches Knowhow.

„[...] wenn er betriebswirtschaftlich nicht fit ist, dann entwickelt er sich nicht. Das ist in der Landwirtschaft ganz genauso, und in unserer Ausbildung draußen wird immer die Betriebswirtschaft noch zu weit hinten angestellt.“

(Landwirt Fokusgruppe)

Fehlendes Wissen führt oft zu Skepsis gegenüber neuen Technologien.

¹⁴ Bokelmann et al. 2012

¹⁵ Petershammer et al. 2014

„Also dieses zögerliche Verhalten, das gibt es immer in der Landwirtschaft, weil es dort auch die gesamte Bandbreite gibt. Einmal der, der den Milchviehbetrieb vom Vater übernommen hat, der eine Ausbildung gemacht hat. Und dann gibt es die studierten Landwirte, die sich nur um Biogasanlagen kümmern. Und dazwischen gibt es die gesamte Bandbreite“

(Interview mit Energiehändler)

Die befragten Landwirte mit positiver Vorerfahrung im Betrieb bestehender Biogasanlagen sind dem Thema Flexibilisierung eher aufgeschlossen. Auch der Bauernverband bestätigt, dass Landwirte mit positiver Erfahrung und Wissen leichter für neue Entwicklungen bezüglich der Energiewende und auch Flexibilisierung zu begeistern sind. Sie nehmen häufiger an Veranstaltungen teil und probieren neue Angebote oder Technologien aus. Als hilfreich wird es von Seiten des Bauernverbands angesehen, wenn Landwirte ihre Erfahrungen in Sachen Flexibilisierung teilen. Förderungen von Pilotanlagen zur Demonstration der Funktionsweise können hier wichtige Impulse geben.

Um informiert zu bleiben, greifen Landwirte auf etablierte Informationskanäle und Fachmedien zurück, wie zum Beispiel Fachmedien, Newsletter und Fachzeitschriften des Bauernverbandes. Hier würden sie auch nach neuen Entwicklungen im technischen Bereich suchen.



„[...] diese ganzen Angebote gibt es ja, die werden dargestellt zum Beispiel im Biogas, im Fachjournal oder in Fachzeitschriften, und dann kann ich mir das ja frei aussuchen und kann mir dann das als ersten Schritt, das sind immer so die ersten Kontaktaufnahmen, und dann kommen ja Schritte hinzu.“

(Fokusgruppe Landwirte)

Aufgrund der Komplexität des Themas Flexibilisierung, ist es jedoch für Landwirte oft schwer, die für ihre Anlage wichtigen Informationen zu identifizieren. Hier nutzen sie bevorzugt persönliche Kontakte, wie etwa beim Biogasfachverband oder der Landesenergieagentur, oder besuchen Fachveranstaltungen und nehmen an Besichtigungen teil.

„[...] da stehen ja viele Sachen drin, wenn man sie nicht direkt versteht, auf jeden Fall kriegt man eine Anregung, man geht dann in diese Richtung weiter und informiert sich dann, ruft beim Biogasverband an, da habe ich das und das gelesen, wie trifft das auf meinen Fall zu, ich habe nicht ganz verstanden oder so.“

(Fokusgruppe Landwirte)

Allgemein wird der Wissensstand der landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreiber in Bezug auf Energiethemen inklusive der Herausforderung der Stabilisierung der Netze von allen befragten Akteuren als sehr gut eingeschätzt.

Jedoch erfassen viele Landwirte die Komplexität von Flexibilisierung und was dies für den flexiblen Betrieb einer Biogasanlage bedeutet nicht. Hier sollten aus Sicht von Bauernverbänden und Beratern mehr Informationen bereitgestellt werden.

Die befragten Landwirte selbst wünschen sich vor allem eine verbesserte Kommunikation mit den diversen Umsetzungsakteuren, wie z.B. Netzbetreibern, Energie- und Finanzdienstleistern. Dabei betonen sie die Bedeutung rechtzeitiger und transparenter Gespräche auf Augenhöhe.

Vertrauen gibt Sicherheit

Die Befragten haben gezeigt, dass für landwirtschaftliche Betreiber das Vertrauen in ihren Geschäftspartner wichtige Voraussetzung für Kooperationen ist, unabhängig davon, ob es sich um einen Kollegen aus der Landwirtschaft handelt oder potenzielle Partner aus anderen Branchen, wie beispielsweise aus der Energiewirtschaft. Auch Beziehungen zu regionalen Geschäftspartnern, wie etwa dem EVU, gelten in diesem Zusammenhang als beständig und vertraut. Mit vielen Akteuren haben die befragten Landwirte langjährige Vertragsbeziehungen.

Auf der anderen Seite gibt es landwirtschaftliche Biogasanlagenbetreiber, die einem regionalen Energieversorger die erfolgreiche Platzierung eines Flexibilitätsangebots an den zunehmend komplexeren Energiemärkten nicht zutrauen und deshalb eher zu einem größeren Anbieter mit mehr Erfahrung und Expertise in diesem Bereich wechseln.



Fachkenntnis fördert das Vertrauen. Dies gilt aus Sicht der Landwirte vor allem für Energiedienstleister und Vermarktungsunternehmen wie Stromhändler. Hier wird neben energiewirtschaftlicher Expertise auch geschätzt, wenn die Akteure Fachwissen und Verständnis für die landwirtschaftliche Branche mitbringen.

Innerhalb der eigenen Branche genießen wiederum Landwirtschaftskammer und Maschinenbauingenieurwesen hohes Vertrauen. Hier fehlt es jedoch zum Teil an umfassenderem Wissen über Flexibilisierung, entsprechend vorsichtig sind Landwirte bei Beratungsangeboten aus dieser Richtung und wünschen sich mehr Fachexpertise von neutraler Seite.

In Bezug auf Transparenz und Kommunikation auf Augenhöhe ernten Netzbetreiber und Behörden Kritik. Bei ihnen bemängeln Landwirte unklare Bedingungen und mangelnde Transparenz bei der Planung und Umsetzung von Flexibilisierung, lange Reaktionszeiten und Verzögerungen durch unübersichtliche Anforderungen unter anderem hinsichtlich der von ihnen geforderten Unterlagen.

Auch die Verfahren der Genehmigungsbehörden seien für die Umsetzung von Flexibilisierung zu komplex und intransparent.

Kennzeichnend hierfür wurden die regional unterschiedlichen Auslegungen von Vorschriften genannt. Dies sei nicht förderlich für vertrauensvolle Zusammenarbeit und Planungssicherheit bei der Umsetzung von Flexibilisierung. Man müsse sich darauf verlassen können, dass Umsetzungen einer Flexibilisierung einwandfrei funktionieren und die Abläufe im landwirtschaftlichen Betrieb nicht gefährden. Verlässlichkeit spielt hierbei neben der Qualität also eine große Rolle.

Laut dem Landesbauernverband befürchten Landwirte, dass ihre Anlage durch Fremdsteuerung beschädigt werden könnte.

„Landwirte sind sehr bodenständig von Natur aus und wollen das auch sehen. Natürlich ist das schwer, wenn man nur alles am Computer sieht, und dann gleich Panik bekommt, weil die meine Biogasanlage fernsteuern oder abschalten.“

(Interview mit Landesbauernverband)

Einflussfaktor	These	Bewertung
Ökonomische Handlungsmaxime	In der Flexibilisierung sieht die Landwirtschaft eine Möglichkeit für die Erweiterung des eigenen Produktportfolios; mit dem Ziel neue Märkte zu erschließen und die Zukunft ihrer Biogasanlage bzw. ihres Betriebs zu sichern.	These wurde bestätigt.
Wissen und Erfahrung	Wissen zu energiewirtschaftlichen Grundlagen erhöht die Einstellungs- und auch Handlungsakzeptanz ggü. Flexibilitätsoptionen.	These wurde bestätigt.
	Positive Vorerfahrung (Direktvermarktung, Marktprämienmodell, etc.) erhöht die Einstellungs- und auch Handlungsakzeptanz.	These wurde bestätigt.
Datensicherheit und Datenschutz	Wichtig ist dabei die Sicherheit, der Umfang und die Transparenz in Bezug auf die Bereitstellung und Weiterverwendung von Daten.	Die Themen Datenschutz und -sicherheit stellen kein Hindernis oder größeres Thema dar, solange damit vertrauensvoll umgegangen wird.
Vertrauen in beteiligte Akteure	Das Vertrauen in Dritte z.B. Stadtwerke/EVU/Netzbetreiber/weitere Branchenvertreter, belegt durch persönliche Kontakte und Referenzen, ist zwingend notwendig für die gemeinschaftliche Umsetzung von Flexibilitätsoptionen.	Durch verschiedene Faktoren gegebenes Vertrauen ist bei der Umsetzung von Flexibilisierung elementar.
Information und Kommunikation	Je höher die Transparenz/Information/Kommunikation, desto größer auch die Akzeptanz gegenüber Flexibilisierung.	These wurde teilweise bestätigt: Information ist zwingend notwendig, allerdings ist nicht gesichert, dass dies die Akzeptanz erhöht.

Tabelle 6: Zusammenfassende Bewertung der Hypothesen für die Nutzergruppe Landwirtschaft



Der Betrieb von Biogasanlagen erfordert Fachkenntnis. Durch den Eingriff von außen sehen Landwirte den reibungslosen Betrieb gefährdet. Laut einem Agrarberater ist es den Landwirten daher sehr wichtig, ihre Anlagen selber zu steuern.

„Wir haben ein Beispiel, wo der Landwirt versucht hat, die Steuerung (High-Tech) so hinzubekommen, dass er die Einbringung und Rührtechnik mühsam eingestellt hat. Und dann drückt einer von außen, wegen dem Vollwartungsvertrag, auf die Werkeinstellung, dadurch ist die Anlage abgestürzt. Es gibt jetzt einen Streit, wer dafür haftet.“

(Interview mit Fachverband)

Die Untersuchungsergebnisse zeigen einmal mehr, dass Vertrauen bei der Ausgestaltung und Umsetzung von Flexibilisierung auch und gerade in der Landwirtschaft eine bedeutende Rolle spielt und von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst wird.

Dazu zählen gute Fachkenntnis der Vertragspartner und Dienstleister – sowohl im Hinblick auf Energiewirtschaft als auch die landwirtschaftliche Praxis – sowie die Beständigkeit der involvierten Akteure von Beratern über Planer bis hin zu Dienstleistern. Darüber hinaus wirkt sich Transparenz im Projektlauf, insbesondere bei der Ausgestaltung der notwendigen externen Einflussnahme auf innerbetriebliche Abläufe, auf das Vertrauen und die Akzeptanz der Landwirte aus.

Insbesondere beim Erstkontakt und bei der Anbahnung von Geschäftsbeziehungen scheint Vertrauen, relevant zu sein. In der späteren Verhandlung zur Umsetzung spielen hingegen die konkreten Fakten, wie Wirtschaftlichkeit des Angebots und Handhabung der Fremdsteuerung, eine wichtigere Rolle.



Zusammenfassende Bewertung der Hypothesen durch die Ergebnisse

Tabelle 6 fasst die Erkenntnisse der Untersuchungen zusammen und stellt diese den eingangs zum Projekt formulierten Hypothesen gegenüber.

Zukunft gestalten: Schlussfolgerungen für Geschäftsmodelle

Ob im Bereich Flexibilität neue und tragfähige Geschäftsmodelle entstehen, hängt stark von den regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ab. Die hier vorgestellten Schlussfolgerungen aus den Untersuchungen von DESIGNETZ setzen voraus, dass geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, und zeigen, was zusätzlich zu wirtschaftlich sinnvollen Modellen noch berücksichtigt werden sollte.

Privathaushalte

Wie bei anderen Geschäftsmodellen auch ist ein eindeutiges Nutzenversprechen für Haushalte von zentraler Bedeutung.

Ein Nutzenversprechen im Kontext einer Flexibilisierung des Energiesystems mag technologisch komplex sein, der Nutzen für Haushalte und die Nutzungsanforderungen müssen dennoch transparent, verständlich und klar umrissen sein.

Sie sollten die Komplexität des dahinterstehenden Energiemarktes nicht abbilden.

Sehr wichtig ist, dass für die Haushalte aus den Geschäftsmodellen keine unkalkulierbaren finanziellen oder persönlichen Risiken entstehen, wie zum Beispiel durch Verschleiß oder Schäden an und durch Anlagen. Nutzt eine Flexibilitätsoption mehr dem Netz als dem Haushalt, können Haushalte eher über eine Mitmachprämie gewonnen werden als über ein Produkt, dessen Nutzen für Haushalte schwer erkennbar oder finanziell kaum attraktiv ist. Weiterhin spielen aufgrund der geringen absoluten ökonomischen Vorteile andere Motive, wie ein persönlicher Beitrag zur Energiewende oder zur Förderung von Innovation, eine stark unterstützende Rolle.

Grundsätzlich limitieren mitunter absehbare Komfortverluste die Anpassung des Energieverbrauchs in Haushalten. Daher sind Ansätze vielversprechender, wenn sie Abläufe im Haushalt nicht oder nur wenig beeinflussen. Zudem sind private Verbraucher in der Regel nicht bereit, sich zeitlich stark zu engagieren, wenn der wirtschaftliche Nutzen nicht überzeugend ist. Letztlich werden also automatisierte Prozesse benötigt, die von den Haushalten mit Rahmenbedingungen belegt werden können und ihnen gleichzeitig Kontrolle und Transparenz bieten.

Industrie

Ihre potenzielle Bedeutung bei der Stabilisierung von Netzen oder gar beim Abfedern des Netzausbaus ist der nicht-energieintensive Industrie oft nicht bewusst. Als „letztes Glied in der Kette“ sehen sie sich selbst nicht in der Verantwortung und verspüren keinen Handlungsdruck. Das produzierende Gewerbe sieht vielmehr Politik, regionale Versorger und Netzbetreiber in der Verantwortung, aktiv auf die Unternehmen zuzugehen. Demgegenüber stehen schon heute energieintensive Großverbraucher, die durch experimentelle Projekte mit Flexibilität ihren Produktionsstandort in Deutschland proaktiv sichern und Flexibilität als zusätzliche Einnahmequelle aufbauen wollen.

Damit sich mehr Unternehmen auf freiwilliger Basis mit dem Thema Flexibilisierung auseinandersetzen, sind Geschäftsmodelle erforderlich, die sich für Unternehmen auszahlen.

Diesem Ziel stehen bisher eine Reihe von Faktoren entgegen: Die Anschaffung von Mess- und Steuerungstechnik sowie der Anschluss an Datenschnittstellen erfordern erhebliche Investitionen, die sich – wenn Unternehmen ihre üblichen Amortisationszeiträume ansetzen – in drei bis fünf Jahren rentieren müssen.

Häufige Gesetzesänderungen in der Energiepolitik führen hier jedoch derzeit zu Verunsicherung, Resignation und Stillstand, sodass vielerorts die für Investitionen notwendige Planungssicherheit fehlt. Darüber hinaus belohnen die derzeitigen Netznutzungsentgelte und Stromtarife eine konstante Abnahme von Strom und damit ein Verhalten, das nicht mit den zukünftigen Herausforderungen in Einklang gebracht werden kann und ihnen sogar entgegensteht.

Damit sich Flexibilität auszahlt, müssen Netznutzungsentgelte, Stromtarife und EEG-Umlage so umstrukturiert werden, dass netz- und systemdienliches Verhalten finanziell hinreichend belohnt wird.

Bis diese grundlegenden Rahmenbedingungen geändert sind, bieten Sonderkonditionen in Pilotvorhaben eine Möglichkeit, den Stromverbrauch von Industrieunternehmen zu flexibilisieren. Darüber hinaus gibt es einen wachsenden Markt von Intermediären, die Flexibilität von Unternehmen gebündelt am Strommarkt handeln.

Landwirtschaft

Das dominierende Motiv für Landwirte, ihre Biogasanlage zu flexibilisieren, ist der finanzielle Nutzen sowie – im Hinblick auf das Ende bisheriger EEG-Vergütungen für die Stromeinspeisung vieler Biogasanlagen – auch die Hoffnung auf ein sich anschließendes neues Geschäftsmodell. Das Versprechen „wirtschaftliche Attraktivität“ ist jedoch nicht alleine über eine Vergütung oder den Preis definiert. Viel Wert legen Landwirte bei Geschäftsbeziehungen auch auf Stabilität und Verlässlichkeit. Dies sollte auch bei der Entwicklung von Geschäftsmodellen berücksichtigt werden.

Produkte oder Geschäftsmodelle, die auch mittel- und langfristig solide Einnahmen versprechen, können für einige landwirtschaftliche Betriebe attraktiver sein als kurzfristig angelegte, wirtschaftlich zunächst interessantere Angebote.

Dies trifft insbesondere zu, wenn die Betriebe noch wenig Erfahrung mit neuen Geschäftsmodellen haben und tendenziell weniger technik- oder risikoaffin sind. Vor allem Familienbetriebe mit Tradition und geregelter Hofnachfolge, agieren zudem eher mit einer längerfristigen Perspektive, bei der Zukunftssicherung eine hohe Bedeutung hat. Angebote mit langen Vertragslaufzeiten und Perspektiven für zukünftige Entwicklungen auf den Märkten sprechen Landwirte daher eher an als industrielle Unternehmen.

Grundsätzlich stehen die Investitionen in Flexibilisierung jedoch mit anderen Möglichkeiten der Geschäftsfeldentwicklung in Konkurrenz und müssen sich durch klare Vorteile profilieren. Positive Vorerfahrung und Erfahrungsberichte werden von allen Befragten als hilfreich eingeschätzt und verbessern die Einstellung zu Flexibilisierung, die zudem Überblickwissen in Betriebswirtschaft und Energiewirtschaft voraussetzt. Entsprechend wichtig ist ein Austausch zwischen den Akteuren und eine gute Informationsbereitstellung.

Vertrauen ist bei der Umsetzung von Flexibilisierung ein zentraler Faktor, ebenso wie Beständigkeit der Akteure und transparente Abläufe für Landwirte eine wichtige Basis für Kooperationen und innovative Projekte sind. Regionalität, landwirtschaftliche Kenntnis und gute Referenzen der Geschäftspartner fördern die Handlungsbereitschaft zusätzlich.

Neben einer hierauf eingehenden frühzeitigen Kommunikation zwischen Landwirten und potenziellen Geschäftspartnern ist bei der Entwicklung und Realisierung von Geschäftsmodellen eine Auseinandersetzung mit Umfang und Art der Automatisierung und Fremdsteuerung zentral. Von den Befragten wurde dies mehrheitlich vor dem Hintergrund des Vertrauens und nicht hinsichtlich der Nutzerfreundlichkeit diskutiert.

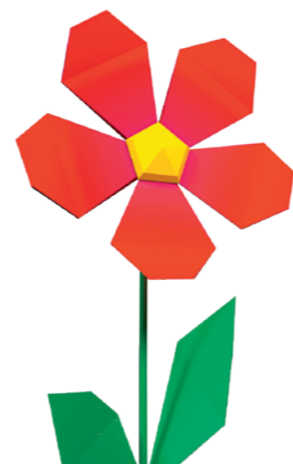
Die Fremdsteuerung für die Flexibilisierung muss Anforderungen an Transparenz und Nachvollziehbarkeit erfüllen und Eingriffsmöglichkeiten bieten. Dies ist insbesondere aus Sicht der Landwirte und mit Blick auf die oft sehr individuellen und gegenüber Veränderungen sensiblen Prozesse der Biogasproduktion essentiell.

Autoren

Anja Folz (Energieagentur Rheinland-Pfalz)

Dr. Swantje Gähns, Franziska Mohaupt, Prof. Dr. Angela Oels (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW))

Dr. Peter Eckerle (StoREgio Energiesysteme e.V.)



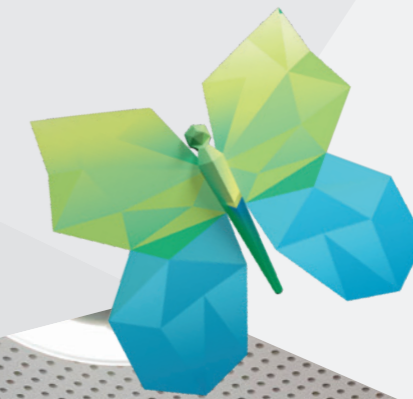
ENERGIEWISSEN WEITERGEBEN

KLIMASCHUTZ UND ENERGIEWENDE SIND SCHON LANGE NICHT MEHR THEMEN, MIT DENEN SICH AUSSCHLIESSLICH EXPERTINNEN UND EXPERTEN ODER FACHPERSONAL AUSEINANDERSETZEN. IM GEGENTEIL: DER SCHUTZ UNSERES KLIMAS IST HEUTZUTAGE EIN GESAMTGESELLSCHAFTLICH STARK DISKUTIERTES THEMA, DAS UNS ALLE ETWAS ANGEHT. DESIGNETZ HAT DAS ZUM ANLASS GENOMMEN, MIT SCHÜLERINNEN UND SCHÜLERN, STUDIERENDEN UND JUNGEN NACHWUCHSKRÄFTEN ÜBER ZENTRALE HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEWENDE ZU DISKUTIEREN, FRAGEN ZU BEANTWORTEN UND DEN LÖSUNGSANSATZ DES PROJEKTS VORZUSTELLEN.

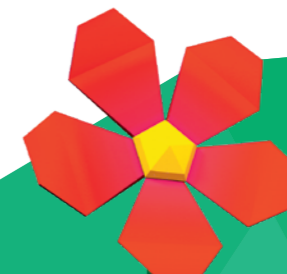
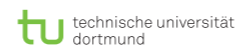
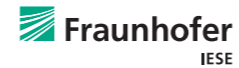
Die Schülerinnen und Schüler des Alexander-Hegius Gymnasiums in Ahaus verzichteten auf den klassischen Ausflug am Wandertag und wandelten diesen stattdessen in einen Energietag um. Auf dem Stundenplan standen die Themen Energiewende und Klimaschutz. Warum brauchen wir eine Energiewende? Geht zukünftig das Licht aus, wenn wir die Kraftwerke abschalten? Welche Rolle spielen Speicher im künftigen Energiesystem? Welchen Beitrag kann ich selbst zur Energiewende leisten?

Diese und weitere Fragen wurden in Vorträgen und Gruppenarbeiten mit Expertinnen und Experten von DESIGNETZ und dem Projektpartner Ingenieurbüro Buss aus Ahaus beantwortet. Karola Voß, Bürgermeisterin von Ahaus, und Schulleiter Michael Hilbk waren ebenfalls vor Ort und zeigten sich begeistert von dem Engagement der Jugendlichen.

DESIGNETZ war zwei Jahre in Folge bei der Akademie für Energie & Akzeptanz des Wittenberg-Zentrums für Globale Ethik vertreten. Im Fokus der Vorträge und Diskussionen war 2019 das Thema Akzeptanz für die Energiewende und Möglichkeiten, diese zu stärken. Im Jahr 2020 ging es primär um den Umgang von Daten, die durch neue Technologien der Energiewende generiert werden. Projektleiter Lothar Ahle erklärte den Lösungsansatz von DESIGNETZ und diskutierte anschließend mit den Doktorandinnen und Doktoranden darüber, welche regulatorischen Rahmenbedingungen für das Gelingen eines dezentralen Energiesystems angepasst werden müssen.



46 ERFAHRENE PARTNER. EIN GEMEINSAMES ZIEL.



BILDNACHWEISE

Seite	Kapitel	Quelle
3	Auf ein Wort	Dr. Andreas Breuer/E.ON SE
3	Auf ein Wort	DESIGNETZ/Jörg Mettlach
3	Auf ein Wort	DESIGNETZ/Jörg Mettlach
3	Auf ein Wort	DESIGNETZ/Jörg Mettlach
3	Auf ein Wort	DESIGNETZ/Jörg Mettlach
4	Grußwort	BPA/Steffen Kugler, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
4	Grußwort	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
6–11	Summary	iStockphoto 1022163060
12–13	Land der Ideen	Lothar Ahle
14	Designetz	Fotolia 93254328
22	Politischer Beirat	2021, E.ON SE
23	Politischer Beirat	2021, MWIDE NRW
23	Politischer Beirat	2021, MWIDE NRW
23	Politischer Beirat	Fionn Grosse
23	Politischer Beirat	Staatskanzlei Saarland/Carsten Simon
24–25	Flexibilität	DESIGNETZ/Thomas Steuer
29	Flexibilität	DESIGNETZ/Jörg Mettlach
37	Flexibilität	iStockphoto 656159744
38	Flexibilität	iStockphoto 1092050750
40	Flexibilität	Janina Senner, Gas- und Wärmeeinstitut Essen e. V.
41	Flexibilität	iStockphoto 875524460
45	Flexibilität	iStockphoto 1198381124
46–47	Netzinfrastruktur	E.ON SE
50	Netzinfrastruktur	Westnetz GmbH
53	Netzinfrastruktur	iStockphoto 1192859758
57	Netzinfrastruktur	Rainer Niehaus
58	Netzinfrastruktur	Westnetz GmbH
61	Netzinfrastruktur	iStockphoto 485919737
62	Netzinfrastruktur	E.ON SE
65	Netzinfrastruktur	iStockphoto 1155069789
66	Netzinfrastruktur	iStockphoto 1061357610
68	Netzinfrastruktur	Alexander Schalk, VSE AG
69	Netzinfrastruktur	E.ON SE
72–73	Digitalisierung	iStockphoto 1146418707
77	Digitalisierung	Dr. Boris Brandherm/Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz
77	Digitalisierung	Dr. Christian Linn/August-Wilhelm Scheer Institut gGmbH
93	Digitalisierung	iStockphoto 856371988
94–95	Regulierung	iStockphoto 506316644
97	Regulierung	iStockphoto 974187380
98	Regulierung	Technische Werke Ludwigshafen AG
100	Regulierung	Sven Stausberg – E.ON Bilddatenbank
102	Regulierung	Jan Budke, E.ON SE
103	Regulierung	DESIGNETZ/Lutz Kampert
104	Regulierung	iStockphoto 686622942
107	Regulierung	iStockphoto 1088689988
108	Regulierung	iStockphoto 1278550818
110	Regulierung	iStockphoto 943324218
115	Regulierung	iStockphoto 929210658
116	Regulierung	DESIGNETZ
118–119	Partizipation	iStockphoto 926573646
120	Partizipation	iStockphoto 1211622412
122	Partizipation	Dr. Swantje Gähns/Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH
124	Partizipation	DESIGNETZ/K+S Studios GmbH
127	Partizipation	DESIGNETZ/K+S Studios GmbH
129	Partizipation	DESIGNETZ
131	Partizipation	Westnetz GmbH
134	Partizipation	iStockphoto 158532311
139	Partizipation	DESIGNETZ/Jörg Mettlach
141	Partizipation	Fotolia 69047194
142	Energiewissen weitergeben	DESIGNETZ/Lutz Kampert
143	Energiewissen weitergeben	Frank Vinken/dwb

PUBLIKATIONSVERZEICHNIS

Die folgende Liste gibt einen Überblick über die wissenschaftlichen Publikationen, die im Rahmen von DESIGNETZ entstanden sind. Darüber hinaus wurden während der Projektlaufzeit zahlreiche Vorträge und Präsentationen bei Fachveranstaltungen gehalten und Berichte über DESIGNETZ in unterschiedlichen Medien veröffentlicht. Diese sind nicht Teil dieser Liste.

11/2015

Stefan Nykamp, Tobias Rott, Stefan Küppers
The project „ElChe“ Wettringen: storage as an alternative to grid reinforcements – experiences, benefits and challenges from a DSO point of view
 International ETG Congress 2015; Die Energiewende – Blueprints for the new energy age, Bonn, November 2015

10/2020

Jan-Philipp Exner, Michelle Krämer, Dirk Werth, Andreas Eitel, Jochen Britz, Boris Brandherm
Integrated Data and Service Platforms for Smart Energy Networks as a Key Component for Smart Cities
 Lecture Notes in Computer Science (pp. 468–483) Edition: 12553

09/2020

Agnetha Flore, Jorge Marx Gómez
Development and comparison of migration paths for smart grids using two case studies
 Heliyon, Volume 6, Issue 9, September 2020, e04913

06/2020

Agnetha Flore, Jorge Marx Gómez
The Maturity Model DESIGNETZ – Partner as a tool for decision-making in the Smart Grid
 ICEEE 2020 International Conference on Economics, Energy and Environment

09/2019

Alexander Fehler
Untersuchung der Umsetzbarkeit energetischer Autarkie unter Berücksichtigung lokal verfügbarer Flexibilität
 SINTEG Jahreskonferenz, September 2019

09/2019

Stefan Dalhues, Yang Zhou, Oliver Pohl, Florian Rewald, Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid, Jannik Zwartscholten, Zita Hagemann, Christian Wagner, Daniel Mayorga Gonzalez
Research and practice of flexibility in distribution systems: A review
 CSEE Journal of Power and Energy Systems, S. 285–294

06/2019

Fabian Erlemeyer, Bengt Lüers, Dennis Schmid, Christian Rehtanz, Sebastian Lehnhoff
Simulation Setup for Live Testing Future Distribution Grid Flexibility
 CIREN 2019, 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, Juni 2019

06/2019

Fabian Erlemeyer, Christian Rehtanz, Bengt Lüers, Sebastian Lehnhoff
Simulation Setup of the System-Cockpit to investigate large-scale use of flexibility for distribution grid

04/2019

Jan-Philipp Exner, Maximilian Derouet, Dr. Christian Linn, Dirk Werth
Requirements for Reliable and Flexible Smart Grid as Energy Networks in Smart Cities
 REAL CORP 2019–IS THIS THE REAL WORLD? Perfect Smart Cities vs. Real Emotional Cities. Proceedings of 24th International Conference on Urban Planning, Regional Development and Information Society, Hrsg: CORP–Competence Center of Urban and Regional Planning, S. 589–596

03/2019

Dr. Jan-Philipp Exner, Dr. Christian Linn, Dirk Werth
Energie wird digital – Die Daten- und Dienstleistungsplattform für ein Deutschland nach der Energiewende
 Fachmagazin IM+io, 03/2019, S. 46–49

02/2019

Alexander Fehler, Denis vom Stein, Dennis Schmid, Christian Rehtanz, Albert Moser
Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz
 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Februar 2019

12/2018

Annika Schurtz, Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid, Bengt Lüers, Theresa Noll, Christian Rehtanz
DESIGNETZ: Flexibilität in der Energiewelt 2035
 et 12/2018

11/2018

Denis vom Stein, Jens D. Sprey, Fabian Erlemeyer, Simon Ohrem, Christian Rehtanz
DESIGNETZ: Erster Baustein: Szenarien für 2035
 Energiewirtschaftliche Tagesfragen: et, Band: 11, S. 60–63

09/2018

Lukas Lühr, Jan Kellermann, Jens Sprey, Albert Moser
Impact of different Charging Strategies on the Grid Expansion Needs of Distribution Grids
 NEIS 2018 – Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, September 2018

07/2018

Moritz Stüber, Lukas Exel, Georg Frey
Using Modelling and Simulation as a Service (MSaaS) for Facilitating Flexibility-based Optimal Operation of Distribution Grids
 15th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO 2018), Juli 2018

02/2018

Lukas Exel, Georg Frey
Modeling and simulation of local flexibilities and their effect to the entire power system
 Comput Sci Res Dev 33, S. 49–60

02/2018

Jan Kellermann, Lukas Lühr, Jens Sprey, Albert Moser
Auswirkungen einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für Elektromobilität auf die Verteilnetzebene – Ein Fallbeispiel aus dem Projekt DESIGNETZ
 15. Symposium Energieinnovation Graz, Februar 2018

01/2018

Franziska Mohaupt, Lioba Macht, Christine Dede, Swantje Gähns
Mögliche Akzeptanzfaktoren für Flexibilitäten im Energiesystem – Eine literaturbasierte Analyse im Rahmen von Arbeitspaket 8 im Projekt Designetz Forschungsbericht

Besuchen Sie gerne das DESIGNETZ-Profil bei ResearchGate, um die Publikationen einzusehen, die im Rahmen von DESIGNETZ entstanden sind:
<https://www.researchgate.net/project/SINTEG-smart-energy-showcase-DESIGNETZ>





IMPRESSUM

HERAUSGEBER

E.ON SE (in Vertretung für DESIGNETZ)
Dr. Andreas Breuer, Verantwortlicher für das Gesamtvorhaben
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

DESIGNETZ ist ein Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Verbundkoordinator von DESIGNETZ ist E.ON SE.

Vorsitzender des Aufsichtsrates: Dr. Karl-Ludwig Kley
Vorstand: Dr. Johannes Teyssen (Vorsitzender), Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum,
Dr. Thomas König, Dr. Marc Spieker, Dr. Karsten Wildberger

Projektleitung:

Lothar Ahle, Westnetz GmbH
Torsten Knop, E.ON SE
Thomas Lehmann, Westnetz GmbH
Rainer Niehaus, Westnetz GmbH

REDAKTION

Lothar Ahle, Westnetz GmbH
Katharina Maaßen, E.ON impulse GmbH
Milan Niehaus, E.ON impulse GmbH
Rainer Niehaus, Westnetz GmbH
Sarah Steinert, E.ON impulse GmbH

KONZEPT UND GESTALTUNG

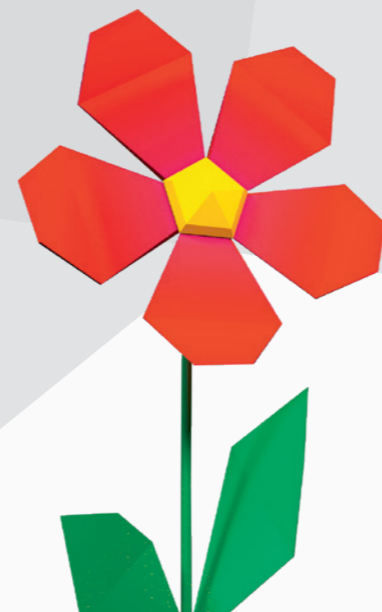
Agenta Werbeagentur GmbH
Königsstraße 51-53
48143 Münster

DRUCK

Rehms Druck GmbH
Landwehr 52
46325 Borken

DISCLAIMER

Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben und Informationen wurden, soweit nichts Anderweitiges vermerkt ist, von E.ON SE und den Projektpartnern oder Dritten im Rahmen des Zumutbaren sorgfältig recherchiert und geprüft. Für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität übernehmen jedoch weder E.ON SE noch Dritte eine Haftung oder Garantie. E.ON SE haftet nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind.



www.designetz.de



SINTEG
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages