

Diskussionspapier

Stromverteilnetze 2030



Oktober 2019

Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie



Stromverteilnetze 2030

Herausgeber:
ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e. V.
Fachverband Energietechnik
Charlottenstraße 35/36
10117 Berlin

Verantwortlich: Marco Sauer
Telefon: +49 30 306960-24
E-Mail: sauer@zvei.org
www.zvei.org

Oktober 2019

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist
urheberrechtlich geschützt.

Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des
Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des
Herausgebers unzulässig.

Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen,
Übersetzung, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung
und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Das Zukunftsbild Stromverteilnetze 2030	5
3	Wo besteht Handlungsbedarf?	8
4	Handlungsempfehlungen	10

In aller Kürze

- Stromverteilnetze werden 2030 in einer starken Verantwortung für das gesamte Energiesystem stehen und nicht zuletzt über die Sektorkopplung und das Gelingen der Dekarbonisierung mitentscheiden. „Verteilnetzbetreiber“ werden zu „Verteilnetzmanagern“ und müssen sich und das Netz konsequent auf dieses neue Aufgabenprofil jenseits von Versorgung und Verteilung vorbereiten und ausrichten.
- Dazu gehören eine hohe Kundenorientierung, der Einsatz von neuen Technologien sowie die Möglichkeit der aktiven Teilnahme aller Netznutzer an Strom- und Flexibilitätsmärkten. Eine zielgerichtete Modernisierung und systematische Digitalisierung der Verteilnetze ist notwendig.
- Handlungsfelder bestehen insbesondere in der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und der technischen Infrastruktur bzw. Funktionalität, um bestehende Flexibilitätspotenziale nutzen und anreizen zu können. Dabei muss sich auch das „Benutzererlebnis“ im Strommarkt deutlich verbessern, um Kunden für eine Mitwirkung zu gewinnen.
- Im Preissystem für Endkunden werden leistungs- und zeitvariable Preise gegenüber den mengenvariablen Preisen (Arbeitspreisen) an Bedeutung gewinnen. Hinter dem Hausanschlusspunkt mit dem intelligenten Messsystem als Sicherheitsanker werden hierfür Energiemanagementsysteme genutzt, die sowohl Erzeugung, Speicher und Lasten managen als auch die Einhaltung der Netzanschlussleistung dynamisch managen.

1 Einleitung

Auf dem Weg zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele wird die Energiewende in Deutschland in den kommenden zehn Jahren zunehmend in eine Phase der umfassenden Systemintegration von erneuerbaren Energien und Sektorkopplung, das heißt insbesondere die Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Mobilität, eintreten. Während in diesem Kontext der – unbestreitbar notwendige – Ausbau der Übertragungsnetze in der Vergangenheit regelmäßig im Zentrum politischer Diskussionen stand, werden auch die Verteilnetze für Strom sukzessive an ihre Grenzen geführt und müssen daher verstärkt in den Fokus rücken. Eine alleinige Fokussierung auf den Ausbau von Elektromobilität oder regenerativer Erzeugung wird nicht ausreichen, um die bezweckten CO₂-Reduktionen zu realisieren. Die Systemintegration dieser Elemente gehört daher in den Fokus und die Verteilnetze sind hierbei von herausragender Bedeutung. Diese wird außerdem durch eine zunehmende Bedeutung einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung verstärkt, die über die Elektrifizierung in den Sektoren Wärme und Mobilität mittelbar auch Verantwortung für weitere Sektoren übernimmt.

Die Anforderungen an die Verteilnetze der Zukunft werden jedoch nicht nur durch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher definiert, sondern auch durch ein verändertes Verhalten von Kunden und den demografischen Wandel. Eine alternde Gesellschaft, die zunehmende Urbanisierung, sich ändernde Lebensweisen und eine steigende Akzeptanz und Verfügbarkeit vernetzter Geräte werden Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen stellen und ihnen gleichzeitig Wege zu deren Lösung aufzeigen. Der ZVEI hat vor diesem Hintergrund PricewaterhouseCoopers (PwC), Fraunhofer-Institut für Optoelektronik, Systemtechnik und Bildauswertung und Trendone mit der Entwicklung eines „Zukunftsbilds Stromverteilnetze 2030“ beauftragt, das diese Effekte einbezieht und das Energienutzungsverhalten der Endkunden in den Mittelpunkt der Untersuchungen stellt. Mithilfe von „Personas“ wurde dabei das zukünftige Verhalten verschiedener Endkundengruppen im Jahr 2030 modelliert, wie es sich bereits heute in vielfältigen Trends widerspiegelt.

Ausgangspunkt für die Entwicklung dieser Personas und des „Frame 2030“, des Energiesystems 2030, waren Trends, die sich zum Teil schon heute durch neue Lösungsangebote von etablierten Unternehmen und Start-ups erkennen lassen und die durch die Digitalisierung beschleunigt werden. Auf dieser Grundlage wurde der Frame 2030 in den Kontext aktueller Entwicklungen in der Energiewirtschaft gestellt. Ergänzend wurden zur Veranschaulichung der Effekte Netzsimulationen auf Basis von Referenznetzstrukturen zur Untersuchung der Einflüsse des Frame 2030 auf Stromverteilnetze und zur Identifizierung möglicher Maßnahmen durchgeführt. Anschließend wurden die Auswirkungen auf die verschiedenen Akteure der Energiewirtschaft beleuchtet und Handlungsfelder abgeleitet.

Wir wünschen uns, dass die sich verändernde Rolle der Verteilnetze für Strom und deren Relevanz mehr Aufmerksamkeit bekommen. Es besteht heute absehbarer Handlungsbedarf, um das nächste Jahrzehnt erfolgreich zu gestalten und die Grundlage für eine wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik zu schaffen. Die Energiewende wird nur gelingen, wenn der Ordnungsrahmen die sektorübergreifende Systemintegration gewährleistet.

2 Das Zukunftsbild Stromverteilnetze 2030

2.1 Trends mit Auswirkungen auf die Netze

Durch Trendanalysen lassen sich Einflussfaktoren auf das Zukunftsbild des Stromverteilnetzes frühzeitig beobachten. Für Stromverteilnetze wurden nachstehende Trends identifiziert:

Tab. 1: Oberphänomene und Makro-Trends für die Zukunft der Stromverteilnetze

Oberphänomene	Makro-Trends
Plant and Operations	<ul style="list-style-type: none"> • Integrated Solar: Kostengünstige und flexible Solarmodule werden in zahlreiche Flächen als Teil der Konstruktion integriert • Autonomous Operations: Robotik und Drohnen automatisieren zahlreiche Inspektions- und Wartungsaufgaben und führen zu reduzierten Betriebskosten • Solution as a Service („SaaS“): Die Datafizierung der Energiewirtschaft führt zu transparenten und nutzungs-basierten As-a-Service-Geschäftsmodellen • Digital Twin: Der digitale Zwilling ermöglicht präventive Instandhaltungsmaßnahmen sowie von Künstlicher Intelligenz (KI) gestützte Planung und Entwicklung von Systemen
Energy Storage Solutions	<ul style="list-style-type: none"> • Integrated Energy Storage: Bereits in der Entwicklungsphase integrierte Energiespeicher vermindern spontane Netzbelastungen durch erneuerbare Energien • Waste to energy: Waste-to-Energy-Systeme reduzieren die Verunreinigung der Umwelt und bieten im Zuge der Sektorkopplung Energie auf Abruf • Power to Gas: Die Power-to-Gas-Technologie konvertiert Überschüsse elektrischer Energie in umweltneutrale synthetische Kraftstoffe • Next Gen Battery Tech: Leistungsdichte und Kosten von Batterien sind der Flaschenhals, wenn es um die Elektrifizierung der Mobilität geht • Energy to X: Angepasst an die Umweltfaktoren, existieren vielfältige Methoden, um Energie thermisch, potenziell oder kinetisch zu speichern
Network Intelligence	<ul style="list-style-type: none"> • Virtual Power Plant (VPP): Virtuelle Kraftwerke fungieren als Aggregatoren, die Verbraucher und Erzeuger flexibel steuern, um Lastenausgleich zu betreiben • Mikronetze: Mikronetze sind ein Treiber der Dezentralisierung und stehen für die lokale Erzeugung, Speicherung und den Peer-to-Peer-Handel (P2P) von Energie • Supply and Demand Prediction: Satelliten- und Internet-of-Things-Daten (IoT) dienen Algorithmen, um Nachfrage und Angebot sowie zukünftige Netzanforderungen zu prognostizieren • Cyber Security: Künstliche Intelligenz, Blockchain und Quantenkryptografie vermindern die Gefahr der Manipulation auf zahlreichen IoT-Geräten im Netz
E-Mobility	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastructure Enhancement: Neue Lösungsansätze ermöglichen eine kostengünstige und einfache Integration von Ladepunkten in die bestehende Infrastruktur • Vehicle to Grid: Vehicle to Grid ermöglicht es, die Batterien von Elektrofahrzeugen als Pufferspeicher im Netz anzubieten oder die Ladegeschwindigkeit flexibel zu drosseln • Battery to Vehicle: Dezentrale Batterien – teilweise auch mobil – ermöglichen komfortable Schnellladungen, ohne das Netz zu belasten
Future Consumer	<ul style="list-style-type: none"> • Customer Engagement: „Edutainment“ und „Gamification“ bieten Möglichkeiten, um das Verbraucherverhalten nachhaltig an die Energieerzeugung anzupassen • Platform Economy: Digitale Plattformen brechen bestehende Wertschöpfungsstrukturen auf und vernetzen Akteure des Energiemarkts direkt miteinander • Crowd Investments: Crowd Investments ermöglichen einer breiten Gesellschaftsschicht, bereits mit kleinen Beträgen in regenerative Energien zu investieren • Offgrid Movement: Eurokrise und Klimadebatte bestärken den Traum vom unabhängigen Selbstversorger, der dank kostengünstiger Hardware möglich wird.

Quelle: Trend Research Stromverteilnetze 2030, Trendone, 2019

Diese Trends hängen vielfach mit den allgemeinen Entwicklungen CO₂-Reduktion, Elektrifizierung, Digitalisierung und aktiven Netznutzern zusammen und sind Grundlage für den Frame 2030 und die Personas, die diesen Frame begründen. Vielfach unterstützen diese Trends eine beschleunigte, vom Kunden ausgehende Energie- und Verkehrswende, ermöglichen aber auch neue Gestaltungsspielräume für die Netze, weil die Verfügbarkeit von Daten und die Flexibilität der Nutzer steigen.

Viele Haushaltskunden werden aber durch dezentrale Erzeugung und das Verursachen starker Lastspitzen (insbesondere durch das Laden von Elektrofahrzeugen) im Status quo für zusätzliche Netzbelastungen sorgen. Die zukünftige Entwicklung der Belastung durch neue Verbraucher, insbesondere Elektromobile und Wärmepumpen, zeigt bei den im Rahmen der Studie durchgeführten Simulationen einen deutlichen Einfluss auf die Stabilität des Verteilnetzes. Aufgrund der Entwicklung können Spannungsbänder sowie Betriebsmittelgrenzen verletzt werden und ein hohes Maß an Netzausbau erforderlich machen, um die notwendige Kapazität für hochvolatile Belastungen bereitzustellen. Die Alternative liegt in einem flexibleren Nutzerverhalten, das die Belastungssituation der Betriebsmittel verbessert.

Um dies zu erreichen und die Flexibilität und Datenverfügbarkeit zu erhöhen, muss den Nutzern ein attraktives Angebot unterbreitet und die fortlaufende Beobachtbarkeit der Betriebszustände im Netz hergestellt werden. Ohne Fortschritte im „Benutzererlebnis“, gepaart mit wirtschaftlichen Anreizen, wird eine Mitwirkung des Netznutzers nicht erreichbar sein. Somit würde die intelligente Nutzung der Netzkapazitäten scheitern.

2.2 Netze im Frame 2030

Der Endkunde steht im Mittelpunkt des Energiesystems 2030. Er nimmt auch aufgrund einer veränderten technischen Ausstattung (z. B. dezentrale Erzeugungsanlagen regenerativer Energien, lokale Speicherkapazitäten, Elektrofahrzeuge, Wechselrichter, Wärmepumpe, Smart Home/Building, Energiemanagementsysteme) eine deutlich aktivere und flexiblere Rolle ein. Zudem wenden sich Energielieferanten, Energieerzeugungsunternehmen, Netzbetreiber und Messstellenbetreiber mit neuen Geschäftsmodellen an ihn.

Verteilnetze müssen das veränderte Last- und Erzeugungsverhalten auffangen. Dabei kommen ihnen drei zentrale Aufgaben zu:

1. **Aufnahme zunehmender Mengen dezentral erzeugter Energie:** Regenerative Erzeugung auf Verteilnetzebene sorgt für technische Herausforderungen. Sie bedeutet eine Zunahme an Dynamik und lokalen Stromüberschüssen, die an die vorgelagerten Netzebenen übergeben und über diese abtransportiert werden müssen.
2. **Verarbeitung hoher Lastspitzen durch neue Verbraucher:** Die Ladung von Elektrofahrzeugen sorgt für Lastspitzen, die zu einer Überlastung des Netzes führen können. Daneben kann auch die zunehmende Erzeugung von Wärme und Kälte durch Strom zu erhöhten Leistungsbedarfen im Stromnetz führen.
3. **Nutzung lokaler Flexibilitätsoptionen:** Durch die Abschaltung der Mehrheit der Großkraftwerke (Kohle- und Atomkraftwerke) stehen weniger an Übertragungsnetze angeschlossene Kapazitäten für Systemdienstleistungen wie zum Beispiel Regelenergie und Frequenzhaltung zur Verfügung. Verteilnetze müssen daher durch lokale Flexibilitäten zunehmende Mengen an Regelenergie und anderen Systemdienstleistungen bereitstellen und die Übertragungsnetze dadurch bei der Systemstabilisierung unterstützen.

Die Erfüllung dieser Aufgaben führt letztlich zu einem Engpassmanagement auf Ebene der Verteilnetze. Ziel ist es, die angefragte Leistung technisch und wirtschaftlich möglichst effizient zu erbringen (vgl. § 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)). Ein einfacher Ausbau des Netzes wird dabei gemeinhin als nicht hinreichend gesehen (vgl. § 14 Abs. 2 EnWG). Ergänzend kann durch einen zunehmenden Einsatz von Daten, die durch entsprechende IT-Systeme verarbeitet werden, ein intelligentes Netz geschaffen werden. Dieses erkennt Überlastungen und greift automatisiert auf die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten zu, um Lasten zu reduzieren, Verbräuche zu decken und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daten kommen dabei sowohl zur schnelleren Ermittlung von Anlagen- und Netzzuständen zum Einsatz als auch zur Vorhersage zukünftiger Zustände. Eine schnelle Darstellung und Verarbeitung momentaner Zustandsdaten hilft, vorliegende Engpässe schnellstmöglich zu beheben, während eine Zustandsprognose eine Vermeidung von Engpässen im Voraus ermöglicht. Künstliche Intelligenz wird hier einen wichtigen Beitrag leisten können.

Eine entsprechende Datenbereitstellung und -nutzung bedarf einer umfassenden IT-Infrastruktur, die durch intelligente Anlagen und Komponenten im Netz und in Kundenanlagen realisiert werden kann, die aber auch den besonderen Verfügbarkeitsanforderungen einer sicheren Energieversorgung gewachsen ist. Die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung wird, wie eingangs beschrieben, mit der fortschreitenden Elektrifizierung anderer Sektoren immer bedeutsamer. Zu den intelligenten Anlagen und Komponenten zählen insbesondere Messsysteme, Sensoren und Kommunikationseinheiten, die Netzzustände messen und die Messergebnisse in Daten umwandeln, sowie Aktoren, die notwendige Steuer- und Schaltmaßnahmen automatisiert durchführen können. Mithilfe entsprechender IT-Systeme können so Netze überwacht und analysiert werden. Dadurch wiederum können Maßnahmen zur Netzentlastung oder Fehlerbehebung angestoßen werden. Mithilfe von Anwendungen aus dem Bereich der Künstlichen Intelligenz können Prozesse automatisiert und die Netzauslastung optimiert werden. Flexibilitäten werden unter anderem durch moderne Netzbetriebsmittel, wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Spannungsregelungssysteme, bereitgestellt. Um vorhandene Assets optimal nutzen zu können, müssen jedoch nicht nur Netzkomponenten intelligent werden. Auch die Geräte des Endkunden (z. B. PV-Wechselrichter, Verbrauchsanwendungen) brauchen eine Ausstattung für den Abruf und die Bereitstellung von Flexibilitäten im Bedarfsfall.

Grundvoraussetzung für den Frame 2030 ist aber, dass die Stromverteilnetze sowohl für eine physikalische als auch für eine datentechnische Vernetzung sorgen. Erst diese Konnektivität ermöglicht eine beschleunigte und zunehmend kleinteilige Interaktion zwischen einer zunehmenden Anzahl aktiver Teilnehmer im Energiesystem. Dabei ist zu berücksichtigen, dass neben der beschriebenen notwendigen Digitalisierung auch eine Modernisierung des physischen Netzes wichtig ist. Dies hat insbesondere an den Stellen zu geschehen, an denen Engpässe durch Nutzung von Flexibilitäten nicht oder nicht wirtschaftlich vermieden werden können. Aufgrund der weiter steigenden Abhängigkeit vom Energieträger Strom ist aber eine hohe Versorgungszuverlässigkeit durch ausreichende Ersatzinvestitionen von großer Bedeutung.

Darüber hinaus entwickeln sich parallel vermehrt temporär sich selbst regelnde Verbrauchs- und Erzeugungssysteme, sogenannte Mikronetze.

Die Auswirkungen des Energiesystems 2030 spiegeln sich in einer hohen Anzahl von Interaktionen mit Netzkunden wider. Dabei sind einfache und kundenfreundliche Prozesse von großer Bedeutung. Gleichzeitig muss der Verteilnetzbetreiber mit Sonderkunden, zum Beispiel Betreibern von Kundenanlagen oder Mikronetzen und Energie-Communities, umgehen. Außerdem muss er in Energie- bzw. Flexibilitätsmärkten tätig werden. Dies setzt eine Prozessdigitalisierung voraus.

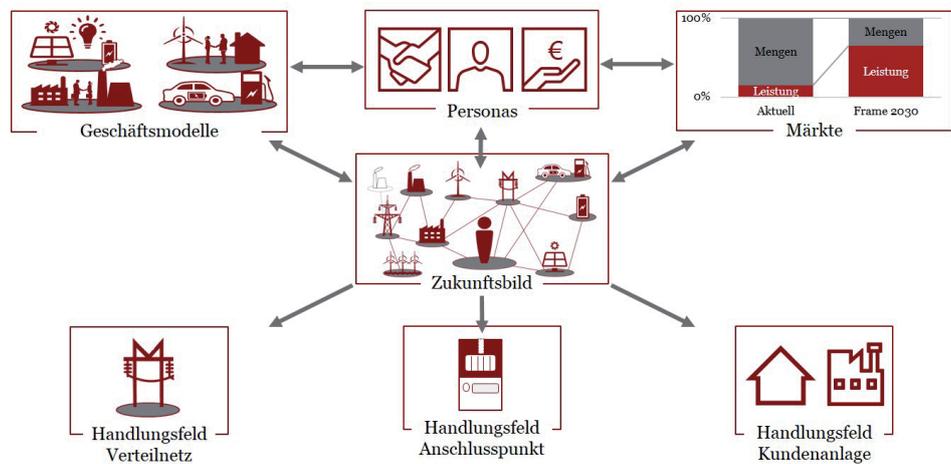
Im intelligenten Netz werden gezielt Daten erfasst (aus Prozessen, aus Sensoren und intelligenten Betriebsmitteln) und mit öffentlichen oder zu diesem Zweck freigegebenen Daten aus Meteorologie und Verkehr sowie aus Geräten in der Kundenanlage verknüpft. Das Schutzprofil der Messsysteme sorgt dabei für den berechtigten Schutz der personenbezogenen Daten der Letztverbraucher. Damit, und auf der Basis von Künstlicher Intelligenz und Digital Twins, lassen sich Netznutzung und Netzengpässe in Echtzeit prognostizieren und das Energiesystem entsprechend steuern. Außerdem kann auf Basis der Daten die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten optimiert und der Netzausbau bzw. die -modernisierung geplant werden.

3 Wo besteht Handlungsbedarf?

Im Frame 2030 werden die Stromverteilnetze in einer starken Verantwortung für das gesamte Energiesystem stehen und nicht zuletzt über die Sektorkopplung und das Gelingen der Dekarbonisierung mitentscheiden. Die bisherigen „Verteilnetzbetreiber“ werden die Rolle eines „Verteilnetzmanagers“ annehmen. Verteilnetzbetreiber werden und müssen sich konsequent auf dieses neue Aufgabenprofil vorbereiten und ausrichten. Dazu gehören eine hohe Kundenorientierung, der Einsatz von neuen Technologien sowie die aktive Teilnahme an Strom- und Flexibilitätsmärkten.

Die Handlungsfelder, die sich aus dem Frame 2030 sowie den zugrunde liegenden Personas, Geschäftsmodellen und Märkten ergeben, erstrecken sich jedoch nicht nur auf die Verteilnetzbetreiber und die Verteilnetze für Strom, sondern auch auf Anschlusspunkte und Kundenanlagen und folglich diverse weitere Akteure. Die folgende Abbildung verdeutlicht den Handlungsbedarf auf den unterschiedlichen Ebenen.

Abb. 1: Handlungsfelder als Ergebnis des Frame 2030



Quelle: Zukunftsbild Stromverteilnetze, PwC, Fraunhofer IOSB, Trendone im Auftrag des ZVEI, 2019

Die Handlungsfelder beinhalten sowohl neue Technologien und Geschäftsmodelle, die durch den Markt erschlossen werden müssen, als auch regulatorische Vorgaben. Im Bereich der vom Markt zu bearbeitenden Handlungsfelder liegt unter anderem die Weiterentwicklung und verstärkte Nutzung vorhandener Instrumente wie Energiemanagementsysteme und steuerbare Verbrauchseinrichtungen bzw. Vorgabe von Leistungswerten am Anschlusspunkt über das intelligente Messsystem durch die Verteilnetzbetreiber. Diese Handlungsfelder sind vor allem in der Kundenanlage und am Anschlusspunkt angesiedelt und bilden die Grundlage für die Einbindung von Endkunden in ein flexibles Gesamtsystem. Eine besondere Herausforderung für die Rahmensetzung wird es sein, die Synergien zwischen energienahen Diensten und Mehrwertdiensten auf Basis der sicheren Kommunikationsplattform des Smart Meter Gateways zur Immobilie zu fördern und auch parallele Entwicklungen aus der Energieeffizienzrichtlinie wie den Vollrollout im Submetering in integrierte Lösungen zu überführen.

Die Digitalisierung der Netzbewirtschaftung und der Netzplanung ist ein wesentlicher Schlüssel zur Meisterung der neuen, auch operativen Aufgaben im Frame 2030 und der darüber hinausgehenden Zukunft. Sensoren, Aktoren und die damit verbundenen digitalen Lösungen werden die Kommunikation mit Netzkunden und vorgelagerten Netzen vereinfachen sowie eine intelligente Netzplanung unter Einbeziehung innovativer Betriebsmittel sicherstellen. Auch das Verteilnetz und die Netzzustandserfassung wird mittels Künstlicher Intelligenz unter Nutzung von Digital Twins digitalisiert sein und so eine echtzeitnahe Bewirtschaftung, einen optimalen Abruf von Angeboten über Flexibilitäten und optimale Vorgaben bzw. effiziente Angebote an Netzkunden ermöglichen. Betreiber von Stromverteilnetzen müssen ihre Kompetenzen in diesen Technologien daher stärken und sich hinsichtlich ihrer

IT-Architekturen zukunftsfähig aufstellen. Dieses Handlungsfeld wirkt über das Verteilnetz hinaus bis zum Anschlusspunkt und in die Kundenanlage.

Die Modernisierung der Stromverteilnetze durch konventionelle wie neuartige Betriebsmittel sowie die Weiterentwicklung von Planungsprozessen für diese Modernisierung ist ein weiteres, vom Markt und den Verbänden zu bearbeitendes Handlungsfeld und vor allem auf Ebene der Verteilnetze angesiedelt. Dazu gehört die Erstellung von Netzentwicklungsplänen auf Basis der zukünftigen Anforderungen zum Beispiel durch die zunehmende Verbreitung von Elektromobilität. Diese Netzplanungsprozesse werden durch die Erkenntnisse aus der Digitalisierung, der Netzbewirtschaftung und Netzplanung unterstützt und beinhalten auch einen stärkeren Abstimmungsprozess von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern untereinander.

In den Bereich der für den Frame 2030 zu schaffenden übergeordneten regulatorischen Vorgaben fällt die Reform der Netzentgelte für eine verursachungsgerechtere Verteilung der Kosten. Reformen der Netzentgelte sollen Märkte für die Bereitstellung von Flexibilitäten anreizen und Netznutzer über diesen Weg zu Partner für den Klimaschutz machen. Mit einer Reform der Netzentgeltsystematik ließen sich auch Kriterien verbinden, die einen gezielten Netzausbau begründen würden.

Ebenfalls in den regulatorischen Bereich fällt die Schaffung von Anreizen für Investitionen und notwendige Betriebskostenaufwendungen für intelligente bzw. digitale Lösungen für Verteilnetzbetreiber. Diese Anpassungen der Anreizregulierung erhöhen den Handlungsspielraum von Verteilnetzbetreibern bei der Digitalisierung der Anlagen und wirken folglich insbesondere auf die Verteilnetze, aber auch auf die Anschlusspunkte.

Verteilnetzbetreiber in Deutschland zeichnen sich durch eine heterogene Struktur aus. Speziell für kleine und zum Teil auch nur auf eine Netzsparte beschränkte Unternehmen wird die Bearbeitung der Handlungsfelder und die Rolle eines „Verteilnetzmanagers“ im Frame 2030 eine große und ohne ein effizientes Partnermanagement kaum zu erfüllende Herausforderung sein. Kleine wie große Betreiber von Verteilnetzen werden daher ihre Wertschöpfung flexibilisieren und verschiedene Akteure und Marktpartner koordinieren müssen, um den zukünftigen Aufgaben gerecht zu werden. Dies betrifft nicht nur strategische Kooperationen oder Plattformen innerhalb der Energiewirtschaft. Auch Industriepartner, Wissenschaft und Forschung sowie etablierte und neue Dienstleister werden die zukünftigen Verteilnetzmanager auf ihrem Weg unterstützen und zu einer sicheren, umweltverträglichen und kosteneffizienten Energieversorgung beitragen.

4 Handlungsempfehlungen

Letztlich ist die Frage zu beantworten, wie ein Ordnungsrahmen geschaffen werden kann, der die richtigen Anreize setzt und bei der Digitalisierung Synergien zwischen den Branchen fördert. Eine zentrale Rolle spielt nach Auffassung des ZVEI die Netzentgeltssystematik. Ein System, das auf Leistungspreisen basiert und Abschläge für Netznutzer vorsieht, die ihre Flexibilität zur Verfügung stellen, sollte hier das Ziel sein. Dies entspricht einerseits dem Fixkostencharakter der Netze und belohnt ein Verhalten, das die Entstehung weiterer Fixkosten vermeidet.

Um aber die Flexibilität der Netznutzer in diesem Sinne einsetzen zu können und der Digitalisierung des Strommarkts den Weg zu ebnen, muss eine entsprechende Infrastruktur aufgebaut werden. Ein gewisses „Standardset“ an Kommunikation und Sicherheitsarchitektur muss flächendeckend von den Marktteilnehmern vorausgesetzt werden können, damit standardisierte technische Lösungen angewendet werden können. Das Messstellenbetriebsgesetz geht vom Gedanken her in die richtige Richtung, jedoch ist ein systematischer, flächendeckender Ausbau inklusive der nötigen IT-Infrastruktur noch nicht gewährleistet und branchenübergreifende Synergien sind noch auszuweiten. Genau diese sind aber notwendig, um mit geringem Aufwand und flächendeckend Angebote in den Markt zu bringen. Eine reine Fokussierung auf die Kosten für die Netzinfrastruktur und regulatorische Hemmnisse führen zu gesamtwirtschaftlich nicht optimalen Ergebnissen.

In Kundenanlagen müssen die technischen Voraussetzungen parallel zu denjenigen in den Netzen geschaffen werden, damit Flexibilität automatisiert und komfortabel angeboten und abgerufen werden kann. Ein Beispiel sind Energiemanagementsysteme. Hierfür sind Anreize notwendig, die mit der Umsetzung des § 14a EnWG oder einer Öffnung des Systems der atypischen Netznutzung geschaffen werden können.

Ein Ordnungsrahmen „aus einem Guss“ ist notwendig, damit nicht einzelne Systeme gegeneinander optimiert werden. Darin sind Einspeisung, Speicher oder Gebäude ganzheitlich zu betrachten.

Eine Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens sollte nach unserer Auffassung die Fähigkeit des Stromnetzes berücksichtigen,

- kosteneffizient die Versorgungsaufgabe zu lösen sowie
- die Netzkosten verursachungsgerecht auf die Netznutzer umzulegen und
- Versorgungssicherheit bzw. -zuverlässigkeit zu sichern sowie
- eine aktive Teilhabe aller Netznutzer zu gewährleisten,
- um dadurch die Energiewende und ein effizientes Energiesystem zu unterstützen.

Außerdem sollte im Fokus stehen, ob Netze flexibel auf sich verändernde Aufgaben in der Zukunft reagieren können. Ein erster Schritt könnte der Aufbau eines „Smartness Indicators“ sein, der die Leistungsfähigkeit der Infrastruktur regelmäßig untersucht und Ableitungen hinsichtlich effizienter Lösungen erlaubt.

ZVEI:

Die Elektroindustrie

ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e.V.

Lyoner Straße 9
60528 Frankfurt am Main

Telefon: +49 69 6302-0

Fax: +49 69 6302-317

E-Mail: zvei@zvei.org

www.zvei.org