

MEINUNGSBAROMETER.INFO

DAS FACHDEBATTENPORTAL
Für Entscheider aus Politik, Wirtschaft, Medien & Gesellschaft

DOKUMENTATION

FACHDEBATTE

HILFT DIE DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE AUF DIE SPRÜNGE?

**Wie die Stromversorgung der Zukunft organisiert und
umgesetzt werden muss**

Die Dokumentation beinhaltet alle Positionen,
ausführliche Analysen und Prognosen zu dieser
Fachdebatte sowie eine übersichtliche
Management Summary.

Debattenlaufzeit: 19.07.2022 - 08.11.2022

INHALTSVERZEICHNIS

DEBATTENBESCHREIBUNG	4
AKTIVE DEBATTENTEILNEHMER	5
MANAGEMENT SUMMARY	7
DEBATTENBEITRÄGE	10
DIGITALISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS ALS RIESIGE CHANCE Wie ein digitales Energiesystem die stabile Stromversorgung sichern kann	10
PHILIPP HEILMAIER Bereichsleiter Zukunft der Energieversorgung dena	
VERBRAUCHER-STROMTARIFE NACH DEM ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN STEINZEIT-PRINZIP Was die Digitalisierung zur Energiewende beitragen kann	14
LARS PETEREIT Senior Referent Digitalisierung, Wärme und Mobilität Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) e.V.	
HIERARCHISCH AUFGEBAUTE INFRASTRUKTUR IST KONTRAPRODUKTIV Wie der gesetzliche Rahmen an die neue Realität angepasst werden muss	17
PROF. DR. ALEXANDER BADE Professur Energiewirtschaft und Management Hochschule Albstadt-Sigmaringen	
DAS ENERGIESYSTEM BRAUCHT EINEN UMBAU DES MARKTDESIGNS Wie die Stromversorgung zukünftig organisiert sein muss	20
CARSTEN TESSMER Senior Manager Digital Grids Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft	
AUF DEM WEG ZU EINEM ZELLULAREN ENERGIESYSTEM Was die Power-to-Gas-Technologie zur Energiewende beitragen kann	25
PROF. DR. ROLF LITZENBERGER Studiengangsleiter Energiewirtschaft DHBW Mannheim	

STEIGENDER KOORDINIERUNGSAUFWAND IM GESAMTSYSTEM 30
Stromverbrauch und Stromeinspeisung müssen optimal aufeinander abgestimmt werden

BARTHOLOMÄUS SURMANN

Head of Technology & Innovation Netze BW GmbH

ÜBER DIE DIGITALEN POTENTIALE IM ENERGIEMARKT 35
Was die Branche braucht - und was der Staat tun kann und muss

DR. MATTHIAS GALUS

Leiter Digital Innovation Office Bundesamt für Energie (BFE)

IMPRESSUM 39

DEBATTENBESCHREIBUNG



INITIATOR

UWE REMPE

Freier Journalist

Meinungsbarometer.info

HILFT DIE DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE AUF DIE SPRÜNGE?

Wie die Stromversorgung der Zukunft organisiert und umgesetzt werden muss

Die Energiewirtschaft steht vor großen Herausforderungen: Neben den Aufgaben der Energiewende müssen auch die Versorgungsprobleme, die sich aus dem Krieg Russlands gegen die Ukraine ergeben, gelöst werden. Bislang regelt das der Markt: Strom wird aus verschiedensten Rohstoffen in dem Moment produziert, zu dem er nachgefragt wird. Dies wird wohl anders werden.

Im Grunde unterliegt die Stromversorgung künftig einem Versorgungs- und Verteilungsproblem: Wer benötigt zu welcher Zeit welche Energiemengen und wie zuverlässig können die Energieversorger zu welchem Preis liefern. Ein Schritt dahin wäre – auch im Blick auf den nicht immer genau vorhersagbaren Produktionszeitpunkt von erneuerbaren Energien – die Nachfrage zeitlich flexibler zu gestalten, damit der Verbrauch sich besser steuern lässt.

Wie kann dabei die Digitalisierung der Energiewirtschaft helfen? Welche Konzepte sind für eine zukunftsfähige sowie sparsame und nachhaltige Energieversorgung die wahrscheinlichsten, die besten? Und wie lässt sich die vorrangige Einspeisung von Sonnen- und Windstrom umsetzen?

AKTIVE DEBATTENTEILNEHMER



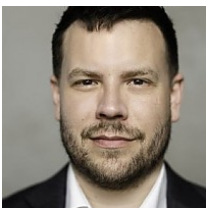
PROF. DR. ALEXANDER BADE

Professur Energiewirtschaft und Management
Hochschule Albstadt-Sigmaringen



DR. MATTHIAS GALUS

Leiter Digital Innovation Office
Bundesamt für Energie (BFE)



PHILIPP HEILMAIER

Bereichsleiter Zukunft der Energieversorgung
dena



PROF. DR. ROLF LITZENBERGER

Studiengangsleiter Energiewirtschaft
DHBW Mannheim



LARS PETEREIT

Senior Referent Digitalisierung, Wärme und Mobilität
Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) e.V.



BARTHOLOMÄUS SURMANN

Head of Technology & Innovation
Netze BW GmbH



CARSTEN TESSMER

Senior Manager Digital Grids
Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

MANAGEMENT SUMMARY

08.11.2022 | SUMMARY

**DER KOORDINIERUNGSaufWAND IM ENERGIESEKTOR
STEIGT****Stromverbrauch, -herstellung und -einspeisung müssen besser abgestimmt
werden**

Uwe Remppe, freier Journalist [Quelle: Meinungsbarometer.info]

Als "Operation am offenen Herzen" bezeichnet Dr. Matthias Galus, Leiter des Digital Innovation Office am Schweizer Bundesamt für Energie (BFE), den Umbau der herkömmlichen, weitgehend starren Stromversorgungssysteme zu flexiblen Systemen, die mit Spitzen aus erneuerbaren Energien umgehen können. Das sei vor allem eine Herausforderung: "Es geht um die Transformation, also dem Umbau eines Systems, das historisch kaum dargebotsabhängige, dezentrale Produktion kannte. Nun gilt es technische Lösungen zu finden, die damit einhergehenden Anforderungen entsprechen und dabei den stabilen Betrieb jederzeit aufrecht zu erhalten."

Die Netze BW GmbH hat aktuell bei Anfragen zu Netzanschlüssen für PV-Anlagen

und Wallboxen im Vergleich zum Vorjahr einen Zuwachs von bis zu 80 Prozent verzeichnen. "Das ist ohne Digitalisierung nicht zu schaffen", weiß Bartholomäus Surmann, Head of Technology & Innovation im Unternehmen. Das Problem: Informationen über die tatsächliche Auslastung der Verteilnetze würden für Netzbetreiber daher immer wichtiger. Denn sie sind Grundlage für einen effizienten und vorausschauenden Netzausbau und -betrieb. Die Lösung: "Digitalisierung kann dabei helfen, „Licht“ ins Verteilnetz zu bringen und die Lastflüsse besser zu bewerten. Die erforderliche Transparenz in der unteren Spannungsebene ist jedoch noch nicht wie benötigt gegeben."

Welche Aufgaben sind zu lösen, damit sowohl die Digitalisierung der Energiebranche als auch die Energiewende bis 2045 gelingt? Prof. Dr. Rolf Litzenberger von der Dualen Hochschule Baden-Württemberg und Prof. Dr. Peter Missal, Lehrbeauftragter ebendort und an der TH Bingen, haben sich gemeinsam auf die Suche nach Antworten begeben. Sie sehen eine zentrale Rolle für die sogenannte Power-to-Gas Technologie. "Damit würde auch eine Vielzahl von Übertragungsnetzen obsolet." Mit Hilfe grün erzeugten Stroms lasse sich durch Elektrolyse einfaches Wasser (Formel: H_2O) in Wasserstoff (H_2) und reinen Sauerstoff (O_2) trennen; "dabei entsteht zusätzlich Wärme, die man darüber hinaus zum Heizen nutzen kann. Im Anschluß wird dieser Wasserstoff mit Kohlendioxid (CO_2) zu Methan (CH_4) umgewandelt, also zu Gas, das dann bequem in unterirdischen Speichern beliebig lange eingelagert werden kann".

"Die Energiewelt von morgen wird von vielen kleineren Produzenten und vielfältigeren Abnehmern dezentral dominiert", ist Carsten Tessmer überzeugt. Der Senior Manager Digital Grids bei der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft in München sieht einen großen Wandel: Die Erzeugung folgt nicht mehr dem Verbrauch, also Kraftwerkskapazitäten werden auf Basis von Verbrauchsprognosen verändert, sondern Verbrauch folgt der Erzeugung. "In diesem Fall nehmen neue Speicheroptionen, die durch die Sektorenkopplung im Wärme- und Mobilitätssektor entstehen werden, mehr Einfluss auf die Netz- und Systemstabilität durch eine bedarfsgerechte Ein- und Ausspeicherung von dezentral erzeugter Energie."

Die größten Herausforderungen in Sachen Stromversorgung und Energiewende lie-

gen nach der Meinung von Prof. Dr. Alexander Bade, Inhaber der Professur "Energie-wirtschaft und Management" an der Hochschule Albstadt-Sigmaringen, "in der Anpassung der Infrastruktur und insbesondere in der organisatorischen Umsetzung der notwendigen Prozesse". Die Einspeisung dezentral erzeugten "grünen" Stroms erfordere ein vollständiges Umdenken nicht nur in Bezug auf die technische Infra-struktur, sondern auch auf die Rollen von Transport- und Verteilnetzbetreibern und deren Abstimmung untereinander. Die dafür nötige Digitalisierung sei bei Betreibern und Vermarktern dezentraler Erzeugungsanlagen weit fortgeschritten, auch in den Stromnetzen. "Allerdings sind Investitionen in Netzinfrastruktur kostenintensiv und müssen langfristig geplant werden."

"Die Digitalisierung ist das A und O, damit die Energiewende gelingt", betont auch Lars Petereit, Senior Referent Digitalisierung, Wärme und Mobilität beim Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE). "Stromerzeugung, -speicherung, -handel und -verbrauch müssen in Zukunft sekundengenau und automatisiert nach Bedarf steuerbar sein. Dafür brauchen wir intelligente Messsysteme, die detaillierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in Echtzeit liefern. Die Technologien dafür sind längst vorhanden, aufgrund der verschleppten Digitalisierung durch staatliches Micromanagement werden die Potenziale aber derzeit nicht genutzt. Eine der großen Herausforderungen wird daher, die dezentrale Erzeugung besser steuern zu können."

Das Energiesystem der Zukunft ist digital und sicher, prognostiziert auch Philipp Heilmaier, Bereichsleiter Zukunft der Energieversorgung in der Deutschen Energie-Agentur (dena). "Ein erneuerbares Stromsystem ist nachhaltig, resilient, sicher und unabhängig von fossilen Energieimporten." Was bleibt zu tun? "Die Stromnetze müssen auf allen Ebenen verstärkt und ausgebaut und die Verbindungen zu unseren europäischen Nachbarn erweitert werden. Für die wenigen Zeiten, in denen Sonne und Wind in Europa nicht ausreichen, um den Verbrauch zu decken, müssen außerdem flexible, mit erneuerbaren Gasen wie grünem Wasserstoff betriebene Kraftwerke aufgebaut und die Flexibilität von Verbrauchern nutzbar gemacht werden."

DEBATTENBEITRAG

20.07.2022 | INTERVIEW

DIGITALISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS ALS RIESIGE CHANCE

Wie ein digitales Energiesystem die stabile Stromversorgung sichern kann



Philipp Heilmaier, Bereichsleiter Zukunft der Energieversorgung, Deutsche Energie-Agentur (dena) [Quelle: dena/Goetz Schleser]

Das Energiesystem der Zukunft ist digital und sicher, prognostiziert Philipp Heilmaier, Bereichsleiter Zukunft der Energieversorgung in der Deutschen Energie-Agentur (dena). Dafür seien freilich noch einige Voraussetzungen zu schaffen und auch die Abkehr von liebgewordenen Gewohnheiten nötig.

In welchen Bereichen liegen die größten Herausforderungen bei der Digitalisierung der Stromherstellung und -verteilung?

Die Digitalisierung des Energiesystems ist vor allem eine riesige Chance! Denn die Analyse von Daten, die Nutzung von Erkenntnissen daraus und Automatisierung sor-

gen nicht nur dafür, dass das System effizient und sicher betrieben werden kann, sondern erlauben es allen, beim Energiesystem der Zukunft mitzumachen – z.B. durch die Einspeisung des selbst erzeugten Stromes, durch einen flexiblen, systemdienlichen Verbrauch oder den Zusammenschluss in Energy Communities.

Das alte Stromsystem war stark zentralisiert: fossile Kraftwerke haben nach einem festgelegten Fahrplan Strom erzeugt, der sich an historischen Erfahrungen zum Verbrauchsprofil orientiert hat. Diese Welt gibt es nicht mehr. Heute werden fast 50 % des Stroms mit dezentralen erneuerbaren Anlagen erzeugt und schon bald sollen es nahezu 100 % sein. Gleichzeitig kommen durch den Abschied von fossilen Energieträgern im Verkehr (Elektroautos), beim Heizen (Wärmepumpen) und der Industrie (Elektrolyse und Prozesswärme) viele neue, größtenteils flexible Stromverbraucher hinzu. So wird in Zukunft nicht mehr die Erzeugung an einen unflexiblen Verbrauch angepasst, sondern der Verbrauch stellt sich zunehmend flexibel auf die Erzeugung ein.

Digitale Technologien spielen hier an vielen Stellen eine wichtige Rolle: für den Netzbetrieb, für Marktplattformen, für die Einbindung und Steuerung von Verbrauchern, für die Vernetzung in Energy Communities, für Prognosen von Erzeugung und Verbrauch, für die Planung, den Ausbau und die Wartung von Energieinfrastrukturen, für die Automatisierung von Prozessen und für vieles mehr.

Als Problem gilt die zeitliche Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen: Wie muss ein System gestaltet sein, das deutschlandweit (europaweit) für stabile Netze sorgt?

Ein erneuerbares Stromsystem ist nachhaltig, resilient, sicher und unabhängig von fossilen Energieimporten. Allerdings muss noch einiges angegangen werden, um alle Elemente des Systems auch so umzustellen, dass es jederzeit zuverlässig funktioniert: Erneuerbaren Energien müssen stark ausgebaut werden. Die Stromnetze müssen auf allen Ebenen verstärkt und ausgebaut und die Verbindungen zu unseren europäischen Nachbarn erweitert werden. Für die wenigen Zeiten, in denen Sonne und Wind in Europa nicht ausreichen, um den Verbrauch zu decken, müssen außer-

dem flexible, mit erneuerbaren Gasen wie grünem Wasserstoff betriebene Kraftwerke aufgebaut und die Flexibilität von Verbrauchern nutzbar gemacht werden. Auch neuartige Speichertechnologien werden hierbei eine wichtige Rolle spielen.

Damit das System sicher und stabil betrieben werden kann, werden Systemdienstleistungen in Zukunft von erneuerbaren Energien, neuen Betriebsmitteln und von Verbrauchern zur Verfügung gestellt und die Stabilität wird zum Beispiel durch netzbildende Umrichter und schnelle Regelleistung gewährleistet.

Grundsätzlich liegen die dafür notwendigen Konzepte bereits vor. Im Koalitionsvertrag ist deshalb verankert, dass die Bundesregierung in dieser Legislatur eine Roadmap Systemstabilität erarbeitet. Digitale Technologien helfen, alle Potenziale zu nutzen und sorgen für eine schnelle Umsetzung.

Sind diesbezügliche Modernisierungsinvestitionen – unter Beachtung der Sicherheit der Netze vor unbefugten Eingriffen Dritter –, kurz- bzw. mittelfristig machbar?

Der Einsatz digitaler Technologien kann die Transformation zur Klimaneutralität beschleunigen und die Kosten insgesamt senken, z.B. indem Stromnetze effizienter ausgelastet oder Engpässe durch flexible Verbraucher vermieden werden. So kann teurer und zeitintensiver Netzausbau reduziert werden, auch wenn ein erheblicher Ausbau weiterhin nötig sein wird.

Wichtig ist vor allem, dass wir die Digitalisierung proaktiv gestalten und Anlagen, die jetzt an das Netz angeschlossen werden, die nötigen Fähigkeiten mitbringen, die das zukünftige Energiesystem benötigt.

Die nächsten Schritte in diese Richtung sind neben einem schnellen Smart-Meter-Rollout vor allem die Stärkung der Daten-Kompetenz in den Unternehmen.

Wie können Staat und Verwaltung die Branche unterstützen?

Bei den Stromnetzen gilt es nun, den Einsatz digitaler Technologien in der Breite voranzubringen. Während die Digitalisierung auf Übertragungsnetzebene schon sehr

weit fortgeschritten ist, sind die Verteilnetze hier in großen Teilen noch nicht auf der Höhe der technischen Möglichkeiten – auch, weil das bisher noch nicht nötig war.

Um schnell voranzukommen, können Freiheiten zum Einsatz innovativer Technologien geschaffen und Standards gesetzt werden. Gleichzeitig muss die Netzentgelt-systematik dringend überarbeitet werden, die noch ein flexibles Verbraucherverhalten verhindert. Die gerade im Rahmen des Osterpakets beschlossene Reform des §14a EnWG ist ein erster Schritt in die richtige Richtung, muss allerdings noch durch die Bundesnetzagentur ausgestaltet werden.

Nicht zuletzt gilt es, den Wissensaustausch zu fördern, Start-Ups mit Netzbetreibern zusammenzubringen und die Kompetenzen bei den Akteuren weiterzuentwickeln, denn die Innovationen müssen auch in der Breite ankommen.

DEBATTENBEITRAG

25.07.2022 | INTERVIEW

VERBRAUCHER-STROMTARIFE NACH DEM ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN STEINZEIT-PRINZIP

Was die Digitalisierung zur Energiewende beitragen kann



Lars Petereit, Senior Referent Digitalisierung, Wärme und Mobilität beim Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) [Quelle: BNE]

"Die Digitalisierung ist das A und O, damit die Energiewende gelingt", sagt Lars Petereit, Senior Referent Digitalisierung, Wärme und Mobilität beim Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE). Er erklärt, warum das so ist, wobei die Branche Unterstützung benötigt und was Transparenz mit dem Ganzen zu tun hat.

In welchen Bereichen liegen die größten Herausforderungen bei der Digitalisierung der Stromherstellung und -verteilung?

Die Digitalisierung ist das A und O, damit die Energiewende gelingt. Stromerzeugung,

-speicherung, -handel und -verbrauch müssen in Zukunft sekundengenau und automatisiert nach Bedarf steuerbar sein. Dafür brauchen wir intelligente Messsysteme, die detaillierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in Echtzeit liefern. Die Technologien dafür sind längst vorhanden, aufgrund der verschleppten Digitalisierung durch staatliches Micromanagement werden die Potenziale aber derzeit nicht genutzt. Eine der großen Herausforderungen wird daher, die dezentrale Erzeugung besser steuern zu können. Und zwar so, dass der Kunde davon profitiert. Momentan stehen die Kosten, die für den Betrieb von Smart Metern anfallen, einem zudem begrenzten Nutzen entgegen.

Als Problem gilt die zeitliche Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen: Wie muss ein System gestaltet sein, das deutschlandweit (europaweit) für stabile Netze sorgt?

Neben dem dringend notwendigen Netzausbau müssen wir schnell die Flexibilitätspotenziale auf der Verbrauchseite nutzbar machen. Dadurch wird der Bedarf an konventionellen Kraftwerken zur Absicherung des Angebots deutlich reduziert und der wetterabhängige Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen besser genutzt. Bei den Haushalten wird das Flexibilitätspotential in den nächsten Jahren schnell zunehmen. Die Bundesregierung will bis 2030 die Zahl von 6 Mio. Wärmepumpen und 15 Mio. Elektrofahrzeugen erreichen. Durch das bidirektionale Laden werden E-Autos zu einem wichtigen Energiespeicher, die das Netz stabilisieren. Nach Erhebungen von Agora Energiewende könnten im Jahr 2035 rund 28 Mio. Elektrofahrzeuge ein Flexibilitätspotential von rund 28 GW bereitstellen. Das ist ein beachtlicher Wert und entspricht der vierfachen Menge der verfügbaren Pumpspeicher.

Ein anderes Beispiel: Fast alle Verbraucher-Stromtarife in Deutschland folgen heute noch dem energiewirtschaftlichen Steinzeit-Prinzip „standardisierte 50 Jahre alte Lastprofile, fixer jährlicher Preis, monatliche geschätzte Abschlagszahlung und jährliche Nachzahlung“. Dabei könnte Strom durch variable Tarife längst dann besonders günstig sein, wenn viel erneuerbare Energie vorhanden ist. Solche Preissignale kommen dann direkt bei den Kundinnen und Kunden an und helfen dabei, Angebot und

Nachfrage auszugleichen.

Sind diesbezügliche Modernisierungsinvestitionen – unter Beachtung der Sicherheit der Netze vor unbefugten Eingriffen Dritter –, kurz- bzw. mittelfristig machbar?

Ja, der erste Schritt ist mehr Transparenz. Die tatsächliche Auslastung liegt für die allermeisten Netzbetreiber derzeit noch völlig im Dunklen. Erst wenn eine solide Echtzeit-Erfassung der Auslastung vorliegt, lässt sich seriös beurteilen, ob und in welchem Ausmaß Eingriffe notwendig sind. Netzbetreiber verfügen derzeit zudem gar nicht über die notwendige Infrastruktur, um im Niederspannungsnetz Schalthandlungen an steuerbaren Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen oder Wallboxen sinnvoll durchzuführen. Ein System der Netzzustandsüberwachung für das Niederspannungsnetz und weite Teile des Mittelspannungsnetzes ist daher prioritäre und zentrale Aufgabe der Netzbetreiber, die diese auch vollständig zu verantworten haben. Erst dann macht auch der breite Rollout von Smart Metern bei Endkundinnen und Endkunden richtig Sinn. Hier müssen wir schnell Fortschritte machen, damit das Netz mit der zunehmenden Elektrifizierung im Heizungskeller und auf der Straße mithalten kann.

Wie können Staat und Verwaltung die Branche unterstützen?

Die Digitalisierung bietet nicht nur technologische Vorteile, sie wird auch Prozesse vereinfachen und beschleunigen. Die größte Unterstützung wären daher der Abbau von Bürokratie und die Vereinfachung von Verfahren, wie etwa Netzanschlussbegehren. Analoge Formulare kosten unnötig Zeit, binden Kapazitäten von Fachkräften und rauben Nerven. Die beschlossene Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes geht in die richtige Richtung. Die verpflichtende Einführung einer gemeinsamen Internetplattform der Netzbetreiber für Anschlussbegehren ist ein echter Fortschritt. Das alleine reicht aber noch nicht und bleibt weit hinter den Erwartungen des Marktes zurück. Wir benötigen vollständig digitalisierte Verfahren mit einheitlichen Dokumenten und das am besten bundesweit. Hier braucht es dringend eine zeitgemäße Standardisierung.

DEBATTENBEITRAG

04.08.2022 | INTERVIEW

HIERARCHISCH AUFGEBAUTE INFRASTRUKTUR IST KONTRAPRODUKTIV

Wie der gesetzliche Rahmen an die neue Realität angepasst werden muss



Prof. Dr. Alexander Bade, Professur "Energiewirtschaft und Management" an der Hochschule Albstadt-Sigmaringen [Quelle: HAS]

Die größten Herausforderungen in Sachen Stromversorgung und Energiewende liegen nach der Meinung von Prof. Dr. Alexander Bade, Inhaber der Professur "Energiewirtschaft und Management" an der Hochschule Albstadt-Sigmaringen, "in der Anpassung der Infrastruktur und insbesondere in der organisatorischen Umsetzung der notwendigen Prozesse". Was das genau heißt, erläutert er detailliert.

In welchen Bereichen liegen die größten Herausforderungen bei der Digitalisierung der Stromherstellung und -verteilung?

Die größten Herausforderungen liegen in meinen Augen in der Anpassung der Infrastruktur und insbesondere in der organisatorischen Umsetzung der notwendigen Prozesse. Die deutsche Infrastruktur ist im Strombereich aus historischen Gründen hierarchisch aufgebaut: Die Stromerzeugung erfolgt auf höchster Spannungsebene durch relativ wenige zentrale Großkraftwerke. Von dort aus wird der Strom überregional verteilt und dann in die niedrigeren Spannungsebenen des Netzes zu den Verbrauchern abgegeben. Wind- und vor allem PV-Anlagen sind aber auf niedrigen Spannungsebenen angeschlossen, so dass Strom immer häufiger auch „von unten nach oben“ fließen muss. Dies erfordert ein vollständiges Umdenken nicht nur in Bezug auf die technische Infrastruktur, sondern auch auf die Rollen von Transport- und Verteilnetzbetreibern und deren Abstimmung untereinander.

Als Problem gilt die zeitliche Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen: Wie muss ein System gestaltet sein, dass deutschlandweit (europaweit) für stabile Netze sorgt?

Das momentane System ist hierfür grundsätzlich gut geeignet, da an den Großhandelsmärkten Strom in stündlicher und zunehmend auch in viertelstündlicher zeitlicher Auflösung gehandelt wird. Das Produkt Strom hat also zu jedem Zeitpunkt einen unterschiedlichen Wert. In Stunden, in denen Strom knapp wird, steigt also der Preis an der Börse. Somit entsteht ein Anreiz, in solchen Situationen Strombezug einzusparen oder Technologien – wie z. B. Speicher – an den Markt zu bringen, die von solchen Situationen profitieren. Je mehr sich derartige Situationen häufen, um so stärker wird entsprechend der finanzielle Anreiz, hierauf zu reagieren. Bereits jetzt gibt es Anbieter, die beispielsweise PV-Batteriespeicher in Haushalten digital vernetzen und deren Flexibilität vermarkten. Mit dem vermehrten Einbau intelligenter Messsysteme (sogenannte Smart Meter) werden auch Privathaushalte technisch in die Lage versetzt, Flexibilitäten bereitzustellen. Diese können auch regional eingesetzt werden, um lokale Netzengpässe zu vermeiden. Auch hier gibt es bereits erste Umsetzungsbeispiele.

Sind diesbezügliche Modernisierungsinvestitionen – unter Beachtung der Sicherheit der Netze vor unbefugten Eingriffen Dritter –, kurz- bzw. mittelfristig mach-

bar?

Die Betreiber bzw. Vermarkter dezentraler Erzeugungsanlagen sind bereits in großem Umfang digitalisiert, da sie in direktem Wettbewerb zueinander stehen. Auch bei den Stromnetzen gibt es bereits Fortschritte. Allerdings sind Investitionen in Netzinfrastruktur kostenintensiv und müssen langfristig geplant werden. Die Netzbetreiber müssen immer abwägen, ob neue Infrastruktur gebaut oder die vorhandene effizienter genutzt werden soll. Die Tatsache, dass hierfür Prognosen über die Stromflüsse der nächsten Jahrzehnte erstellt werden müssen, machen die entsprechenden Entscheidungen komplex. Allerdings investieren Verteilnetzbetreiber bereits jetzt in großem Umfang beispielsweise in automatisierte Betriebsführung oder Prozesse zur bidirektionalen Abstimmung der Netzbetreiber untereinander. Die Sicherheit und Stabilität des Netzes stehen dabei stets an oberster Stelle.

Wie können Staat und Verwaltung die Branche unterstützen?

In erster Linie ist es notwendig, dass gesetzliche Rahmenbedingungen und Verordnungen der neuen Realität angepasst werden, so dass Preisanreize des Marktes auch wirken können. Als Beispiel kann hier das System der Netzentgelte genannt werden. Diese werden aktuell in Abhängigkeit der aus dem Netz bezogenen Strommenge berechnet – unabhängig davon, ob der Strombezug in einem bestimmten Moment netzdienlich ist oder nicht. Wenn z. B. gerade aufgrund einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein Stromüberschuss vorhanden ist und ein Verbraucher seinen Strombezug in diesen Zeitraum verschiebt, hat er in Bezug auf die Netzentgelte dadurch keinen Vorteil. Das Preissignal des Marktes wird also verwässert. Zum Teil wird dem bereits Rechnung getragen. Beispielsweise sind Stromspeicher gemäß § 118 Abs. 6 EnWG bereits von Netzentgelten befreit. Allerdings machen Umlagen, Abgaben und Entgelte für Haushalskunden nach wie vor einen Großteil des Strompreises aus, so dass Preissignale hier nur eingeschränkt greifen können. Dies ist nur ein Beispiel, wo der Gesetzgeber durch das Setzen geeigneter Rahmenbedingungen die Einführung systemdienlicher Innovationen unterstützen könnte.

DEBATTENBEITRAG

15.08.2022 | STATEMENT

DAS ENERGIESYSTEM BRAUCHT EINEN UMBAU DES MARKTDESIGNS

Wie die Stromversorgung zukünftig organisiert sein muss



Carsten Tessmer, Senior Manager Digital Grids Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, München [Quelle: EY]

"Die Energiewelt von morgen wird von vielen kleineren Produzenten und vielfältigeren Abnehmern dezentral dominiert", ist Carsten Tessmer überzeugt. Der Senior Manager Digital Grids bei der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft in München beschreibt, an welchen Stellschrauben dafür gedreht werden muss.

Zentrale Herausforderung ist die Schaffung der Digitalisierung an den richtigen Stellen im Energiesystem. Historisch war das Netz darauf ausgelegt, die Energie aus großen zentralen Kraftwerken zu den Verbrauchern zu transportieren. Dies hatte zur Folge, dass die Übertragungsnetze als Herzstück der Energieübertragung frühzeitig und

sehr umfangreich digitalisiert wurden. In der Energiewelt von morgen reicht das jedoch nicht mehr aus – die zukünftige Stromversorgung wird von vielen kleineren Produzenten und vielfältigeren Abnehmern dezentral dominiert. Damit erfolgt auch ein Wandel der „konventionellen“ Denkweise – Erzeugung folgt dem Verbrauch, also Kraftwerkskapazitäten werden auf Basis von Verbrauchsprognosen verändert, zu einem neuen Narrativ „Verbrauch folgt der Erzeugung“. In diesem Fall nehmen neue Speicheroptionen, die durch die Sektorenkopplung im Wärme- und Mobilitätssektor entstehen werden, mehr Einfluss auf die Netz- und Systemstabilität durch eine bedarfsgerechte Ein- und Ausspeicherung von dezentral erzeugter Energie.

Stromnetze intelligent verknüpfen

Um mit diesen Herausforderungen umzugehen, ist der Umbau der Stromnetze zu intelligenten und flexiblen Netzen, sogenannten Smart Grids, ein wichtiges Schlüsselement. Diese Smart Grids müssen Stromerzeuger, Netzbetreiber, Speicher und Kunden mittels moderner Informations- und Kommunikationstechnologien intelligent vernetzen und verknüpfen. Damit diese Smart Grids entstehen können, müssen an den richtigen Stellen in den Verteilnetzen Digitalisierungsmaßnahmen vorgenommen werden. Dies wird eine Mischung aus digitalen Betriebsmitteln (u.a. regelbare Ortsnetztransformatoren, Vernetzung von Sensoren und Aktoren), moderner Netzplanungs- und steuerungsmöglichkeiten (u.a. digitaler Zwilling) und dem Einsatz von intelligenten Messsystemen sein. Für eine erfolgreiche Digitalisierung werden folgende Erfolgsfaktoren von zentraler Bedeutung sein:

- Einsatz von intelligenten Messsystemen an Netzanschlüssen mit einer oder mehrerer Energiewende-Technologie (z.B. Wallbox, PV-Anlage, Speichersystem, Wärmepumpen, etc.). Die Netzdienlichkeit und der Nutzen des intelligenten Messsystems müssen zukünftig im Vordergrund bei den Rollout-Aktivitäten stehen. Einfache und massentaugliche Lösungen für die Nutzung von Flexibilitäten in den Verteilnetzen. Die Einbindung der Energiewende-Technologien und deren Flexibilitäten in die Verteilnetze muss einfach und standardisiert für alle Marktteilnehmer erfolgen. Dies

kann beispielsweise mit dem Konzept des „digitalen Netzanschlusses“ erfolgen.

- Die Kunden müssen von einfachen und automatisierbaren Lösungen profitieren können. Ein manuelles Anschalten von Waschmaschinen oder das Regeln von Kühltruhen wird auch auf Dauer keine praktikable Situation darstellen. Es müssen die Betriebsmittel angesteuert werden, die einen größeren Effekt haben, dies kann beispielsweise der Betrieb einer Wärmepumpe zur Aufheizung von Speichern oder die Beladung von Elektrofahrzeugen bei einer hohen regionalen Erzeugungsleistung darstellen. Die Flexibilitätsbereitstellung muss monetär belohnt bzw. im Negativfall auch bestraft werden.
- Das Regulierungsregime muss den Ausbau von Intelligenz in den Netzen einem Netzausbau gleichstellen bzw. auch gezielter einfordern.

Betriebsweise „Verbrauch folgt Erzeugung“

Der letzte und wichtigste Erfolgsfaktor ist jedoch die Bereitschaft und Fähigkeit der Stromverteilnetzbetreiber, die Digitalisierung aktiv anzugehen. Hier müssen zeitnah wichtige strategische Entscheidungen getroffen und umgesetzt werden. Dies erfordert u.a. auch die Erstellung einer ganzheitlichen und prozessorientierten Digitalisierungsstrategie für Energienetze und zentrale Kundenschnittstellen durch die Netzbetreiber.

Das System wird sich von der bisherigen Betriebsweise „Erzeugung folgt Verbrauch“ zu einer Betriebsweise „Verbrauch folgt Erzeugung“ wandeln. Hierzu ist auch der Umbau des Marktdesigns erforderlich. Das neue Marktdesign muss mehr dezentral, flexibel und verbraucherzentriert sein. Mit dem Klimaschutzgesetz hat Deutschland als Ziel verankert bis 2045 klimaneutral zu sein – dieser Anspruch geht mit einer starken Elektrifizierung einher, die im Wesentlichen in den Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze erfolgen wird.

Unter der Prämisse, dass jeder Kunde Anspruch auf ein engpassfreies Netz hat, trägt zukünftig auch der Verteilnetzbetreiber die Verantwortung und damit auch die Kosten für die Behebung der Netzengpässe („Kupferplatte“), wobei die Kosten sozialisiert werden können. Ein dezentrales, flexibles und verbraucherzentriertes Marktdesign sieht hingegen vor, dass der Netzbetreiber den Netznutzern den freien Netzzugang nur bis zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Grenze gewährleistet. Damit wird das Paradigma der engpassfreien „Kupferplatte“ aufgelöst und die Verantwortung für die Engpässe auf die Netznutzer übertragen. Zur Umsetzung dieses Marktdesigns müssen technische und finanzielle Voraussetzungen geschaffen werden, dass Kunden Ihre Flexibilitäten einfach zur Verfügung stellen können. Diese Flexibilität kann beispielsweise sein, dass der Kunde sein Elektrofahrzeug erst in 12 Stunden benötigt und somit der Ladevorgang zu anderen Ladevorgängen im gleichen Netzstrang nachrangig erfolgt. Dies erfordert aber auch, dass Verteilnetzbetreiber mehr in die Rechte und Pflichten erhalten, regionale Engpässe zu erkennen und diese mit flexiblen Preismechanismen ausgleichen können. Die Ausgestaltung des neuen rechtlichen Rahmens stellt neben dem technischen Umbau hierbei eine zentrale Herausforderung dar.

Anpassungen im Regulierungsregime erforderlich

Das Investitionsbudget der Verteilnetzbetreiber ist seit 2017 um knapp 1,6 Mrd. Euro gestiegen. Jedoch erfolgen die meisten Investitionen in Maßnahmen zur Erhöhung des Querschnitts von Kabel. Zudem sind die Kosten für Engpassmanagement-Maßnahmen in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen – die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber bei Einspeisemanagement-Maßnahmen werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führen zu durchschnittlichen Kosten von etwa 17,67 Euro pro Letztverbraucher – im Jahr 2017 waren es noch 11,37 Euro pro Letztverbraucher.

Beide Aspekte zeigen, dass sowohl Finanzmittel bei den Unternehmen vorliegen als auch die Notwendigkeit für eine Umsetzung besteht, da bei einer fehlenden Transform-

mation die Kunden infolge von steigenden Netzentgelten zunehmend belastet werden. Allerdings erfolgen bisher auf Verteilnetzbetreiberebene noch zu geringe Investitionen in Smart Grids. Hierfür sind zentrale Anpassungen im bisherigen Regulierungsregime erforderlich, die richtige Anreize schafft, um die Digitalisierung der Verteilnetze voranzutreiben. Neben der Ausstattung von Betriebsmitteln in den Netzen (inkl. Messtechnik) sind auch hier höhere Investitionen für IT-Systeme, Prozesse und auch IT-Sicherheit erforderlich, die nicht die gleiche regulatorische Würdigung erhalten als der konventionelle „Netzausbau“.

Fokus auf Netzdienlichkeit

In Bezug auf den in diesem Kontext zu beschleunigten Rollout intelligenter Messsysteme müssen durch zentrale Anpassungen der bestehenden Regelungen der Fokus auf die Netzdienlichkeit und den verpflichtenden Einbau bei Neuinstallationen von Energiewende-Technologien gelegt werden, damit die Digitalisierung hier mit dem Fortschreiten der Energiewende synchron läuft und nicht weiter an Boden verliert. Hier müssen jetzt besonders Anreize für einen zügigen Weiterlauf des Rollouts geschaffen werden, da auch hier die branchenübergreifenden Problemstellungen der Montage- und Hardwareverfügbarkeit zu Preissteigerungen von mehr als 40% die Unternehmen an das finanzielle Limit bringen und damit der Rollout intelligenter Messsysteme gefährdet ist.

DEBATTENBEITRAG

22.08.2022 | STATEMENT

AUF DEM WEG ZU EINEM ZELLULAREN ENERGIESYSTEM

Was die Power-to-Gas-Technologie zur Energiewende beitragen kann



Prof. Dr. Rolf Litzenberger, Studiengangsleiter Energiewirtschaft, Duale Hochschule Baden-Württemberg (DHBW) Mannheim
[Quelle: DHBW]

Welche Aufgaben sind zu lösen, damit die Digitalisierung der Energiebranche als auch die Energiewende bis 2045 gelingt? Prof. Dr. Rolf Litzenberger von der Dualen Hochschule Baden-Württemberg und Prof. Dr. Peter Missal, Lehrbeauftragter ebendort und an der TH Bingen, haben sich gemeinsam auf die Suche nach Antworten begeben.

Im Rahmen der Energiewende mit der CO₂-freien Energieversorgung ab 2045 wird die bisher zentrale leitungsgebundene Stromversorgung auf Basis von fossilen und nuklearen Energie trägern durch eine dezentrale, stark schwankende Einspeisung von

erneuerbaren Energien in die Stromnetze abgelöst und gleichzeitig von der Übertragungsebene auf die Verteilnetzebene hin verlagert.

Digitalisierung der Energiewirtschaft

Dies erfordert eine ganzheitliche, netzübergreifende intelligente strombasierte regelungstechnische Optimierungsstrategie der Energieunternehmen, um einen reduzierten Stromnetzausbau zu erreichen und eine effiziente Energieversorgung zu ermöglichen. Die regelungstechnische Optimierung beruht dabei auf einer modellbasierten vorausschauenden Regelung, der sogenannten modellprädiktiven Regelung, auf Basis von künstlichen neuronalen Netzen. Der Erfolg der Optimierung wird im Wesentlichen von der Modellgüte des verwendeten Rechenprogramms und einer hinreichend guten Vorhersage von Stromerzeugung und -verbrauch und damit einhergehend vom Wettergeschehen, wie. z.B. dem Windaufkommen und der Sonneneinstrahlung, abhängen. Die Regelung des Gesamtsystems wird internetbasiert erfolgen. Wie Untersuchungen in Echtzeit beim Forschungsprojekt „RegEnKibo“ gezeigt haben, sind hier noch erhebliche Anstrengungen zu leisten, damit dies dann unterbrechungsfrei geschieht und ein unbefugter Eingriff von außen unterbleibt.

Was das Zusammenschalten der einzelnen Stromnetze in der neuen Energiewelt betrifft, bietet sich die Umsetzung des zellularen Ansatzes zu einem zellularen Energiesystem an. Überlegungen hierzu und Handlungsempfehlungen zur Gestaltung eines zellularen Energiesystems gibt es vom VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. mit Sitz in Frankfurt am Main. Auch befassen sich Forschungsprojekte mit dieser Thematik, wie. z.B. das Projekt „RegEnZell“ in Rheinland-Pfalz. Das zellulare Energiesystem kann sowohl deutschlandweit als auch europaweit umgesetzt werden.

Neben der unerlässlichen Digitalisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung ist auch ein Hauptaugenmerk auf die Energiespeicherung zu richten. Diese ist notwendig, weil die zukünftige Energieversorgung, die neben der eigentlichen Stromversorgung dann auch den Verkehrsbereich, den Industrie- und Handelsbereich sowie

den Wärmebereich mit abdeckt, sich im Wesentlichen auf die volatile Stromzeugung aus Wind und Sonnenenergie stützt und mit dem von der Stromerzeugung unabhängigen Stromverbrauch abzugleichen ist. Hier wird auch eine zukünftig flexibler gestaltete Nachfrage nach Strom wenig ändern. Die Energiespeicherung kann dabei auf unterschiedliche Weise erfolgen, beginnend von der Batterie bis hin zur Power-to-Gas-Technologie. Sie muß zwei Hauptaufgaben erfüllen: die Ein- und Ausspeicherung von großen Energiemengen ermöglichen und die Energiespeicherung über einen längeren Zeitraum von einigen Tagen bis zu mehreren Wochen gewährleisten.

Wichtig bei all dem Gesagten ist es, in der Energiewirtschaft einen technischen Konsens zu finden, damit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft Entscheidungen treffen können, um die notwendigen Technologien und damit die Energiewende schnell voranzubringen.

(Nahezu) autark mit der Power-to-Gas Technologie

Eine Gemeinde möchte nahezu unabhängig werden mit Hilfe von Erneuerbaren Energien: dazu baut sie beispielsweise einen Windpark, einen PV-Park und installiert viele PV-Anlagen auf öffentliche und private Liegenschaften. Alle diese Anlagen erzeugen Strom und speisen diesen in das örtliche Stromnetz ein, der von der einheimischen Industrie, Gewerbebetrieben und natürlich von Privatpersonen und Familien verbraucht wird. Leider produzieren die Anlagen nur Strom, wenn ausreichend Wind vorhanden ist bzw. die Sonne scheint; es wird also nicht unbedingt dann Strom erzeugt, wenn er gerade gebraucht wird. Da es zurzeit keine effizienten Methoden zur Stromspeicherung gibt, muß überschüssiger Strom für wenig Geld ans allgemeine Stromnetz abgegeben werden; im Gegensatz dazu muß zu wenig produzierter Strom für viel Geld aus dem allgemeinen Stromnetz bezogen werden.

Die Gemeinde unterhält auf der anderen Seite auch ein Gasnetz mit einem effektiven Gasspeicher, der viel Energie speichern kann, um wiederum Privatverbraucher, Gewerbekunden und Industrie mit Heiz- und Produktionsgas zu versorgen. Es gilt nun, den überschüssigen Strom geschickt in Gas umzuwandeln, um dieses einspei-

chern zu können, und umgekehrt, bei Bedarf dieses eingespeicherte Gas wieder zu Strom zurück zu umwandeln, was man mit Power-to-Gas Technologie bezeichnet. Damit würde auch eine Vielzahl von Übertragungsnetzen obsolet, um den Strom hin- und herzutransportieren.

Die Physik ist schnell erklärt: Mit Hilfe des grün erzeugten Stroms läßt sich durch sogenannte Elektrolyse einfaches Wasser (Formel: H_2O) in Wasserstoff (H_2) und reinen Sauerstoff (O_2) trennen; dabei entsteht zusätzlich Wärme, die man darüber hinaus zum Heizen nutzen kann. Im Anschluß wird dieser Wasserstoff mit Kohlendioxid (CO_2) zu Methan (CH_4) umgewandelt, also zu Gas, das dann bequem in unterirdischen Speichern beliebig lange eingelagert werden kann. Das benötigte Kohlendioxid wird beispielsweise in einer Biogasanlage erzeugt; der gesamte Vorgang bezeichnet man als Methanisierung und als Nebenprodukt entsteht wiederum nutzbare Wärme.

Umgekehrt wird das eingelagerte Gas in einem Blockheizkraftwerk verbrannt, das dann Generatoren zur Stromgewinnung antreibt; auch hier entsteht als Nebenprodukt nutzbare Wärme, mit der man zum Beispiel Hallenbäder, Kindergärten und öffentliche Gebäude beheizen kann.

Dieser Kreislauf kann aber nur dann funktionieren, wenn die einzelnen Komponenten durch ein „cleveres Netz“, ein sogenanntes Smart Grid, miteinander verbunden werden und gut auf einander abgestimmt sind. Um dieses System optimal zu regeln, müssen ständig neue Echtzeiten wie aktuelle Wetterwerte, Wetterprognosen und natürlich das Verbrauchsverhalten der Privatpersonen, der Gewerbekunden und der Industrie einfließen. Damit kann auch spontan und zeitnah auf Probleme wie z.B. Unwetter reagiert werden; Voraussetzung ist also eine technologische Aufrüstung, sprich Digitalisierung unserer Netze. Sollte es trotzdem zu unerwarteten Störungen kommen, so steht immer noch das allgemeine Stromnetz zur Verfügung, aus dem im Bedarfsfall Strom entnommen werden kann.

Die Energiewende könnte dahingehend fortschreiten, daß, wie oben beschrieben, vie-

le einzelne solcher autarken „Energiezellen“ entstehen, die im Idealfall alle miteinander vernetzt sind, um im Bedarfsfall in der „Nachbarzelle“ aushelfen zu können. In einer Energiezelle findet also das clevere Zusammenspiel aus Erneuerbaren Energien, Umwandlung von Strom zu Gas, intelligenter Einspeicherung und einem Smart Grid statt.

Über die Autoren

Prof. Dr. M.Sc. Peter Missal ist ehemaliger Geschäftsführer des Energieversorgungsunternehmens e.rp GmbH in Alzey. Er fungiert als Lehrbeauftragter an der TH Bingen sowie an der DHBW in Mannheim; in Mannheim verantwortet er im Studiengang Energiewirtschaft die Vorlesungen Gas, Konzessionsrecht und Energieumweltrecht. Darüber hinaus ist er Mitglied der Arbeitsgruppe PtG (VDI-Richtlinienreihe 4635 PtX).

Prof. Dr. rer. nat. Rolf Litzenberger war nach dem Studium der Technomathematik im Fachbereich Mathematik der TU Kaiserslautern tätig. Seine Dissertation behandelt eine genaue Berechnung des Gravitationsfeldes der Erde mit Hilfe harmonischer Wavelets. Nach seiner Promotion wechselte er als Controller und Regulierungsmanager zu einem mittelständischen Energieversorgungsunternehmen. Im Januar 2010 wurde er zum Professor an die Duale Hochschule Baden-Württemberg DHBW in Mannheim berufen. Dort hat er den neuen Studiengang Energiewirtschaft aufgebaut und fungiert als Studiengangsleiter.

DEBATTENBEITRAG

25.08.2022 | INTERVIEW

STEIGENDER KOORDINIERUNGSaufWAND IM GESAMTSYSTEM

Stromverbrauch und Stromeinspeisung müssen optimal aufeinander abgestimmt werden



Bartholomäus Surmann, Head of Technology & Innovation, Netze BW GmbH [Quelle: EnBW Energie Baden-Württemberg AG]

Die Netze BW GmbH hat aktuell bei Anfragen zu Netzanschlüssen für PV-Anlagen und Wallboxen im Vergleich zum Vorjahr einen Zuwachs von bis zu 80 Prozent verzeichnen. "Das ist ohne Digitalisierung nicht zu schaffen", weiß Bartholomäus Surmann, Head of Technology & Innovation im Unternehmen. Und erklärt, was ihn und seine Beschäftigten in diesem Zusammenhang noch umtreibt.

In welchen Bereichen liegen die größten Herausforderungen bei der Digitalisierung der Stromherstellung und -verteilung?

Es gibt viele Herausforderungen, wir haben die aus unserer Sicht größten kurz skizziert:

Ohne Frage, die Energiewende findet im Verteilnetz statt. 95 Prozent aller Erneuerbare-Energien-Anlagen sind in Deutschland an das Verteilnetz angeschlossen und es werden immer mehr. Besonders in Baden-Württemberg, denn im Mai 2022 wurde hier die PV-Pflicht für neue Wohngebäude eingeführt. Zudem steigt der Wunsch der Bevölkerung nach Autarkie und Nachhaltigkeit.

Das führt dazu, dass wir von Netze BW bei Anfragen zu Netzanschlüssen für PV-Anlagen und Wallboxen im Vergleich zum Vorjahr einen Zuwachs von bis zu 80 Prozent verzeichnen. Das ist ohne Digitalisierung nicht zu schaffen. Um unseren Kund*innen bei steigender Nachfrage trotzdem den besten Service zu bieten, wollen wir mit Hilfe von digitalen und ineinandergreifenden Werkzeugen den Prozess – von der Anmeldung bis zur Installation einer Wallbox, PV-Anlage oder anderen Hausanschlüssen – automatisiert, einfacher und intuitiver gestalten.

Aber nicht nur die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen wie PV nimmt zu, sondern auch die von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Speichern. Die Folge: der Koordinierungsaufwand im Gesamtsystem und gerade in der Niederspannungsebene erhöht sich enorm.

Informationen über die tatsächliche Auslastung der Verteilnetze werden für uns als Netzbetreiber daher immer wichtiger. Denn sie sind Grundlage für einen effizienten und vorausschauenden Netzausbau und -betrieb. Digitalisierung kann dabei helfen, „Licht“ ins Verteilnetz zu bringen und die Lastflüsse besser zu bewerten. Die erforderliche Transparenz in der unteren Spannungsebene ist jedoch noch nicht wie benötigt gegeben.

Als Problem gilt die zeitliche Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen: Wie muss ein System gestaltet sein, dass deutschlandweit (europaweit) für stabile Netze sorgt?

Um die zuvor erwähnten Herausforderungen anzugehen, haben wir von Netze BW NETZlabore und Projekte initiiert, die nicht nur Transparenz ins Verteilnetz bringen, sondern auch den Stromverbrauch und -Einspeisung optimal aufeinander abstimmen. So können wir das Netz in Spitzenzeiten mit all seinen neuen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern (wie E-Autos) entlasten.

In Freiamt erprobt das vom BMWK geförderte Projekt flexQgrid im NETZlabor Freiamt, wie lokal erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien durch die flexible Nutzung von Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen und Wärmestromanlagen optimal in das Stromnetz integrieren werden kann und inwiefern sich die Anlagen dabei intelligent und ohne Komforteinbußen koordinieren lassen. Ziel ist es, Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden, bevor sie auftreten. Weitere Infos auf: www.netze-bw.de/unser-netz/innovationen/flexqgrid

DA/RE - Die Netzsicherheits-Initiative BW: Im Projekt DA/RE entwickeln wir gemeinsam mit TransnetBW eine digitale Plattform, auf der sich Maßnahmen zur Netzstabilisierung über alle Netzebenen hinweg koordinieren lassen. Über die DA/RE Plattform sollen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich Daten austauschen, damit Erzeugungsanlagen optimal zur Netzstabilisierung eingesetzt werden können. Weitere Infos auf: www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/digitalisierung/da-re

#NETZlive: Auch beim Projekt NETZlive geht es darum, das Verteilnetz auf die Anforderungen von morgen auszurichten. Mit Hilfe von Messungen, Prognosen, Netzdaten und intelligenten Algorithmen wollen wir alle Spannungsebenen transparenter und „digitaler“ machen. Weitere Infos auf: www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/digitalisierung/netzlive

Sind diesbezügliche Modernisierungsinvestitionen – unter Beachtung der Sicherheit der Netze vor unbefugten Eingriffen Dritter –, kurz- bzw. mittelfristig machbar? (Wo wird konkret in Digitalisierung von Betriebsmitteln investiert?)

Wir von Netze BW setzen durch Investitionen auf die Modernisierung unseres Stromnetzes und in die dazugehörige Infrastruktur. Hier ausgewählte Beispiele:

„Schaltanlage der Zukunft in Burladingen“: In der schwäbischen Kleinstadt Burladingen wird die neue gasisolierte Hochspannungsanlage besonders umweltfreundlich betrieben, da auf das Isoliergas Schwefelhexafluorid (SF6) verzichtet und stattdessen aufbereitete Luft (Clean Air) verwendet wird. Außerdem setzen wir auf 110-kV-Vakuum-Leistungsschalter. Weitere Infos auf: www.netze-bw.de/unternehmen/nachhaltigkeit/energiewende/umspannwerk-burladingen

Als einer der ersten Verteilnetzbetreiber Deutschlands haben wir zudem großflächig in die Digitalisierung unserer Ortsnetzstationen investiert. Dafür setzen wir auf den gemeinsam mit dem EnBW Start-up SMIGHT entwickelten Stromsensor „SMIGHT Grid“. Der neuartige Sensor misst die jeweilige Stromstärke an den einzelnen Abgängen – also den Kabeln, über die der Strom von der Ortsnetzstation zu den Haushalten transportiert wird - und überträgt diese verschlüsselt in Echtzeit über das Mobilfunknetz an SMIGHT. Dort werden die Daten auf einer IoT-Plattform gespeichert, ausgewertet und dem Netzbetreiber anschließend in einem Web-Portal zur Verfügung gestellt. Wir planen zum Ende des Jahres hin mit insgesamt 1000 ausgerüsteten Stationen, die ca. 8000 Sensoren enthalten und sind damit marktführend in Deutschland. Weitere Infos auf: www.netze-bw.de/News/Stromsensor-liefert-Echtzeitdaten-Netzauslastung

Seit Anfang 2022 verbauen wir außerdem ferngemeldete und ferngesteuerte Umspannstationen (FFU) in unserem Netzgebiet.

Wie können Staat und Verwaltung die Branche unterstützen?

Hier ist vor allem der Bund gefragt. Er muss dringend die rechtlichen Rahmenbedingungen schaffen, damit die neuen intelligenten Stromzähler – Smart Meter – schnellstmöglich flächendeckend eingebaut werden können. Aktuell ist die Einbauverpflichtung für Messstellenbetreiber, wie Netze BW, zurückgenommen. Es gilt eine

Übergangsregelung, die aber nur ein temporärer Zustand sein kann. Um wieder Geschwindigkeit beim Rollout zu erhalten, muss die Einbauverpflichtung wieder in Kraft gesetzt und nach dem Stufenmodell des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vorgenommen werden. Jede weitere Verzögerung gefährdet die ehrgeizigen Ziele der deutschen Energiewende. Diese besagen unter anderem, dass bis 2032 keine alten Stromzähler mehr in den Kellern hängen dürfen.

Ein weiterer darauf aufbauender Punkt ist: Damit die Verkehrs- und Wärmewende gelingen kann, braucht es die schnelle und versorgungssichere Netzintegration von flexiblen Verbrauchseinrichtungen, wie Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen in die Verteilnetze. Ein wesentlicher Eckpfeiler, damit dies erfolgreich gelingt, ist die Ausgestaltung des sogenannten § 14a EnWG, die netzdienliche Steuerung von flexiblen Verbrauchern. Mit der letzten Novellierung des EnWG im Juli hat die Bundesnetzagentur die Festlegungskompetenz hierfür erhalten. Es ist nun an ihr hier zügig und zielorientiert eine Ausgestaltung vorzunehmen, die einerseits die schnelle Integration der neuen Verbraucher in die Verteilnetze ermöglicht und andererseits den sicheren Netzbetrieb stets gewährleistet. Hier stehen wir im Dialog und unterstützen mit unseren gemachten Erfahrungen aus diversen NETZlaboren und Studien. Denn bei den ambitionierten Zuwachsraten der Bundesregierung für Wärmepumpen und E-Mobilität wird es nicht möglich sein, die Integration dieser neuen Verbraucher in die Niederspannungsnetze innerhalb des kurzen Zeitraums allein mit Netzausbau stets sicher gewährleisten zu können.

Neben den zuvor erwähnten Punkten ist es auch erforderlich, dass die Planungs- und Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Herstellung von Strom aus erneuerbaren Energien und Ausbau von Netzen beschleunigt werden.

DEBATTENBEITRAG

14.10.2022 | INTERVIEW

ÜBER DIE DIGITALEN POTENTIALE IM ENERGIEMARKT**Was die Branche braucht - und was der Staat tun kann und muss**

Dr. Matthias Galus, Leiter Digital Innovation Office, Bundesamt für Energie (BFE) der Schweiz [Quelle: Privat]

Als "Operation am offenen Herzen" bezeichnet Dr. Matthias Galus, Leiter des Digital Innovation Office am Schweizer Bundesamt für Energie (BFE), den Umbau der herkömmlichen, weitgehend starren Stromversorgungssysteme zu flexiblen Systemen, die mit Spitzen aus erneuerbaren Energien umgehen können. Er erklärt auch, welche Rolle die Digitalisierung dabei spielen kann und muss.

In welchen Bereichen liegen die größten Herausforderungen bei der Digitalisierung der Stromherstellung und -verteilung?

Die grösste Herausforderung liegt sicherlich in der Erfassung und Nutzbarmachung digitaler Daten. Dabei gilt es zwischen den Wertschöpfungsstufen der Stromversor-

gung zu differenzieren. Bei grossen Produktionsanlagen und in den Übertragungsnetzen, oftmals auch schon in den regionalen Netzen ist die Digitalisierung und Messung eher weit fortgeschritten. In den tieferen Netzebenen sieht das anders aus. Hier besteht noch ein grösserer Handlungsbedarf, der pro Land zu differenzieren ist. Oft ist bei den Verteilnetzen die Mess- und Steuerungstechnik noch nicht weit verbreitet. Dies ist tendenziell auch der Fall bei kleineren dezentralen Produktionsanlagen, bei Verbrauchern und dezentralen Speichern. Daher kommt den intelligenten Messsystemen – den Smart Metern - so eine wichtige Rolle zu. Sie ermöglichen die Erfassung digitaler und belastbarer Daten mit relativ feinen Granularitäten (15 Minuten) und ermöglichen damit die zunehmende Digitalisierung der unteren Netzebenen sowie die Nutzung von Flexibilität (siehe nächste Frage). Vor Ort haben die Smart Meter eine Schnittstelle, die es ermöglicht Echtzeit-Daten auszulesen. Eine weitere grosse Herausforderung ist es, die Daten im Energiemarkt verfügbar zu halten. Während die Nutzung der Daten innerhalb des für die Messung verantwortlichen Unternehmens bereits vielversprechende Schritte macht, ist die Verfügbarmachung der Daten für Verbraucher, Produzenten und Dritte noch kaum fortgeschritten, z.B. sind REST-API eher die Ausnahme. Entsprechend werden Potentiale von Data Science und Künstlicher Intelligenz im Energiemarkt noch nicht gehoben.

Als Problem gilt die zeitliche Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen: Wie muss ein System gestaltet sein, dass deutschlandweit (europaweit) für stabile Netze sorgt?

Ich würde dies nicht als Problem bezeichnen, sondern eher als Herausforderung. Es geht um die Transformation also dem Umbau eines Systems, das historisch kaum dargebotsabhängige, dezentrale Produktion kannte. Nun gilt es technische Lösungen zu finden, die damit einhergehenden Anforderungen entsprechen und dabei den stabilen Betrieb jederzeit aufrecht zu erhalten. Dies gleicht einer «Operation am offenen Herzen» wann man so will. Typischerweise kann der Dargebotsabhängigkeit über Flexibilität begegnet werden. Flexibilität bezeichnet die gewollte Modulation bzw. Steuerung der Ein- oder Ausspeisung, sei es bei Erzeugern, Verbrauchern oder Speichern. Beispielhaft kann hier die Elektromobilität erwähnt werden. Die E-Mobile, wel-

che für die Ladung an das Netz angeschlossen sind, können als eine grosse Batterie fungieren und das System ausregeln. Damit solche Lösungen sich entwickeln und effizient in das System und nicht zuletzt in den Markt integriert werden können ist eine zunehmende Digitalisierung, eine IT-gestützte Koordination der Akteure und ein gut organisierter Datenaustausch wichtig. Kurz gesagt braucht es zunehmend die Nutzung von Flexibilität auf der einen Seite und Digitalisierung und Marktintegration auf der anderen Seite, damit das System weiter stabil betrieben werden kann.

Sind diesbezügliche Modernisierungsinvestitionen – unter Beachtung der Sicherheit der Netze vor unbefugten Eingriffen Dritter –, kurz- bzw. mittelfristig machbar?

Die dafür notwendigen Investitionen sind die eine Seite. Finanzielle Mittel stehen gerade im infrastrukturellem Bereich des Energiesektors, also in den Netzen, eigentlich genügend zur Verfügung. Hier werden staatlich abgesicherte Gewinne erwirtschaftet. Die andere Seite sind die für eine zunehmende Digitalisierung notwendigen Anreize und dafür gegebenenfalls notwendige regulatorische Vorgaben. Oft besteht nicht genügend Druck, die betrieblichen Prozesse zu optimieren und Kosten zu sparen, wenn diese durch das regulatorische System mehr oder minder einfach auf die Kunden abgewälzt werden können. Offensiv formuliert könnte man auch fragen: warum sollte man digitalisieren und auf unter Umständen komplex erscheinende Automatisierung setzen, wenn es doch bis anhin funktioniert? Das ist auch eine unternehmenskulturelle Frage. Eine solche kolportierte Haltung zeigt ihre Ergebnisse nun besonders in der drohenden Krise. Man merkt auf einmal, dass viele Information nicht oder nicht in der benötigten Zeit und Granularität vorhanden sind. Bei allen Investitionen in Digitalisierung muss aber auch Cyber Security berücksichtigt werden. Ohne Massnahmen in diesem Bereich ist eine nachhaltige Digitalisierung nicht möglich, auch wenn diese Investitionen erstmal keine direkten Profite nach sich ziehen.

Wie können Staat und Verwaltung die Branche unterstützen?

Ich denke, die Frage muss erweitert werden. Die Branche besteht auch aus Unternehmen, die dem Staat gehören bzw. mindestens einen staatlichen Auftrag verfolgen.

Man muss also auch in Analogie an JFK fragen, was die Branche für den Staat tun kann. Die zunehmend komplexe Welt ist kaum mehr für einen Akteur allein zu bewältigen, weswegen Public-Private Partnerships (PPP) an Bedeutung gewinnen. Gerade in den Vorbereitungen zur möglichen Notsituation in diesem Winter merkt man dies. Zum einen sollte die Branche daher mehr Informationen und Daten zur Verfügung stellen, damit die Transparenz im Sektor steigt und der Staat seine Aufgaben besser erfüllen kann. Von der anderen Seite kann der Staat mit klaren und stabilen Rahmenbedingungen dazu beitragen, dass die nötigen und wichtigen Investitionen getätigt werden und der Endkunde bestmöglich seine Rechte in der Energieversorgung ausüben kann. Dies kollidiert schon mal mit Gewinninteressen, aber langfristig ist es für die Transformation und im Sinne des Klimaschutzes der richtige Weg.

IMPRESSUM

Herausgeber

Barthel Marquardt GbR
Merseburger Straße 200
04178 Leipzig
Tel: 0341 24 66 43 72
E-Mail: marquardt@meinungsbarometer.info
www.meinungsbarometer.info

V.i.S.d.P.

Dipl.-Journ. Nikola Marquardt

Idee, Konzept, Projektleitung

Dipl.-Journ. Thomas Barthel

Redaktion

Barthel Marquardt GbR

Diese Dokumentation darf nicht - auch nicht in Auszügen - ohne schriftliche Erlaubnis der Redaktion vervielfältigt und verbreitet werden. Die Dokumentation wurde mit größtmöglicher Sorgfalt zusammengestellt. Trotzdem können wir für die enthaltenen Informationen keine Garantie übernehmen. Die Redaktion schließt jegliche Haftung für Schäden aus, die aus der Nutzung von Informationen dieser Dokumentation herrühren.