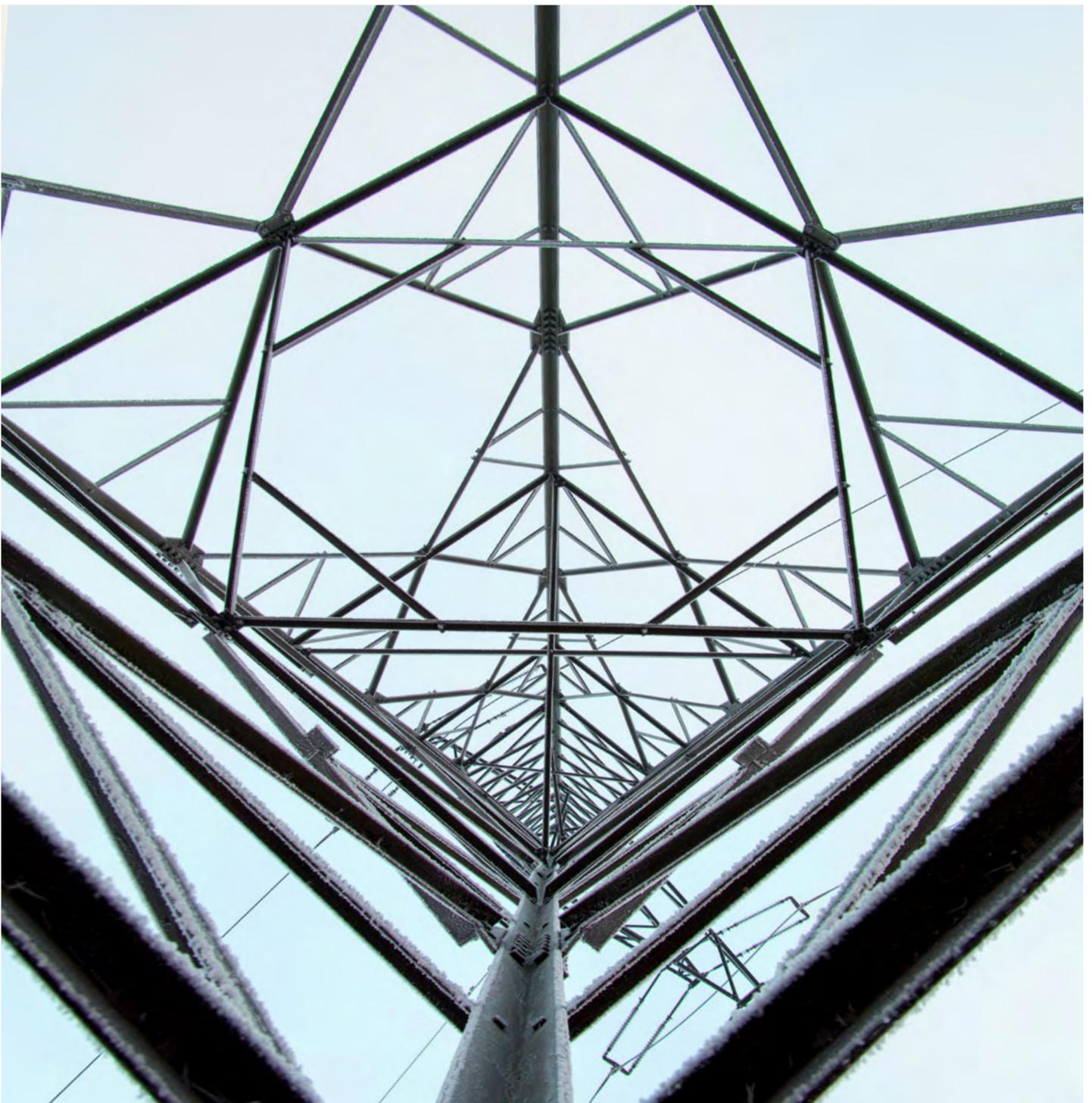




BECKER BÜTTNER HELD

VERTEILNETZBETREIBER 2030

AUFGABEN | HERAUSFORDERUNGEN | STRATEGIEN



MAI 2018



BECKER BÜTTNER HELD

VERTEILNETZBETREIBER 2030

AUFGABEN | HERAUSFORDERUNGEN | STRATEGIEN

Ansprechpartner

Dipl.-Ing. Peter Bergmann	Vorstand BBHC	RA Prof. Dr. Christian Theobald	Partner BBH
Dr. Andreas Lied	Vorstand BBHC	RAin Dr. Ines Zenke	Partner BBH

Wir danken für ihren Beitrag für die vorliegende Studie insbesondere

Philipp Jahnke	Counsel BBHC
Jens Gilmer	Counsel BBHC
Giacomo Taubert	Consultant BBHC
Dr. Jost Eder	Partner BBH
Dr. Christian Dessau	Partner Counsel BBH
Dr. Alexander Dietzel	Counsel BBH
Heiko Lange	Partner Counsel BBH

Besonderen Dank

schulden wir weiter unseren externen Vordenkern aus verschiedenen deutschen Verteilnetzunternehmen für die zahlreichen Impulse und guten Diskussionen, namentlich

Wolfgang Bühring	Geschäftsführer, Stadtwerke Speyer GmbH
Heike Göpfert	Geschäftsführerin, Energieversorgung Halle Netz GmbH
Ute Herbst	Fachreferentin, Netzwirtschaft DREWAG NETZ GmbH
Carsten Hoffmann	Vorstand, GGEW Gruppen-Gas und Elektrizitätswerk Bergstraße AG
Dr. Peter Kistenmacher	Geschäftsführer, Stadtwerke Bad Dürkheim GmbH
Dr. Achim Kötzle	Geschäftsführer, Stadtwerke Tübingen GmbH
Rainer Kübler	Geschäftsführer, Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH
Holger Lossin	Geschäftsführer, PVU Prignitzer Energie- und Wasserversorgungsunternehmen GmbH
Ingo Meyer	Vorsitzender der Geschäftsführung, Neubrandenburger Stadtwerke GmbH
Dr. Frank Otto	Geschäftsführer, DREWAG NETZ GmbH; Geschäftsführer ENSO Netz GmbH
Karsten Rogall	Geschäftsführer, Stadtwerke Leipzig GmbH
Joachim Schärtl	Kaufmännische Leitung, Überlandwerk Rhön GmbH
Jana Schein	Geschäftsführerin, Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) GmbH
Thorsten Schlamann	Geschäftsführer, Stadtwerke Norden
Rainer Schwarz	Vorstand, Oberhessische Versorgungsbetriebe AG (OVAG)
Alexander Will	Geschäftsführer, Stadtwerke Deidesheim GmbH
Klaus Winter	Geschäftsführer, Braunschweiger Netz GmbH
Olaf Wüstemann	Geschäftsführer, Stadtwerke Sangerhausen GmbH
und der Rheinenergie AG	

Rechtliche Hinweise

Diese Studie wurde für unsere Kunden und Mandanten und auf der Grundlage der mit unseren Kunden und Mandanten bestehenden Beratungsverträge erstellt. Sie ist für den eigenen Gebrauch unserer Kunden und Mandanten bestimmt. Vor einer Weitergabe der Studie, ganz oder in Teilen, einer Veröffentlichung oder einer Bezugnahme im Außenverhältnis bedarf es einer schriftlichen Zustimmung durch uns.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieser Studie ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich der Beratungsverträge mit unseren Kunden und Mandanten einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSVERZEICHNIS	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VI
ZUSAMMENFASSUNG	VIII
1 EINLEITUNG	1
1.1 EINFÜHRUNG	3
1.2 FRAGESTELLUNG UND GANG DER UNTERSUCHUNG	3
1.3 METHODISCHES	4
2 AUSGANGSSITUATION: TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS	6
2.1 DEKARBONISIERUNG UND DEZENTRALISIERUNG	6
2.2 DIGITALISIERUNG	11
2.3 SEKTORENKOPPLUNG	12
2.4 EUROPÄISCHES VERBUNDSYSTEM	16
3 AUFGABEN IM NETZBETRIEB UND DEREN LEISTUNGSERBRINGUNG	17
3.1 NETZPLANUNG	17
3.1.1 Blick auf die heutige Situation	17
3.1.2 Blick ins Jahr 2030	23
3.2 OPERATIVER NETZBETRIEB	27
3.2.1 Blick auf die heutige Situation	27
3.2.2 Blick ins Jahr 2030	32

3.3	NETZFÜHRUNG	33
3.3.1	Blick auf die heutige Situation	33
3.3.1.1	Die heutige Praxis	34
3.3.1.2	Heutige Kooperationsmodelle	37
3.3.2	Blick ins Jahr 2030	38
3.3.2.1	Betriebsführung und Sektorenkopplung	39
3.3.2.2	Sonstige Systemdienstleistungen	43
4	RECHTLICHER UND REGULATORISCHER HANDLUNGSBEDARF FÜR DAS JAHR 2030	45
4.1	KATALOG DER FLEXIBILITÄTSINSTRUMENTE DER VNB ERWEITERN	45
4.1.1	Zu- und abschaltbare Lasten	47
4.1.2	Sektorenkopplung	47
4.1.3	Regionale Flexibilitätsmärkte	49
4.1.4	Netzdienlicher Speichereinsatz	50
4.2	DATENMANAGEMENT UND -AUSTAUSCH, MESSSTELLENBETRIEB	50
4.3	AUFLÖSUNG VON KONFLIKTEN	53
4.4	FEHLANREIZE IM RAHMEN DER NETZ- ENTGELTREGULIERUNG VERMEIDEN	54
4.4.1	Berücksichtigung von Anlagen der Sektorenkopplung	54
4.4.2	Anerkennung operativer Kosten im Rahmen der Netzentgeltregulierung	55
4.4.3	Dynamisierung der Netzentgelte	57
5	FAZIT UND AUSBLICK	59
	LITERATURVERZEICHNIS	61

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Ausprägung des Versorgungsgebietes	5
Abbildung 2:	Entwicklung der Nettostromerzeugung in Deutschland	7
Abbildung 3:	Anteil von PV und Wind an entnommener Jahresarbeit	8
Abbildung 4:	Schematische Darstellung eines traditionellen und zukünftigen Energiesystems	10
Abbildung 5:	Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren	13
Abbildung 6:	Bilanzraum der Sektorenkopplung	15
Abbildung 7:	Regionalgruppe Continental Europe des europäischen Verbundsystems (ENTSO-E)	16
Abbildung 8:	Aspekte der Netzplanung mit besonderer Relevanz	19
Abbildung 9:	Art der Leistungserbringung (Netzplanung)	20
Abbildung 10:	Kooperationspartner bei Leistungserbringung (Netzplanung)	21
Abbildung 11:	Gründe für Kooperationen und die Inanspruchnahme von Dienstleistungen	21
Abbildung 12:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Aufgaben der Netzentwicklung	23
Abbildung 13:	Zitate zur Netzentwicklung	25
Abbildung 14:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Aufgaben der Netzentwicklung	26
Abbildung 15:	Art der Leistungserbringung (Netzbetrieb)	28
Abbildung 16:	Kooperationspartner bei Leistungserbringung (Netzbetrieb)	29
Abbildung 17:	Gründe für Kooperationen (Netzbetrieb)	29
Abbildung 18:	Gründe für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen (Netzbetrieb)	30
Abbildung 19:	Aktueller oder geplanter Betrieb einer Verbundleitwarte	34
Abbildung 20:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für medienübergreifende Netzleitstelle und Netzführung	35
Abbildung 21:	Vorhandensein von Anlagen im Netzgebiet, die am Regelenergiemarkt teilnehmen	36
Abbildung 22:	Art der Leitungserbringung (Betrieb Netzleitstelle)	37
Abbildung 23:	Kooperationspartner bei Leistungserbringung (Betrieb Netzleitstelle)	38
Abbildung 24:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB in der Systemführung	39

Abbildung 25:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung für Steuerung von Technologien zur Sektorenkopplung	41
Abbildung 26:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Flexibilitätsmanagement	43
Abbildung 27:	Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB in der Systemführung	44
Abbildung 28:	Reduktion des Netzausbaubedarfs durch innovative Konzepte	48
Abbildung 29:	Hemmnisse bei der Netzplanung	48
Abbildung 30:	Datenbedarf von Verteilnetzbetreibern	50
Abbildung 31:	Wahl der Mittel	54
Abbildung 32:	Aktueller Fokus auf kapitalintensive Maßnahmen	56

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKartA	Bundeskartellamt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)
CAPEX	Capital Expenditure (Kapitalkosten)
EDM	Energiedatenmanagement
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EOG	Erlösbergrenze
FVEE	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien

GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung)
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
MsbG	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz)
NS	Niederspannung
OPEX	Operating Expenditure (Betriebskosten)
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber

ZUSAMMENFASSUNG

Die Welt ändert sich. Die Energiewende und die damit verknüpften Megatrends – Dezentralisierung und Digitalisierung – sorgen nicht nur dafür, dass sich die Stromerzeugungssituation verändert. Auch die Aufgaben und Verantwortung der Netzbetreiber werden komplexer. Dazu gehört das Management von immer mehr volatiler dezentraler Erzeugung genauso wie das Einbinden von Anlagen der Sektorenkopplung.

Die neue Situation hat vor allem auf drei Aufgaben und ihre Leistungserbringung Auswirkungen: die Netzplanung, den Netzbetrieb und vor allem die Netzführung. Bei Netzplanung und -betrieb bestehen die Auswirkungen nicht nur darin, viel mehr Anlagen zu berücksichtigen, sondern auch frühzeitig anspruchsvolle Entscheidungen wie „Intelligenz statt Kupfer“ zu treffen, um auch auf der Verteilnetzebene unnötige Netzausbaukosten für etwaige Spitzenlasten aufgrund des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen in Wohngebieten nach Feierabend zu minimieren. Die damit verbundene Digitalisierung führt qualitativ zu neuen Herausforderungen. Im Bereich der Netzführung sind darüber hinaus neue Strategien notwendig, um die Volatilität zu kompensieren und Flexibilität zu ermöglichen.

Bereits heute sind es vor allem Verteilnetzbetreiber, die die dezentralen erneuerbaren Energieanlagen an ihre Netze angeschlossen haben, die die Verantwortung, diese Einspeisungen zu managen, übernehmen und ihre Netze auch für die — früher beim Bau der Netze nicht bedachten — Situation der Rückspeisungen bereithalten. Ebenfalls sind es die Verteilnetzbetreiber, die netztechnisch die Sektorenkopplung realisieren, weil fast ausschließlich an ihre Netze Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie, sog. Power-to-X-Anlagen, Wärmepumpen, Elektromobile und industriellen Prozesse angeschlossen sind.

Unsere, bei über 200 Verteilnetzbetreibern durchgeführte und für die vorliegende Studie ausgewertete Umfrage zeigt, dass sich die Netzbetreiber ihrer Aufgaben und ihrer künftig steigenden Komplexität bewusst sind. Sie zeigen sich bereit, mehr Verantwortung für das Gesamtsystem zu übernehmen. Die Größe der Verteilnetzbetreiber spielt dabei keine Rolle, weil sie für ihre Aufgabenerfüllung auch Dienstleister beauftragen oder Kooperationen eingehen können. Dabei zeigt sich eine klare strategische Entwicklung: Kernprozesse werden im Wesentlichen inhouse erledigt, bei neueren Aufgabenfacetten (z. B. Themen im Zusammenhang mit dem Messwesen) wird auf Hilfe von außen zurückgegriffen oder es wird aus Effizienzgründen lokal kooperiert, z. B. in dem eine gemeinsame Leitwarte eingerichtet wird.

Im Ergebnis ist festzustellen, dass die Verteilnetzbetreiber in der Lage sind und auch künftig sein werden, ihre Aufgaben als Netzbetreiber zu erfüllen und ihren Teil der Systemverantwortung zu tragen. Aber es gibt trotzdem zu viele aktuelle Regelungen, die es Verteilnetzbetreibern entweder überflüssigerweise erschweren, ihre Aufgabe zu erfüllen oder falsche Anreize setzen. Hier zählt z. B. der eingeschränkte Instrumentenkasten. Gerade mit Blick auf künftige

Netzengpässe in den Verteilnetzen bietet es sich an, auch Verteilnetzbetreibern Zugriff auf zu- und abschaltbare Lasten oder Speichern in einem marktbasiereten Modell zu gewähren. Dazu gehört auch, Netzbetreibern Raum für die Entwicklung innovativer Modelle im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung zu gewähren. Dies könnte die Netzausbaukosten senken. Spannende Prototypen sind aktuell in den Sinteg-Projekten zu besichtigen.

Zu den negativen Anreizen gehört z. B. die aktuelle Ausprägung der Netzentgeltregulierung. Investitionen in neue Leitungen können zwar kurzfristig über die Netzentgelte refinanziert werden und die Ertragslage erhöhen, aber die notwendigen Investitionen in Intelligenz, um für den zukünftigen Netzbetrieb gewappnet zu sein, werden regulatorisch unattraktiv gemacht.

Wir können anhand der Umfrageanalyse feststellen, dass Stand heute keine Anzeichen für eine Überlastung von Verteilnetzbetreibern erkennbar sind. Im Gegenteil. Die Verteilnetzbetreiber machen einen guten Job und erfüllen ihre Aufgaben zuverlässig. Einschränkend sei hinzugefügt, dass wir uns auch erst am Anfang der Umwälzungen im Netzbetrieb befinden. Das Fehlen von Werkzeugen und die falschen Anreize werden in den kommenden Jahren virulenter werden. Auch wird es dann immer öfter Kollisionen zwischen Marktpartnern und Netzbetreibern kommen, die steuernde (und vielleicht sogar gegenläufige) Zugriffe auf regelfähige Anlagen benötigen. Hierfür sind z. B. jetzt klare Regeln zu vereinbaren.

Letztlich ist Stand heute davon auszugehen, dass das politische Ziel, das menschliche Handeln weitgehend zu dekarbonisieren, bedingt, einen wesentlichen Teil der Energieerzeugung von fossilen auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Diese sind im Regelfall nicht großanlagengeeignet, so dass es dadurch zu einer wachsenden Dezentralität kommt. Allerdings kann erst durch die Sektorenkopplung der Dekarbonisierungseffekt auch auf weitere bedeutende Bereiche wie Wärme und Verkehr transportiert werden. Durch die Sektorenkopplung werden zugleich Flexibilitätspotentiale aufgeschlossen, die digital zusammen mit weiteren Überwachungs- und Steuerungsmöglichkeiten dafür sorgen, dass das dezentrale System dennoch genauso versorgungssicher aus Kundensicht betrieben werden kann wie das herkömmliche zentrale System. Notwendig hierfür ist es, den Verteilnetzbetreibern einen Handlungsspielraum zu ermöglichen und sie nicht durch realitätsferne, kostentreibende Regularien handlungsunfähig zu machen.

Die vorliegende Studie kommt zu dem Schluss, dass die Verteilnetzbetreiber eine Schlüsselposition in der Energieversorgung der Zukunft besetzen. Auf sie wird es ankommen. Vorausgesetzt, den vielen neuen Aufgaben und Herausforderungen wird mit der richtigen Strategie begegnet – aber dennoch immer im Zusammenspiel miteinander und mit den Übertragungsnetzbetreibern.



1 EINLEITUNG

Der neue Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier hat in den letzten Monaten betont, dass er die Frage des Netzausbaus als Kernfrage der energiepolitischen Agenda der jetzigen Legislaturperiode betrachte. Damit betont er zurecht, dass die Netze die Voraussetzung sind für ein Gelingen der Energiewende. Je nachdem, mit wem er redet, mag er dabei aber sehr extreme Positionen präsentiert bekommen:

Brauchen wir 2030 noch VNB?

Bei den aktuellen Fortschritten der Digitalisierung ist es durchaus möglich die These zu vertreten, dass man in absehbarer Zukunft keine Verteilnetzbetreiber mehr benötigt. Das heißt natürlich nicht, dass man keine Verteilnetze mehr braucht; auch Monteure wird man noch in der Nähe wissen wollen. Aber wenn alle Daten über das Netz digital verfügbar sind, alle Schalthandlungen per Fernsteuerung erledigt werden können und am Ende ein Computer den optimalen Einsatz der Betriebsmittel bestimmt, dann braucht man eigentlich keinen Netzbetreiber mehr vor Ort.

Dies führte zu einer Verfestigung der zentralen Strukturen und verheiße Effizienzgewinne durch Skaleneffekte und zentral abgestimmten Einsatz aller Netzanlagen und Steuerungsmöglichkeiten. Es gibt keinen Zeitverlust durch Kommunikation, keine Missverständnisse, keine Kaskade.

Brauchen wir 2030 noch ÜNB?

Bei der weiter zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung ist es durchaus möglich, die These zu vertreten, dass man in absehbarer Zukunft keine Übertragungsnetzbetreiber mehr benötigt. Je mehr die Erzeugung in die Verteilnetze wechselt, desto stärker wird der Steuerungsaufwand, aber auch die Steuerungsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber. Zusammen mit den Mitteln, die die Sektorenkopplung erfordert, aber auch ermöglicht, könnten immer mehr Netzgebiete autarkiefähige Inseln werden. Anstelle von Übertragungsnetzen könnten diese Inseln über 110 kV-Interkonnektoren verbunden werden.

Dies wäre die moderne Wiedergeburt der Anfänge der Stromversorgung, als zunächst kleine Inseln rund um Erzeugungsanlagen elektrifiziert wurden. Das Modell verheißt Effizienzgewinne, weil lokale Probleme lokal gelöst und dadurch Transaktionskosten minimiert werden können. Und es verspricht Resilienz, weil ein System aus miteinander verbundenen aber autonomiefähigen Zellen widerstandsfähiger ist als ein zentral gesteuertes System.

Keine der beiden im Ausgangspunkt zu Veranschaulichungszwecken gegenübergestellten Extrempositionen erscheint natürlich realistisch – auch wenn man sie dann und wann (aus politischen Gründen) vernimmt. Nachfolgend wird die Synthese aus diesen beiden Gegenpolen herausgearbeitet.



1.1 EINFÜHRUNG

Der Blick in die Zukunft ist deshalb reizvoll, weil sie nicht feststeht – sie ist noch reines Potential. Bezahlbare Solarzellen mit hohem Wirkungsgrad, Preisverfälle bei Batterien oder bei Elektrolyseuren wären alles game changer für die Elektrizitätswirtschaft und hätten naturgemäß auch Auswirkungen auf die Netze. Dennoch ist bei Aussagen über die Zukunft zwischen Fabulieren, Raten und Prognostizieren zu unterscheiden.

In den nächsten Dutzend Jahren werden die drei großen D's unter den Megatrends – Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung – weiterhin die Agenda bestimmen. Technisch und preislich sind eher inkrementelle Verbesserungen zu erwarten; große neue Regulierungsentwürfe sind weder von der europäischen noch der deutschen Seite zu erwarten. Bereits heute sichtbare Entwicklungen werden sich fortsetzen: Großkraftwerke werden aus politischen oder Altersgründen vom Netz gehen. Weitere dezentrale Erzeugungsanlagen werden errichtet werden. Elektromobilität und das Heizen mit Wärmepumpen werden sich politisch erwünscht weiter verbreiten. Das alles hat Auswirkungen auf Planung, Betrieb und Führung von (Strom-) Netzen in Deutschland – vor allem in den Verteilnetzen, weil dort fast alle genannten neuen Anlagen angeschlossen werden. Deshalb liest man auch (zurecht) so oft die Aussage „Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt“.

Netzbetreiber in Deutschland werden auch zukünftig jeder für sich und gemeinsam miteinander dafür arbeiten müssen, das exzellente Niveau der deutschen Energieversorgung zu gewährleisten. Aus der Perspektive der Netzbetreiber bedeutet dies, dass sie ungeachtet ihrer zusätzlichen Herausforderungen stetig den Anforderungen nach Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Umweltfreundlichkeit und Verbraucherfreundlichkeit gerecht werden müssen. Untersuchungen zeigen dabei, dass kleinere Netzbetreiber nicht unbedingt weniger effizient sind als größere: an dem Beispiel von Müller-Kirchenbauer/Leprich zeigt sich, dass kleinere VNB sogar teilweise einen höheren Effizienzwert erreichen.¹

1.2 FRAGESTELLUNG UND GANG DER UNTERSUCHUNG

Vor dem unter 1.1 geschilderten Hintergrund will die vorliegende Studie herausarbeiten, wie Netzbetreiber (mit einem klaren Fokus auf Verteilnetzbetreiber) inmitten der sich aktuell vollziehenden Transformation des Energiesystems mit den ihnen obliegenden Aufgaben umgehen.

Dabei wird einerseits gefragt, wie insbesondere Verteilnetzbetreiber ihre Aufgaben heute beherrschen, wie sie verteilt sind und inwieweit gegebenenfalls Dienstleister oder Kooperationen für die Erfüllung genutzt werden. Durch die Energiewende sieht die Situation in den Netzen be-

¹ Müller-Kirchenbauer/Leprich, EnWZ 2013, S. 99 ff., vgl. auch Theobald, Öffentliche Angelegenheiten – interdisziplinär betrachtet, 2016, S. 97 ff.

reits heute schon deutlich anders als z. B. vor Beginn der Liberalisierung der Märkte im Jahre 1998. Während damals die elektrische Energie von den örtlichen Versorgern weitestgehend aus dem vorgelagerten Netz vom Regionalversorger oder regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bezogen wurde, hat die Entwicklung der dezentralen elektrischen Energieerzeugung in den letzten Jahren stark an Fahrt aufgenommen, so dass es in vielen Gebieten gar zu einer zeitweisen Umkehr des elektrischen Flusses gekommen ist.

Andererseits wird aber auch untersucht, wie sich die Aufgaben vermutlich zum Jahr 2030 hin weiter ändern (und aus der Sicht von Verteilnetzbetreibern erweitern) und wie die Netzbetreiber diese Herausforderungen meistern werden (?). Denn das teilweise lokal vorhandene Überangebot an elektrischer Energie muss nicht zwingend dem bisherigen Stromfluss retrograd folgen und in das vorgelagerte Netz zurückgespeist werden, sondern es sollte vielmehr auch intelligent in der Nähe seiner Produktion effizient genutzt werden, sei es für die Wärmebereitstellung, für die Mobilität oder für die Erzeugung synthetischer Gase.

Im Weiteren wird dann dargestellt, welche Konsequenzen sich ergeben müssen, wenn die jeweiligen Normgeber die Änderungen der Aufgaben anerkennen und regeltechnisch nachvollziehen.

Der Aufbau der vorliegenden Untersuchung ist wie folgt gestaltet:

Nach einer kurzen Erläuterung der aktuellen Transformation des Energiesystems (dazu Teil 2) werden im Teil 3 die durch die Energiewende wesentlich betroffenen Aufgaben von Netzbetreibern (Netzplanung, Netzbetrieb, Netzführung) näher beleuchtet. Für jede Aufgabe wird geprüft, wie und durch wen sie heute erledigt wird.

Sodann soll untersucht werden, wie sich die Aufgabe in Richtung auf das Jahr 2030 hin verändern wird. An diesen Abschnitt schließt sich – gleichsam als Ableitungen – eine Darstellung von verschiedenen Themenbereichen an, die sich aus den sich verändernden Aufgaben ergeben (dazu Teil 4). Diese nehmen jeweils Problempunkte auf, die in Richtung auf 2030 aufkommen oder sich verstärken werden, und schlagen Lösungen für sie vor. Als Teil 5 schließt die Studie mit einem zusammenfassenden Fazit mit Ausblick.

1.3 METHODISCHES

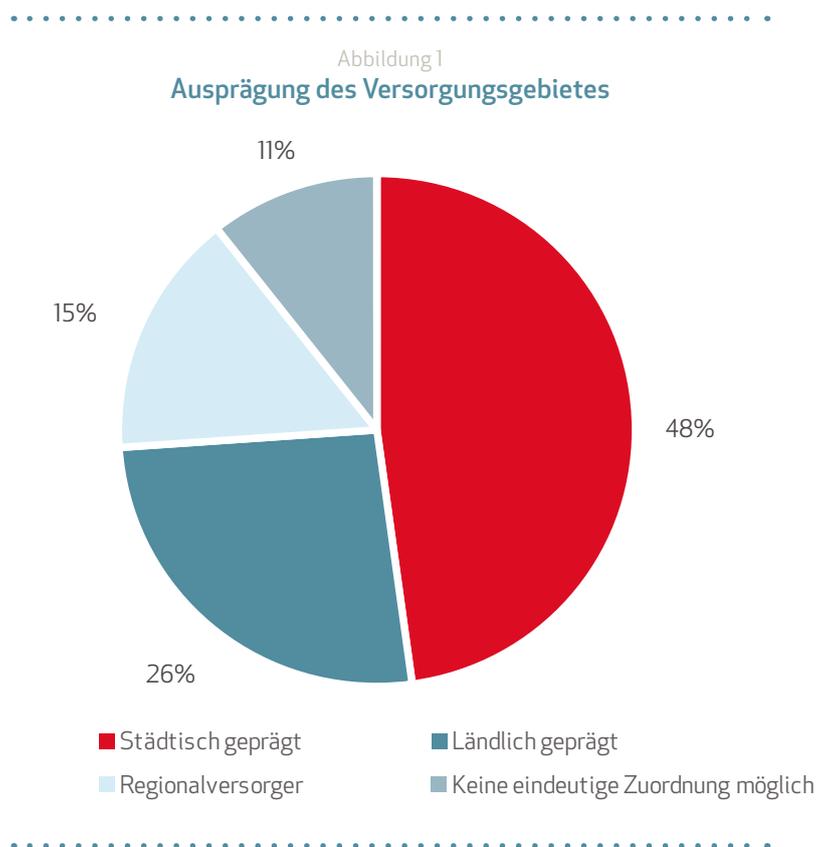
Um die Studie auch auf eine breite empirische Grundlage zu stellen, wurde eine umfangreiche Befragung der im AK REGTP² organisierten Verteilnetzbetreiber durchgeführt.

Für die Erarbeitung der Grundlagen der vorliegenden Studie und der Befragung wurden drei Workshops gemeinsam mit einem „Vordenkerkreis“, bestehend aus repräsentativen Vertretern von Verteilnetzbetreibern, durchgeführt. In den ersten beiden Terminen wurden Perspek-

² Arbeitskreis Regulierung Elektrizität Gas Telekommunikation Post, Kommunikationsplattform zwischen seinen Mitgliedsunternehmen und gegenüber den Regulierungsbehörden und dem Gesetz- und Verordnungsgeber, vgl. <http://www.akregtp.de/>.

tiven und Thesen diskutiert sowie ein Fragebogen entwickelt, der der Umfrage zugrunde liegt. Im dritten Workshop wurden die Ergebnisse der Umfrage sowie erste Ableitungen von Handlungsempfehlungen vorgestellt und diskutiert. Ziel der Umfrage sowie der durchgeführten Workshops war es, möglichst repräsentative Expertenurteile aus der Praxis zu den aktuellen und zukünftigen Aufgaben von Verteilnetzbetreibern zu erheben.

Der Fragebogen wurde im Zeitraum von Dezember 2017 bis Januar 2018 deutschlandweit an über 500 Verteilnetzbetreiber gesendet. Der Fragebogen bestand aus geschlossenen sowie offenen Fragen und ist in drei wesentliche Abschnitte aufgeteilt: Strukturdaten (1), Verantwortungsbereich und Kompetenz (2) sowie Aufgaben von Netzbetreibern und deren Leistungserbringung (3). Insgesamt konnten 207 valide Datensätze identifiziert werden, welche als Grundlage für nachfolgende Ausführungen dienen. Da die verwertbare Rückläuferquote bei Umfragen in der Regel bei weniger als 10% liegt, handelt es sich hier um ein durchaus erfreuliches Ergebnis. Diese 207 Datensätze bilden die bundesweit ca. 900 (Strom-)Verteilnetzbetreiber auch hinsichtlich der Eigentums- und Größenverteilung mit 23% repräsentativ ab.



Eine Veranschaulichung des breiten Querschnitts der in die Umfrage eingebundenen Verteilnetzbetreiber stellt die Ausprägung der jeweiligen Versorgungsgebiete dar (vgl. Abbildung 1). Die Zuordnung zu den jeweiligen Ausprägungen erfolgte gemäß der Selbsteinschätzung der Studienteilnehmer.



2 AUSGANGSSITUATION: TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS

Ausgangspunkt der Untersuchung ist der globale Wandel des Energiesystems, dessen deutsche Ausprägung gemeinhin als „Energiewende“ bezeichnet wird.

Das *Energiesystem* in Deutschland beruht größtenteils noch hauptsächlich auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe. Der Anteil dieser (inklusive nuklearer Brennstoffe) am Primärenergieverbrauch lag in Deutschland im Jahr 2016 bei über 85%.³ Dabei erfolgt die Stromerzeugung in Deutschland in Form von historisch gewachsenen Strukturen. Fossile Kraftwerke, welchen aktuell ca. 70% der Nettostromerzeugung zuzurechnen ist, speisen primär bei Spannungen von 380 kV beziehungsweise 220 kV in die Höchstspannungsebene des Stromnetzes ein.⁴ Von dieser wird die elektrische Energie über die Hochspannungsebene (110 kV), die Mittelspannungsebene (30 - 10 kV) und Niederspannungsebene (0,4 kV) zu Letztverbrauchern verteilt. Kraftwerksanlagen mit geringerer Leistung, wie beispielsweise industrielle und städtische Kraftwerke, sind direkt im Verteilnetz an der Hoch- oder Mittelspannungsebene angeschlossen.⁵ In der Vergangenheit wurde die elektrische Energie somit in der Regel unidirektional von höheren zu niederen Spannungsebenen transportiert und verteilt.

Der eingangs benannte Wandel des Energiesystems zeigt sich in Deutschland insbesondere bei der Stromerzeugung: Hier gibt es Änderungen hin zu dezentraleren und emissionsärmeren Lösungen. Der Anteil von Erneuerbaren-Energien-Anlagen wie Windkraftanlagen und Solarkraftwerken, welche primär in der Mittel- und Niederspannungsebene im Verteilnetz eingebunden sind, nimmt an der Stromerzeugung in den vergangenen Jahren kontinuierlich zu. Die aktuellen Entwicklungen lassen sich in 4 nachfolgend erläuterte Trends unterteilen:

- Dekarbonisierung und Dezentralisierung,
- Digitalisierung,
- Sektorenkopplung und
- Europäisches Verbundsystem.

2.1 DEKARBONISIERUNG UND DEZENTRALISIERUNG

Ein wesentliches Ziel des Klimaabkommens von Paris aus dem Jahr 2015 ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 - 95% bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990, um die globale Klimaerwärmung gegenüber der vorindustriellen Zeit auf 2 °C zu begrenzen.⁶

³ BMWi (2017).

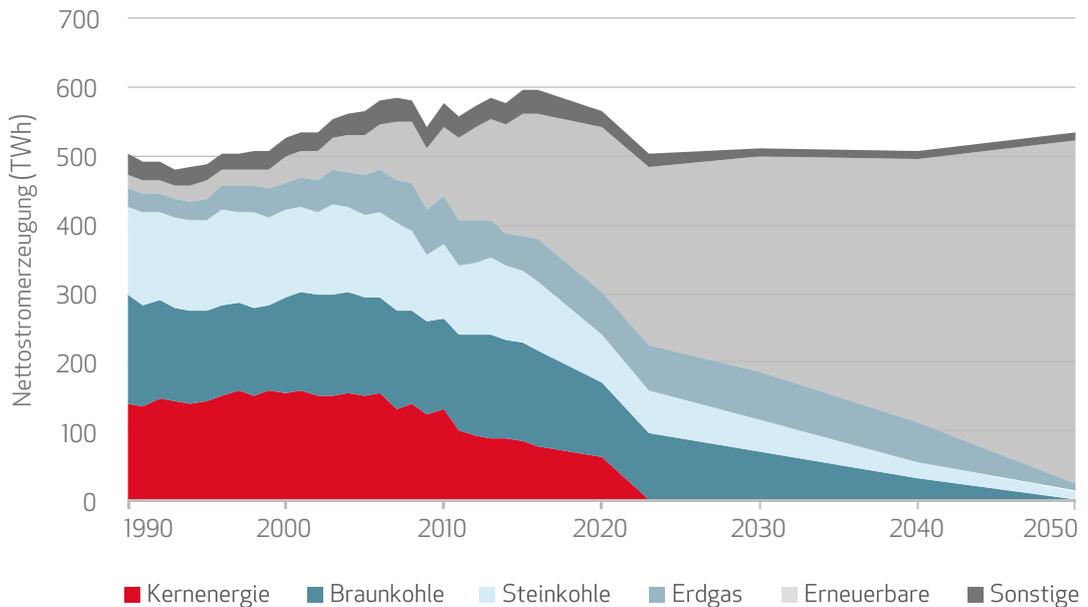
⁴ BNetzA, BKartA (2017); BNetzA (2018).

⁵ BNetzA (2018).

⁶ BMWi (2016a).

Im aktuellen Koalitionsvertrag für die 19. Legislaturperiode vom 14.03.2018 verpflichteten sich die beteiligten Parteien CDU, CSU und SPD, die ausgegebenen Klimaschutzziele für das Jahr 2030 und nachfolgende zu erreichen und dafür alle notwendigen Maßnahmen zu ergreifen.⁷ Eine Erreichung der für das Jahr 2020 definierten Ziele wurde hingegen aufgegeben. Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft und Erreichung der mittel- bis langfristigen Klimaschutzziele ist neben dem Ausschöpfen von vorhandenen Effizienzpotentialen insbesondere ein forciertes Ausbauen der Erneuerbaren Energien notwendig. Nach den Plänen aus dem Jahr 2016 sollte der Anteil dieser am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 mindestens 50% und im Jahr 2050 mindestens 80% betragen⁸ (vgl. nachfolgende Abbildung 2 zur Nettostromerzeugung in Deutschland). Nach aktuellem Koalitionsvertrag soll der Anteil für 2030 sogar auf „etwa 65 Prozent“⁹ steigen.

Abbildung 2
Entwicklung der Nettostromerzeugung in Deutschland¹⁰



Im Jahr 2016 lag die Nettostromerzeugung der Erneuerbaren Energien in Deutschland insgesamt bei rund 180 TWhel. Innerhalb dieser haben Onshore-Windenergieanlagen (36%), Biomasseanlagen (26%) und PV-Anlagen (20%) besonders hohe Beträge zur Nettostromerzeugung geleistet.¹¹ In den Netzgebieten der befragten Netzbetreiber ist der Anteil der durch PV- und Windenergieanlagen erzeugten Strommenge an der gesamten entnommenen Jahresarbeit vereinzelt bereits

⁷ Bundesregierung (2018).

⁸ BMWi (2016a).

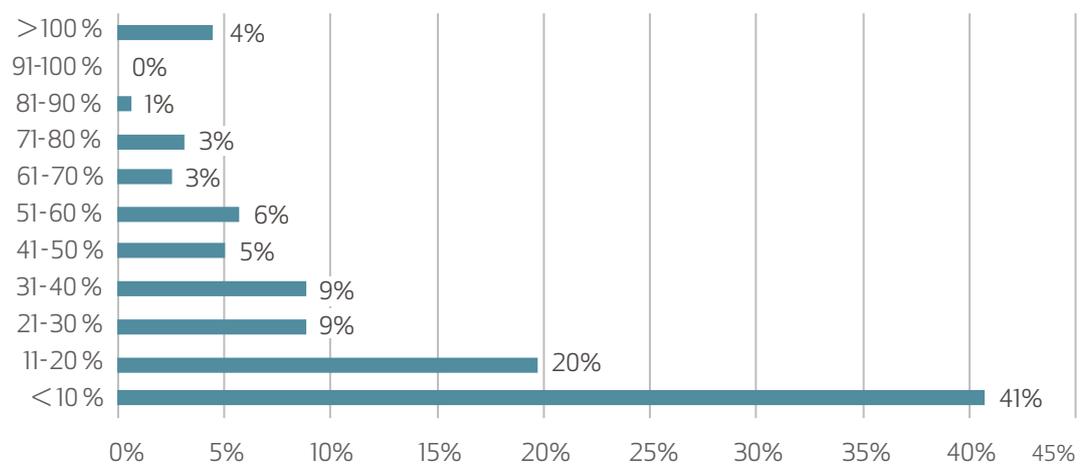
⁹ Bundesregierung (2018), Rz. 3242 bis 3247.

¹⁰ Eigene Darstellung, basierend auf: AGEb (2018); Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015, Klimaschutzszenario 80).

¹¹ BNetzA, BKartA (2017).

sehr hoch (vgl. Abbildung 3). Bereits bei ca. 20% der Studienteilnehmer werden bereits mehr als 50% der im Netzgebiet entnommenen Jahresarbeit durch volatile Erneuerbare Energien bereitgestellt. Insbesondere in ländlichen und regionalen Verteilnetzen ist der Anteil von volatil bereitgestellten Strommengen an der entnommenen Jahresarbeit durchgehend hoch.

Abbildung 3

Anteil von PV und Wind an entnommener Jahresarbeit¹²


Fossile Kraftwerke sind durch eine vergleichsweise geringere Anlagenanzahl mit hoher spezifischer Leistung gekennzeichnet, wohingegen für die Erneuerbare-Energien-Anlagen eine hohe Anlagenanzahl mit geringer spezifischer Leistung charakteristisch ist. Somit ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien mit einer Integration von vielen volatilen Erzeugungsanlagen mit kleiner Leistung in den unteren Spannungsebenen bei einem gleichzeitigen Rückgang von steuerbaren Erzeugungsanlagen in höheren Spannungsebenen verbunden. Dadurch erfolgt eine Abkehr von der nachfragegesteuerten Bereitstellung elektrischer Energie und ein Wandel zu einer angebotsgesteuerten Energiebereitstellung. Der Anteil der nicht steuerbaren Erzeugungsleistung (PV und Wind) an der gesamten dezentralen Erzeugungsleistung innerhalb eines Netzgebietes fällt über die befragten Netzbetreiber sehr unterschiedlich aus. Insbesondere in ländlichen und regionalen Verteilnetzen ist bereits ein hoher Anteil an nicht steuerbarer Erzeugungsleistung im Netz vorhanden.

„Durch den stetigen Ausbau der dezentralen Einspeisung und dem sukzessiven Rückbau der Großkraftwerke wird die Systemführung immer komplexer. Als Verteilnetzbetreiber sind wir über die Systemkaskade involviert.“

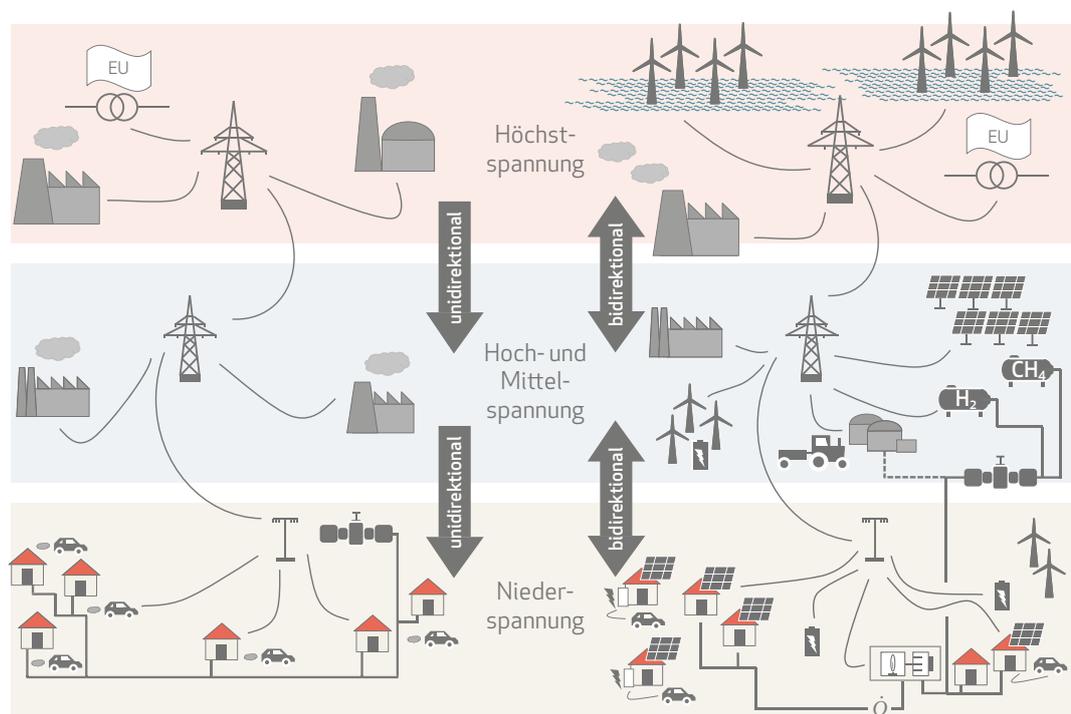
Teilnehmer der Umfrage

¹² Eigene Darstellung.



Während bei einer zentralen Erzeugung von elektrischer Energie diese nur in eine Richtung transportiert wird, das heißt von höheren zu niederen Spannungsebenen, erfolgt bei der dezentralen Erzeugung auch ein Energietransport in die entgegengesetzte Richtung.¹³ Die ursprüngliche Planung des deutschen elektrischen Versorgungssystems erfolgte unter den Prämissen eines Systems mit unidirektionalem Energietransport (vgl. nachfolgende Abbildung 4).

Abbildung 4
Schematische Darstellung eines traditionellen und zukünftigen Energiesystems¹⁴



Aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren-Energien-Anlagen nimmt die Komplexität des Systems zu und erschwert die Einsatzplanung von Kraftwerksanlagen. So treten in zunehmenden Maße Netzzustände auf, die bei der ursprünglichen Planung des Systems nicht berücksichtigt worden waren:

So gab es in der jüngeren Vergangenheit bei circa 45% der befragten Netzbetreiber einen oder mehrere Zeitpunkte, zu denen die Erzeugung größer war als der Verbrauch. Für das Jahr 2030 gehen 59% der befragten Netzbetreiber davon aus, dass es einen oder mehrere Zeitpunkte in ihrem Netzgebiet geben wird, zu denen das Energiedargebot größer ist als die Nachfrage. Um diesen Herausforderungen wirkungsvoll zu begegnen, wird es notwendig sein, zusätzliche Flexibilitäts- und Speicheroptionen auch mittels Technologien zur Sektorenkopplung zu schaffen. Dies erfordert neben einer Kommunikation zwischen den einzelnen Anlagen insbesondere auch eine Steuerung, die in den unteren Spannungsebenen dezentrale Schalt- und Regelhandlungen ermöglicht.

¹³ RLI (2013).

¹⁴ Eigene Darstellung basierend auf: Agora Energiewende (2017).

2.2 DIGITALISIERUNG

Die Digitalisierung in der Energiewirtschaft betrifft alle Stufen der Wertschöpfung: Energiebereitstellung, Energietransport und -verteilung sowie Handel und Vertrieb. In Bezug auf den Netzbetrieb werden Smart Metering, Smart Grids, Datenaustausch und Prozessdigitalisierung unterschieden.¹⁵

Smart Metering bezeichnet die Ausrüstung großer Verbraucher und Erzeugungsanlagen mit moderner Messtechnik zum Zwecke der Datenerfassung, um deren Verbrauchsverhalten in Echtzeit beobachten zu können. Mit dem am 02.09.2016 in Kraft getretenen Messstellenbetriebsgesetz als wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den sog. Roll-Out intelligenter Messsysteme abgesteckt. Durch die Ergänzung der Messtechnik um Steuerungstechnik soll zukünftig neben einer reinen Datenerfassung auch eine Steuerung der Anlagen bzw. Letztverbraucher möglich sein.

Smart Grids entstehen durch die Vernetzung konventioneller Elektrizitätsnetze mittels Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten.¹⁶ Dadurch können Netzzustände in „Echtzeit“ überwacht und erfasst werden. Auf Basis dieser Echtzeitdaten¹⁷ kann eine automatisierte Steuerung des Netzes zur Nutzung der gesamten verfügbaren Netzkapazität erfolgen.¹⁸ Somit können vorhandene Flexibilitätsoptionen im Rahmen eines Netzengpassmanagements genutzt und Einsparungen beim Netzausbau erreicht werden.

Durch die Installation von intelligenten Messsystemen bei Einspeiseanlagen und Letztverbrauchern sowie die Ausstattung der Elektrizitätsnetze mit Mess- und Fernwirktechnik ist eine Übertragung und Verarbeitung großer Datenmengen notwendig. Voraussetzung für einen reibungslosen Datenaustausch ist die Vernetzung aller beteiligten Akteure mittels eines Energieinformationsnetzes sowie die Definition und Einhaltung von Sicherheitsstandards. Die intelligenten Messsysteme fungieren dabei als eine Art „Daten-Hub“ mit hochgesicherten bidirektionalen Kommunikationskanälen, zwischen Mess- und Steuergeräten auf der einen Seite sowie intelligenten Algorithmen auf der anderen Seite.

Im Rahmen der *Prozessdigitalisierung* können interne Prozesse effektiver gestaltet werden. Dies kann die Leittechnik beispielsweise in Form einer automatisierten Systemführung, aber auch das Asset Management beispielsweise in Form einer zustandsbasierten Instandhaltungsplanung umfassen.

Die im Rahmen der fortschreitenden Digitalisierung erhobenen Daten können somit genutzt werden, um Lastschwankungen auszugleichen und Erzeugung und Verbrauch stärker anein-

¹⁵ Zur Spezifizierung des Begriffs Digitalisierung existieren unterschiedliche Ansätze in der Energiewirtschaft, vgl. dazu BNetzA (2017), Consentec (2017) sowie BBHC (2017).

¹⁶ BNetzA (2011).

¹⁷ Zur Klassifikation und Definition der verschiedenen Datenkategorien, vgl. dazu BUW (2016).

¹⁸ BNetzA (2011).

ander anzupassen, sodass kritische Netzzustände präventiv vermieden werden können. Im Einzelnen bedeutet dies,¹⁹

- die Abregelung von volatilen Anlagen und KWK-Anlagen zu vermeiden,
- die Auslastung der Stromnetze zu optimieren und
- Flexibilitätpotentiale zu identifizieren und auszuschöpfen.

Die „Digitalisierung ist somit eine wesentliche Voraussetzung der Flexibilisierung der Strommärkte und der Sektor[en]kopplung“.²⁰

2.3 SEKTORENKOPPLUNG

Die Sektorenkopplung selbst ist ein wesentlicher Aspekt einer gelingenden Energiewende, wie auch der Gesetzgeber in § 1a Abs. 3 EnWG festgehalten hat. Gemeinhin wird darunter die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen verstanden. Allgemeiner formuliert, können darunter alle Technologien und Prozesse fallen, mit denen verschiedene Arten von Energie miteinander ausgetauscht werden können oder der Gesamtenergieverbrauch durch Verschiebung zwischen Energieformen optimiert werden kann.

Das Instrument der Sektorenkopplung wird vor allem vor dem Hintergrund diskutiert, wie die Ziele des Klimaschutzabkommens von Paris zu erreichen sind. Denn dazu ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen nicht nur im Bereich der Stromerzeugung, sondern auch in den Bereichen Wärme und Mobilität erforderlich (vgl. Abbildung 5). Dies kann nur erreicht werden, wenn der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf etwa 65% gesteigert werden kann. Zwar ist im Bereich der Stromerzeugung seit den letzten Jahren bereits eine starke Zunahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu verzeichnen. Demgegenüber beruht die Energieversorgung im Mobilitätssektor sowie für die Bereitstellung von Warmwasser, Raum- und Prozesswärme weiterhin überwiegend auf dem Einsatz von fossilen Brennstoffen.

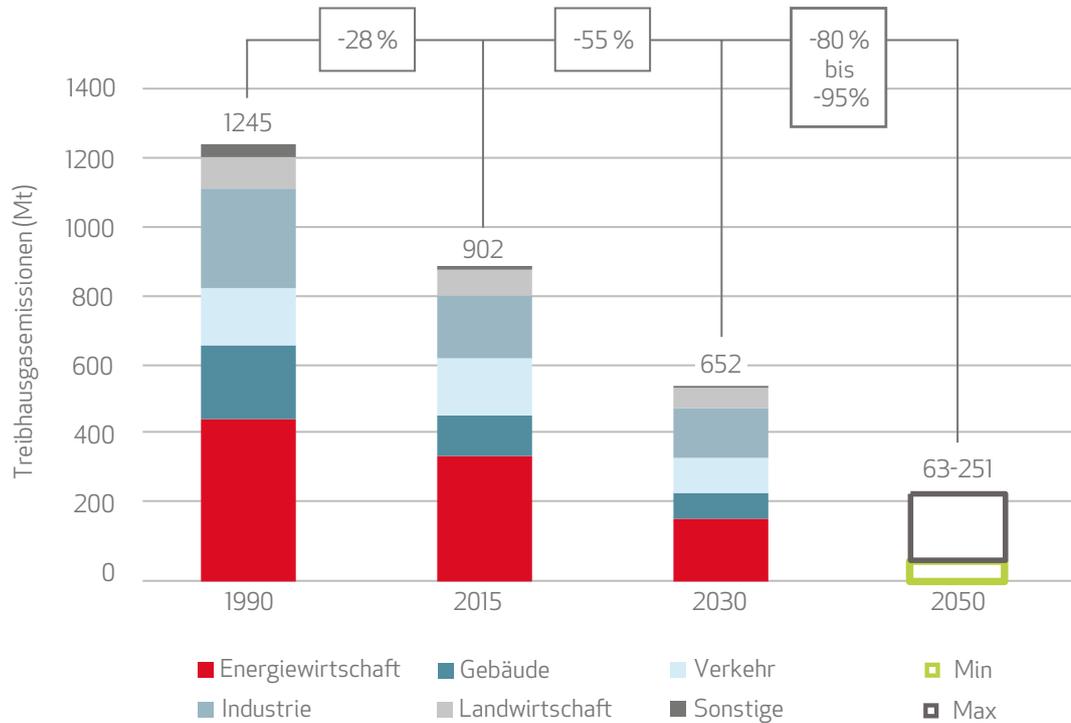
Um eine Reduktion der Treibhausgasemissionen auch in diesen Sektoren zu erreichen, ist möglicherweise eine Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors (ebenso wie die Verwendung synthetischer Brennstoffe) und somit eine engere Kopplung verschiedener Energieanwendungsbereiche erforderlich (Power-to-X).²¹ Voraussetzung dafür ist, dass die eingesetzte elektrische Energie zu einem großen Teil über Erneuerbare Energien bereitgestellt wird.

¹⁹ Fraunhofer ISI (2018).

²⁰ Vgl. BNetzA (2017).

²¹ Vgl. FVEE (2016), BMWi (2016b); BMU (2016), u. a. Fraunhofer IWES et al. 2015; Ausfelder et al. (2017).

Abbildung 5
Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren²²



Die aktuellen Treiber der Sektorenkopplung sind Wärmepumpen (Power-to-Heat) und Elektrofahrzeuge (Power-to-Mobility).²³ Darüber hinaus bestehen noch weitere Power-to-X-Technologien:

- Power-to-Gas,
- Power-to-Liquid und
- Power-to-Chemicals.

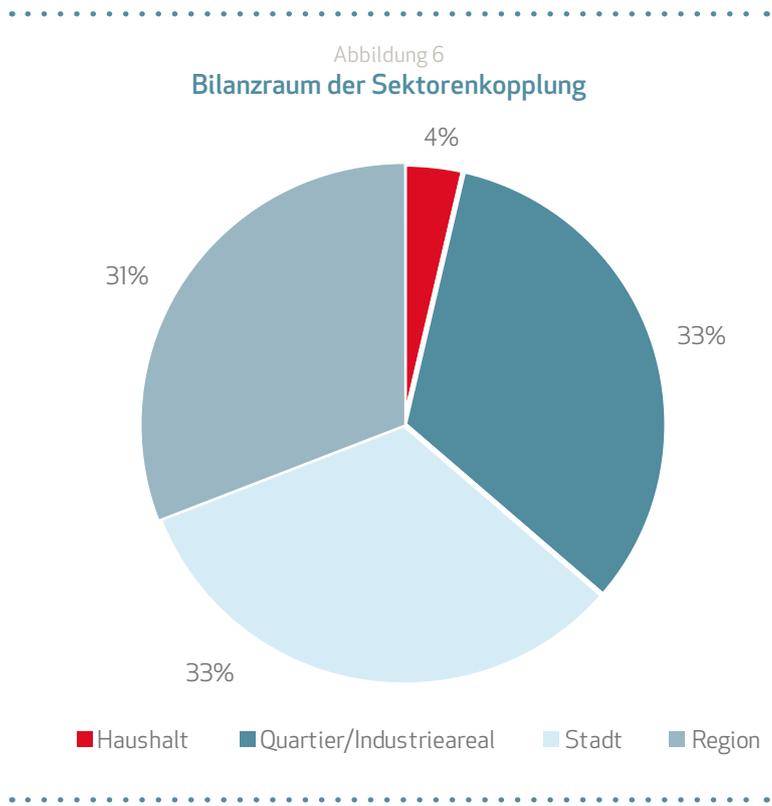
Aus dem verstärkten Einsatz von Power-to-X-Anlagen und somit der Einbindung neuer „Nachfrager“ in das Stromnetz erhöht sich der Strombedarf insgesamt. Dies könnte einen entsprechenden Netzausbau zur Folge haben. Jedoch kann die Kopplung der verschiedenen Infrastrukturen auch einen bedeutenden Beitrag zur Schaffung von Flexibilität für das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung leisten. Aufgrund der hohen Volatilität der Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen und der unterschiedlichen regionalen Verteilung von EE-Anlagen können Energieangebot und nachfrage lokal voneinander abweichen.

²² Eigene Darstellung, basierend auf BMU (2016); BMWi (2018).

²³ Übertragungsnetzbetreiber (2017).



Voraussetzung für einen gezielten und wirkungsvollen Einsatz von Technologien zur Sektorenkopplung ist insofern das Kenntnis der lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur. Unerlässlich sind darüber hinaus sowohl der Zugang zu den benötigten Energieinfrastrukturen (Strom-, Gas-, Wärme- und Wassernetzen) sowie die medienübergreifende Kenntnis der Netzzustände dieser Infrastrukturen. Im nachfolgenden Verständnis wird Sektorenkopplung daher auch auf die grundsätzliche Verknüpfung der unterschiedlichen Märkte, Akteure, Branchen oder Infrastrukturen ausgeweitet.²⁴ Beispielhaft kann hierfür der Betrieb einer medienübergreifenden Netzleitstelle dienen.



Die Technologien zur Sektorenkopplung können in den unterschiedlichen dargestellten Bilanzräumen eingesetzt werden (vgl. Abbildung 6). Eine effektive Sektorenkopplung bedeutet unter anderem die genaue Kenntnis der in einem Bilanzraum zur Verfügung gestellten und genutzten Energiemengen. Somit müssen alle Energiearten wie Strom, Gas und Wärme automatisiert abgerufen und ausgewertet werden. Es muss ferner eine automatische Verknüpfung der in den zugehörigen Verbrauchs- und Produktionsanlagen ablaufenden Prozesse erfolgen.

„Da Verteilnetzbetreiber die Netze für mehrere Medien betreiben, verfügen sie über die notwendigen Voraussetzungen für eine stärkere Kopplung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen und setzen bereits heute die Sektorenkopplung aktiv um.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

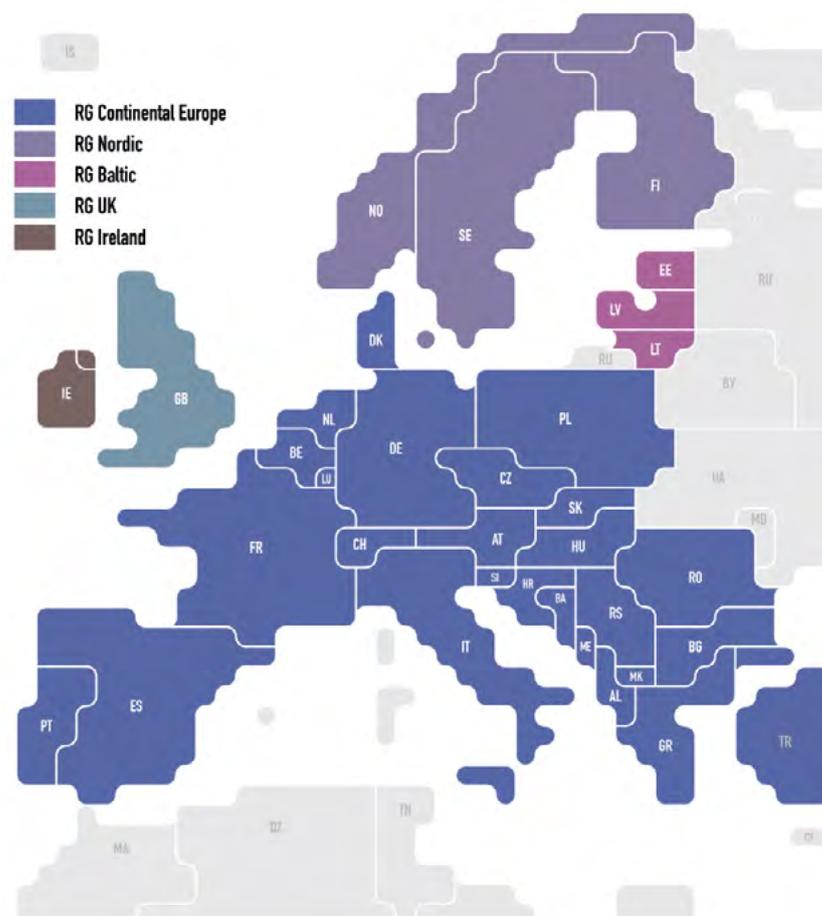
²⁴ Vgl. auch dena (2018).

2.4 EUROPÄISCHES VERBUNDSYSTEM

In einem grenzüberschreitenden europäischen Strommarkt soll eine höhere Versorgungssicherheit erreicht werden, indem temporäre Produktions- und Nachfrageschwankungen über Landesgrenzen hinweg ausgeglichen werden. Hierfür steht den Akteuren aufgrund der größeren räumlichen Ausdehnung des Marktes auch eine höhere Liquidität und Flexibilität zur Verfügung. Ein solches europäisches Verbundsystem, das als Zusammenschluss der nationalen Übertragungsnetze unter dem Dach der ENTSO-E geführt wird, setzt den Abbau von grenzüberschreitenden Engpässen voraus. Die kontinentaleuropäischen Länder bilden als eigene Regionalgruppe ein unabhängiges Verbundsystem (ehemals UCTE-Verbundsystem), vgl. Abbildung 7. Der grenzüberschreitende Energieaustausch erfolgt über Interkonnektoren, also Netzkupplungen zwischen den Übertragungsnetzen der jeweiligen Länder.

Abbildung 7

Regionalgruppe Continental Europe des europäischen Verbundsystems (ENTSO-E)²⁵



²⁵ Quelle: ENTSO-E (2018).

Zukünftig wird sich der grenzüberschreitende Energieaustausch zwischen den europäischen Nachbarländern signifikant erhöhen.²⁶ Dies begründet sich insbesondere in einem erhöhten Ausgleichsbedarf aufgrund der steigenden Einspeisung durch volatile Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie in deren unterschiedlichen Kostenstrukturen.²⁷ Auch aufgrund seiner zentralen Lage ist Deutschland davon in besonderem Maße betroffen. Die Transformation des Energiesystems erfordert somit zukünftig auch auf internationaler Ebene ein erhöhtes Maß an Koordination und Flexibilität.



3 AUFGABEN IM NETZBETRIEB UND DEREN LEISTUNGSERBRINGUNG

Mit dem unter Abschnitt 2 beschriebenen Wandel des Energiesystems ergeben sich auch **Veränderungen** bei den **Aufgaben von Netzbetreibern**. Die Aufgaben werden sich **nicht grundlegend qualitativ verändern**, sie werden nur **bis zum Jahr 2030 immer komplexer**, weil wesentlich mehr Ein- und Ausspeiseanlagen in der Verteilnetzebene angeschlossen sein werden. Diese Veränderungen werden auf nahezu alle Aufgabenbereiche der Netzbetreiber Auswirkungen haben. Im Folgenden haben wir die Darstellung aber auf die drei änderungsträchtigsten Aufgabenbereiche fokussiert:

- **Netzplanung,**
- **Operativer Netzbetrieb** und
- **Netzführung.**

3.1 NETZPLANUNG

Die Netzplanung umfasst die **Planung** der **zukünftigen Ausgestaltung** des Netzes unter Berücksichtigung sich ändernder Rahmenbedingungen. Die Netzplanung erfolgt mit dem Ziel, einen **sicheren, effizienten und zuverlässigen Netzbetrieb** zu gewährleisten. Grundlage für Entscheidungen zur Entwicklung des Netzes ist die prognostizierte Versorgungsaufgabe, welche das zukünftige Netz erfüllen soll.

3.1.1 Blick auf die heutige Situation

Die Netzplanung für das eigene Netz obliegt **jedem Netzbetreiber** grundsätzlich **selbst** (ÜNB und VNB). Dabei genießt der Gedanke, das Versorgungsnetz maßgeblich nach der abgefragten Leistung auszurichten, zu planen sowie zu erweitern, in der heutigen Situation weiterhin die höchste Priorität.

²⁶ Übertragungsnetzbetreiber (2017).

²⁷ Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu (2017).

Inhaltlich orientiert sich die **Netzplanung** an den jeweiligen aktuellen gesetzlichen, regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen sowie an den unternehmensinternen Planungsgrundsätzen des jeweiligen Netzbetreibers.²⁸ Die Dimensionierung des Netzes erfolgt unter Berücksichtigung der zu erwartenden Entwicklung der Ein- und Ausspeisung. In aller Regel lässt sich der Netzbetreiber hierbei vom sog. **NOVA²⁹-Prinzip** leiten. So soll ein Netzausbau grundsätzlich erst dann erfolgen, wenn weniger (kosten-)aufwendige Maßnahmen ausgeschöpft worden sind oder keinen Erfolg versprechen. Daher sind vor einem Netzausbau zunächst Maßnahmen zur **Netzoptimierung** (Schaltmaßnahmen, Last- und Einspeisemanagement, Spitzenkappung etc.) und **Netzverstärkung** (Erhöhung der Beseilungsdurchmesser von Freileitungen, Masterhöhungen, Leitungsneubau auf bestehenden Trassen etc.) auszuschöpfen.

„Ein intelligenter Netzausbau und -betrieb auf regionaler Ebene durch die Verteilnetzbetreiber mindert Netzausbaukosten. Dafür müssen die Verteilnetzbetreiber die notwendigen Kompetenzen erhalten.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Zunehmend kommen auch **neue Technologien und Konzepte** zur besseren Ausnutzung bereits vorhandener Betriebsmittel zum Einsatz. Dadurch kann der **Netzausbaubedarf weiter verringert** werden. Die VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4121³⁰ verweist diesbezüglich auf den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, die Spitzenkappung bei Einspeiseanlagen, das Blindleistungsmanagement, das Lastmanagement oder den Einsatz von Speichern. Vor diesem Hintergrund kann das **NOVA-Prinzip** um **Flexibilitätsmaßnahmen zum NOXVA³¹-Prinzip** erweitert werden.

Jeder Netzbetreiber passt seine Planungsgrundsätze außerdem aufgrund äußerer Einflüsse laufend an, wie zum Beispiel die politisch gewollte höhere Einspeisung erneuerbarer Energien. So hat sich bereits in der jüngeren Vergangenheit der Versorgungscharakter aufgrund zunehmend dezentraler Einspeisung geändert, wobei der ursprüngliche Ansatz, das **Versorgungsnetz** maßgeblich **nach der abgefragten Leistung auszurichten**, zu planen sowie zu erweitern, weiterhin **höchste Priorität** genießt.

„Verteilnetzbetreiber sind die Akteure, die die Energiewende bereits jetzt maßgeblich umsetzen. Sie integrieren den überwiegenden Anteil der Erneuerbaren-Energien-Anlagen und managen die damit verbundenen Herausforderungen der fluktuierenden Einspeisung.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

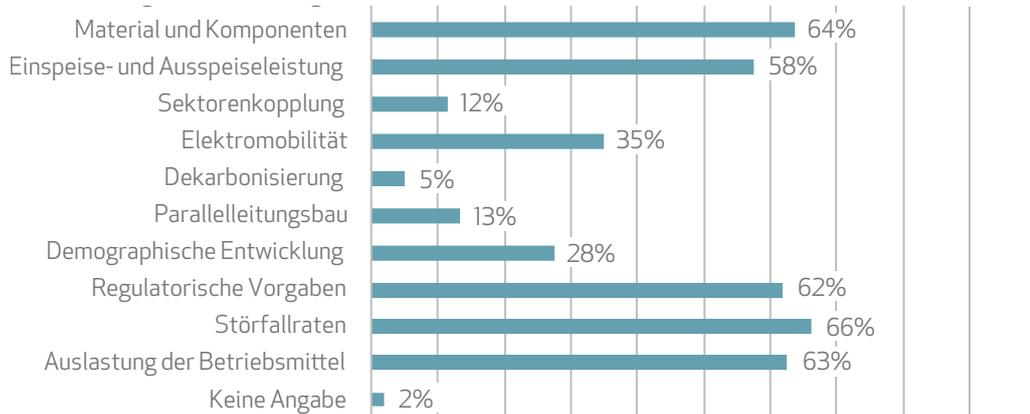
²⁸ Planungsgrundsätze sind verallgemeinerte Handlungsregeln, die Eingang in das Betriebshandbuch finden und den Aufwand umfangreicher Einzelfallbetrachtungen reduzieren sollen.

²⁹ Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau.

³⁰ VDE (2018).

³¹ Netzoptimierung vor Flexibilitätseinsatz vor Netzverstärkung vor Netzausbau.

Abbildung 8
Aspekte der Netzplanung mit besonderer Relevanz



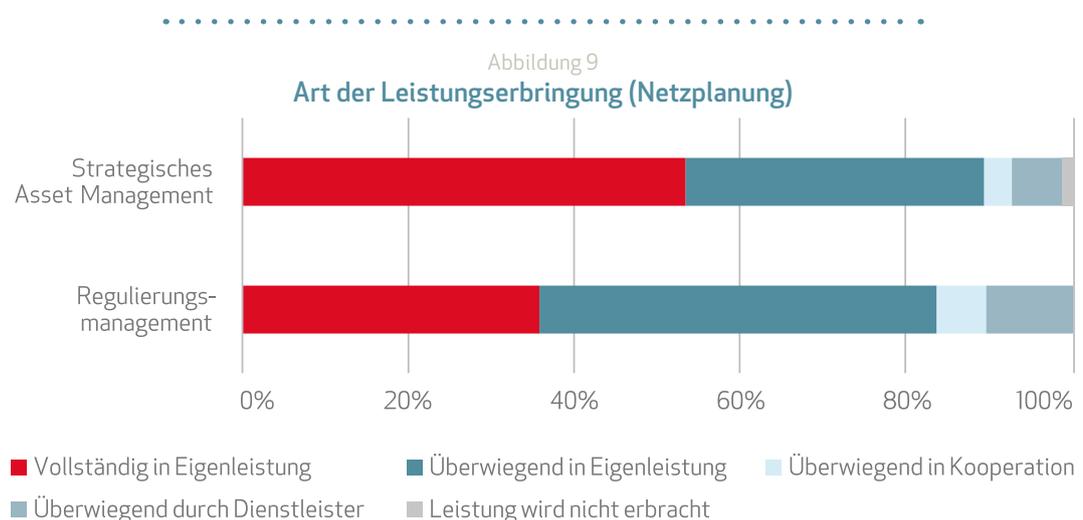
Die Umfrage unter den Teilnehmern der Studie (vorstehende Abbildung 8) zeigt, dass im Rahmen der Netzplanung technische Aspekte wie Alter und Nutzungsdauer der Anlagen, Material und die Komponenten, regulatorische Vorgaben, Störfallraten und Auslastung eine wesentliche Rolle spielen.

Im Vergleich dazu spielen **Aspekte zur Sektorenkopplung (siehe Abschnitt 2.3)** derzeit noch eine **untergeordnete Rolle**. Dies hat den Hintergrund, dass angesichts der (derzeit noch) geringen Verbreitung von entsprechenden Anlagen (beispielsweise Ladeinfrastruktur für Elektromobilität) deren Berücksichtigung im Rahmen der Netzplanung noch nicht im großen Stil erforderlich ist. Sofern allerdings weitere Anlagen für Sektorenkopplung hinzukommen, müssen diese verstärkt gesteuert und damit auch im Rahmen der Netzplanung zukünftig weitergehender berücksichtigt werden. Werden allein städtisch geprägte Versorger untersucht, ist der Anteil derjenigen, die dem Thema Elektromobilität ein wesentliches Gewicht bei der Netzplanung zukommen lassen, allerdings höher. Im städtischen Raum werden diese Technologien bereits stärker vorangetrieben als bei Flächennetzbetreibern. Bei Letzteren bestehen aufgrund von häufig vorhandenen EE-Einspeiseanlagen bereits heute komplexe Anforderungen an die Netzplanung, die von diesen bereits bewältigt werden.

Die **VNB planen** ihr Netz **eigenverantwortlich**. Die VNB kennen ihr eigenes Netz am besten und verfügen über umfassende Erfahrungen bei der Netzplanung des Verteilnetzes. Schon derzeit müssen die VNB bei der Netzplanung die Möglichkeiten von Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigen (§ 14 Abs. 2 EnWG). Insbesondere größere Regionalnetzbetreiber mit hoher EEG-Einspeisung sind hier beispielhaft zu nennen.

Den **ÜNB** kommt neben der **eigenverantwortlichen Planung** ihres **eigenen Netzes** zusätzlich die Aufgabe der Erstellung eines **nationalen Netzentwicklungsplanes** zu, § 12b EnWG. Die ÜNB haben die beste Übersicht über das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung, auch über die nationalen Grenzen hinweg mit Blick auf das europäische Verbundsystem. Sie können daher sowohl die gesamtdeutsche Netzplanung am besten übernehmen, ebenso wie sich an der grenzüberschreitenden Netzausbauplanung der europäischen Netzbetreiber am besten einbringen. Die **VNB** wirken bei der nationalen Netzentwicklungsplanung der ÜNB mit, § 12b Abs. 3 EnWG, die ÜNB haben die Eingaben der VNB dabei zu berücksichtigen.

Die Aufgabe der Netzplanung wird überwiegend durch die Netzbetreiber selbst erbracht (vgl. Abbildung 9).

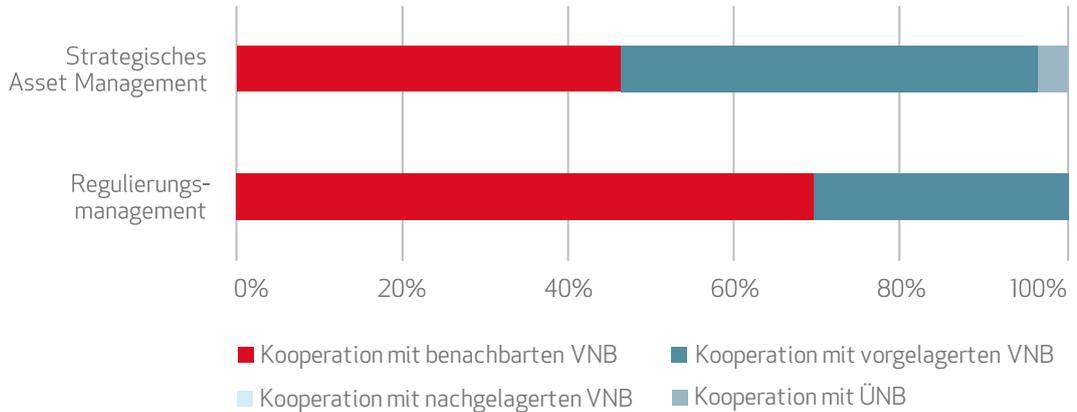


In Teilen gehen sie Kooperationen ein oder beauftragen Dienstleister. Zu sequentiellen Unterstützungsleistungen von Dritten bzw. Dienstleistern kommt es allerdings nur in Maßen. Es ist unmittelbar aus den Ergebnissen der Abfrage ableitbar, dass die Netzbetreiber diese wesentliche Kernkompetenz der Netzplanung für sich in Anspruch nehmen und nur bedingt Unterstützungsleistungen abfragen. Wenn Kooperationen für die Begleitung, Durchführung der Netzplanung eingegangen werden sollen, dann werden diese in der näheren Umgebung gesucht. Bevorzugt werden Kooperationen mit den benachbarten VNB (vgl. Abbildung 10).



Abbildung 10

Kooperationspartner bei Leistungserbringung (Netzplanung)



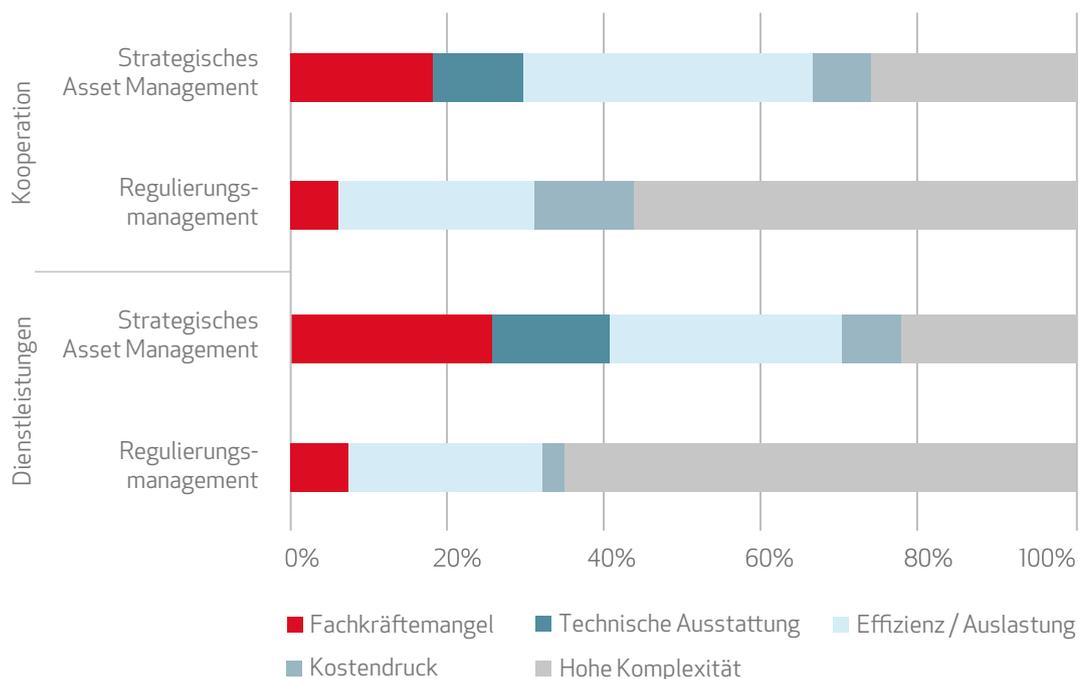
Die Bevorzugung lokaler Kooperationen kann als Hinweis gedeutet werden, dass die Herausforderungen der Energiewende vor Ort, idealerweise lokal/regional begrenzt, umgesetzt werden sollen.

Die Gründe für die Leistungserbringung in Kooperationen und den Einsatz von Dienstleistern unterscheiden sich kaum. In beiden Fällen sind insbesondere die hohe Komplexität sowie die Effizienz/Auslastung ursächlich (vgl. Abbildung 11).



Abbildung 11

Gründe für Kooperationen und die Inanspruchnahme von Dienstleistungen

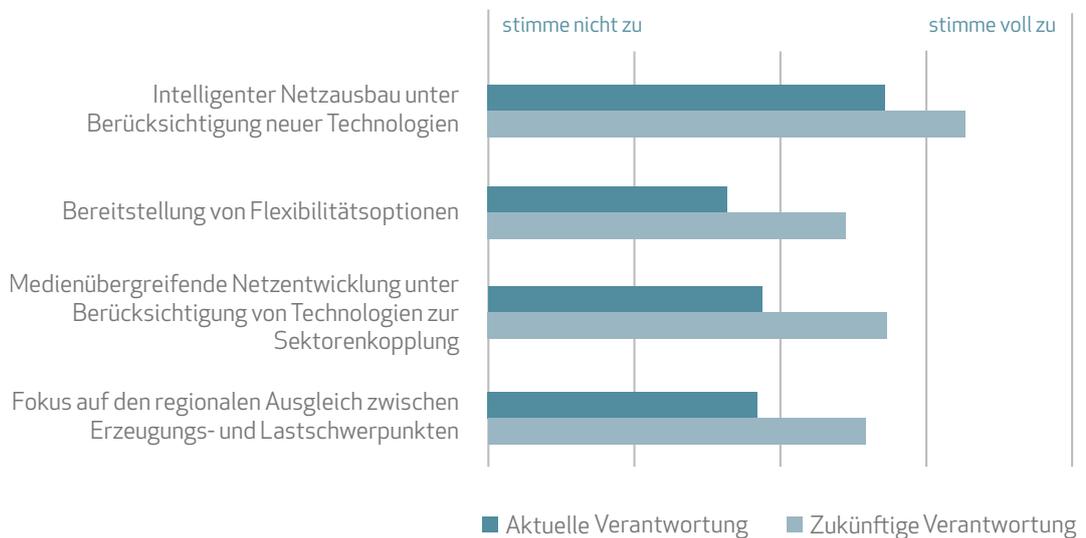




3.1.2 Blick ins Jahr 2030

Künftig wird sich der Netzplanungsprozess für die Netzbetreiber im Vergleich zu heute nicht grundsätzlich **ändern**, aber es werden noch **erheblich stärker die Auswirkungen aufgrund erhöhter volatiler Einspeisungen aus dezentralen Anlagen** sowie die **Effekte und Potentiale aus der Sektorenkopplung** zu berücksichtigen sein. Dies zeigt sich auch anhand der Marktabfrage bei den Netzbetreibern, die eine wesentliche Ausweitung dieser Aufgabenbereiche in der Zukunft sehen:

Abbildung 12
Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Aufgaben der Netzentwicklung



Die Netzplanung wird stärker denn je mit größeren Schwankungen in der Energiebereitstellung und der Energienachfrage konfrontiert. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass es neben den zusätzlich verstärkt zu integrierenden dezentralen Erzeugungsanlagen auch eine steigende Anzahl an Letztverbrauchern geben wird, die als Einspeiser tätig sind (Prosumer). Durch den zukünftig verstärkten Einsatz von Speichern und Technologien zur Sektorenkopplung bzw. die daraus resultierende konvergente Nutzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen ergeben sich ferner lokale Flexibilitätsoptionen zur Bewirtschaftung lokaler Netzengpässe, die zwingend in der Netzplanung berücksichtigt werden müssen.

„Die Steuerung von Flexibilitätsoptionen ist ein wesentlicher Bestandteil des regionalen Ausgleichs von Last und Erzeugung. Aufgrund der regionsspezifischen Kenntnisse der Verteilnetzbetreiber ist das Flexibilitätsmanagement eine der zukünftigen Kernaufgaben der Verteilnetzbetreiber.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Hierdurch werden sich Änderungen in Bezug auf die Netzplanung ergeben. Die hinzukommende Flexibilität kann zum effizienten Ausbau des Netzes genutzt werden. Die Netzplanung muss nicht mehr wie bislang auf Grundlage maximaler Gleichzeitigkeitsfaktoren ausgelegt werden. Bereits durch das Strommarktgesetz 2016 wurde den VNB die Möglichkeit eröffnet, bei der Netzplanung eine Kappung der Einspeisespitzen von Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen („Spitzenkappung“). Hieraus resultiert eine grundlegende Abkehr von der klassischen Worst-Case-Auslegung der Verteilnetze hin zu einer probabilistischen Systemauslegung in Verbindung mit intelligenten Verteilnetzen. Mittel- bis langfristig ermöglicht dies eine erhebliche Steigerung der Effizienz der Verteilnetze, da die Netzanschlusskapazität der bestehenden Netze erheblich gesteigert wird und die Systeme sehr viel schlanker dimensioniert werden können.³²



BLICK AUF DIE PRAXIS

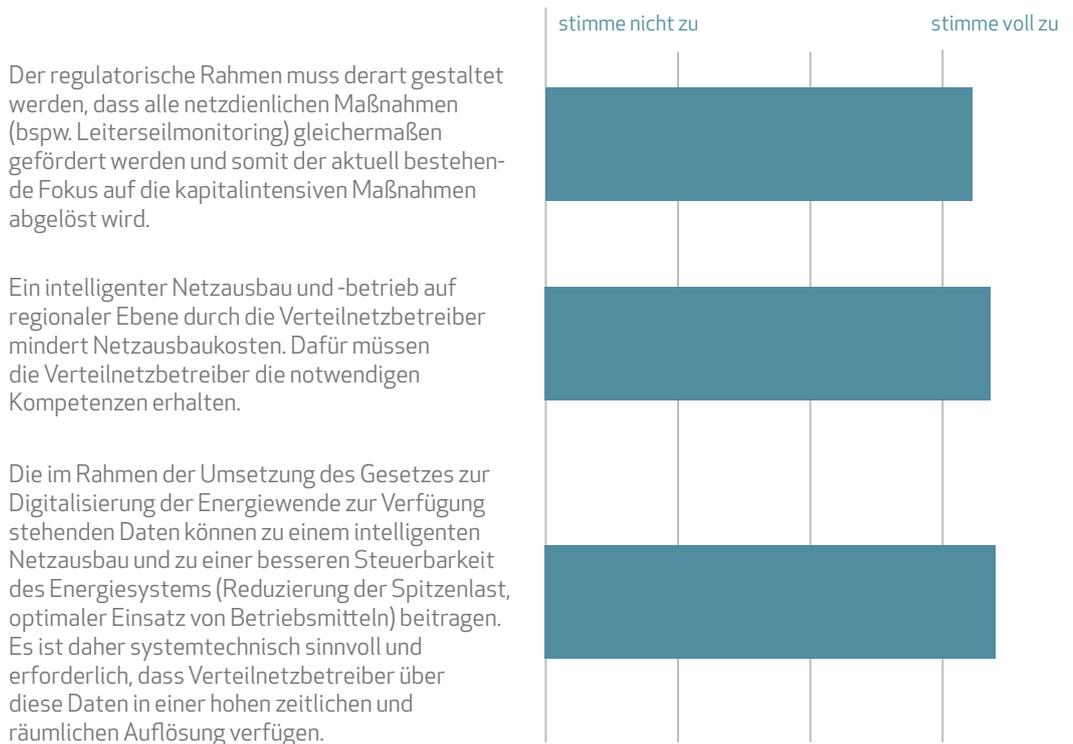
Der Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten hat in Versorgungsnetzen mehrere Auswirkungen: Der Ausbau der vorgelagerten Ebenen kann minimiert werden (1). Dezentral erzeugte Energie kann unmittelbar am Ort der Erzeugung genutzt werden (2). Jedoch können zu hohe elektrische Einspeiseleistungen auch unmittelbar zu Engpässen führen und Netzausbaumaßnahmen nach sich ziehen. Alternativ sind auch intelligente Lösungen denkbar. Durch die Flexibilitätspotentiale aufgrund des Einsatzes von Speichern und Batterien wird der unnötige Transport in die vorgelagerten Netze unterbunden, da es zu einer temporären Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch kommt. Neben diesen den Netzausbau einsparenden Effekten kann ein dezentraler Speicher auch Aufgaben der Netzstabilisierung durch die Bereitstellung von Regelenergie übernehmen. Je stärker die unkomplizierte Einbindung in dezentralen Strukturen erfolgt desto geringer sind die Auswirkungen in den vorgelagerten Ebenen. Aufgrund der genauen Kenntnis der lokalen Anforderung und dem unmittelbaren Ansatz an der Problemursache können technisch passgenaue Varianten realisiert werden. Zwar könnten in den höheren Ebenen Vergleichmäßigungseffekte eintreten, diese fallen aber aufgrund der ungenaueren Ausgangslage tendenziell zu groß aus. Somit ist durch die sich aus dem Einsatz von Batteriespeichern zusätzlich ergebenden Flexibilitätspotentiale bereits bei der Netzplanung eine effiziente Dimensionierung der Netze möglich.

Um dieses Flexibilitätspotential vollständig nutzbar zu machen, müssen die entsprechenden Voraussetzungen und Rahmenbedingungen allerdings noch geschaffen werden (insbesondere verbesserte Steuerungsmöglichkeiten und höhere datentechnische Erschließung, dazu ausführlich unter **Abschnitt 4.1**).

³² Vgl. dazu einschränkend die Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034 (2018), danach sollte die Spitzenkappung stets nur dort angewendet werden, wo sie nachweislich unter Anrechnung des Wertersatzes gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ist (selektiver Einsatz).

Dies zeigt sich auch aus den Ergebnissen der Befragung (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13
Zitate zur Netzentwicklung



„Da Verteilnetzbetreiber für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrem Netz verantwortlich sind, obliegt ihnen dabei auch die Entscheidungsfreiheit, wie und durch wen die dafür notwendigen Leistungen erbracht werden.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Im Rahmen der Netzplanung der VNB werden zunehmend bessere Überwachungs- und Steuerungsmöglichkeiten durch intelligente Betriebsmittel und eine höhere datentechnische Erschließung im Verteilnetz erforderlich. Außerdem sind medienübergreifende Aspekte zu berücksichtigen mit dem Fokus auf einem stärkeren dezentralen Ausgleich von Energiedargebot und -nachfrage. Die VNB werden auch verstärkt bei der Netzentwicklungsplanung der ÜNB mitwirken müssen.

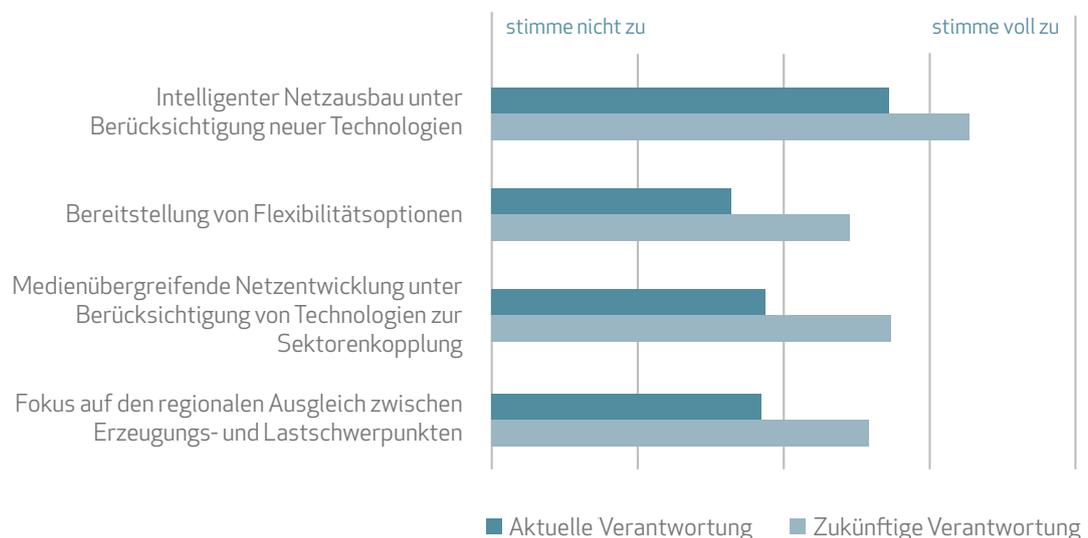
„Die im Rahmen der Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende zur Verfügung stehenden Daten können zu einem intelligenten Netzausbau und zu einer besseren Steuerbarkeit des Energiesystems (Reduzierung der Spitzenlast, optimaler Einsatz von Betriebsmitteln) beitragen. Es ist daher systemtechnisch sinnvoll und erforderlich, dass Verteilnetzbetreiber über diese Daten in einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung verfügen.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Dies spiegelt sich auch in den Ergebnissen der Marktabfrage wider. Die Befragten sehen im Kontext der Netzentwicklung insbesondere in den Aufgabenbereichen: bedarfsgerechter Netzausbau unter Einsatz innovativer Technologien als Flexibilitätsoptionen (1), medienübergreifende Netzentwicklung unter Berücksichtigung von Technologien zur Sektorenkopplung (2) sowie regionaler Ausgleich zwischen Erzeugungs- und Lastschwerpunkten (3) zukünftig eine Änderung der Verantwortung. So wird Verantwortung für die vorstehend genannten Aufgabenbereiche der Netzentwicklung derzeit noch nicht bei Verteilnetzbetreibern gesehen, zukünftig jedoch schon (vgl. Abbildung 14).

Abbildung 14

Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Aufgaben der Netzentwicklung



3.2 OPERATIVER NETZBETRIEB

Der operative Netzbetrieb umfasst den Bau, die Wartung und Instandhaltung des Netzes (technischer Netzbetrieb) sowie die Entstörung. Der letztgenannte Bereich beinhaltet auch den Betrieb der Meldestelle, die Koordination der Rufbereitschaft, die Versorgungswiederherstellung und die Störungsbeseitigung. Zudem können auch die Aufgaben der Abrechnung, der Bilanzierung und des Messstellenbetrieb sowie der Abwicklung der Marktprozesse und der Marktkommunikation dem operativen Netzbetrieb zugeordnet werden. Der operative Netzbetrieb schließt auch die notwendigen technischen und kaufmännischen Unterstützungsleistungen wie den Einkauf, die Lagerhaltung, die Buchhaltung und das Controlling, häufig in Form von Shared Service Centern, ein.

3.2.1 Blick auf die heutige Situation

Die Netzbetreiber übernehmen das Energiedatenmanagement, die Marktkommunikation und die Marktprozesse nach Maßgabe der aktuellen Festlegungen der Bundesnetzagentur.³³ Im Grundsatz gilt, dass **jeder Netzbetreiber** für den **Betrieb seines eigenen Netzbereichs verantwortlich** ist und sowohl ÜNB als auch VNB verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben und zu warten (§ 11 EnWG), soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Jeder Netzbetreiber muss die hierfür erforderlichen Mittel requirieren. Der **grenzüberschreitende Netzbetrieb** im Rahmen des einheitlichen europäischen Verbundnetzes ist zusätzlich Aufgabe der **ÜNB** (§ 12 Abs. 1 EnWG).

„Die Rechte und Befugnisse der Verteilnetzbetreiber sind dahingehend zu stärken, dass sie innerhalb ihres Regelbereichs eigenständig über netzstabilisierende Maßnahmen entscheiden können.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Im Status quo agiert der **VNB** im Rahmen des Netzbetriebs insbesondere als **Datensammler, Aggregator und Kontrollinstanz für die Messdaten**, die die Grundlage für die Abrechnung der Netznutzung sowie der Energiemengenbilanzierung bilden. Sämtliche hierfür relevanten Messdaten werden durch den VNB erhoben, plausibilisiert, an den Markt weitergegeben und archiviert (ggf. werden Ersatzwerte gebildet). Die **ÜNB** führen die **Bilanzkreise** der Lieferanten und sind **Empfänger** dieser **Daten**.

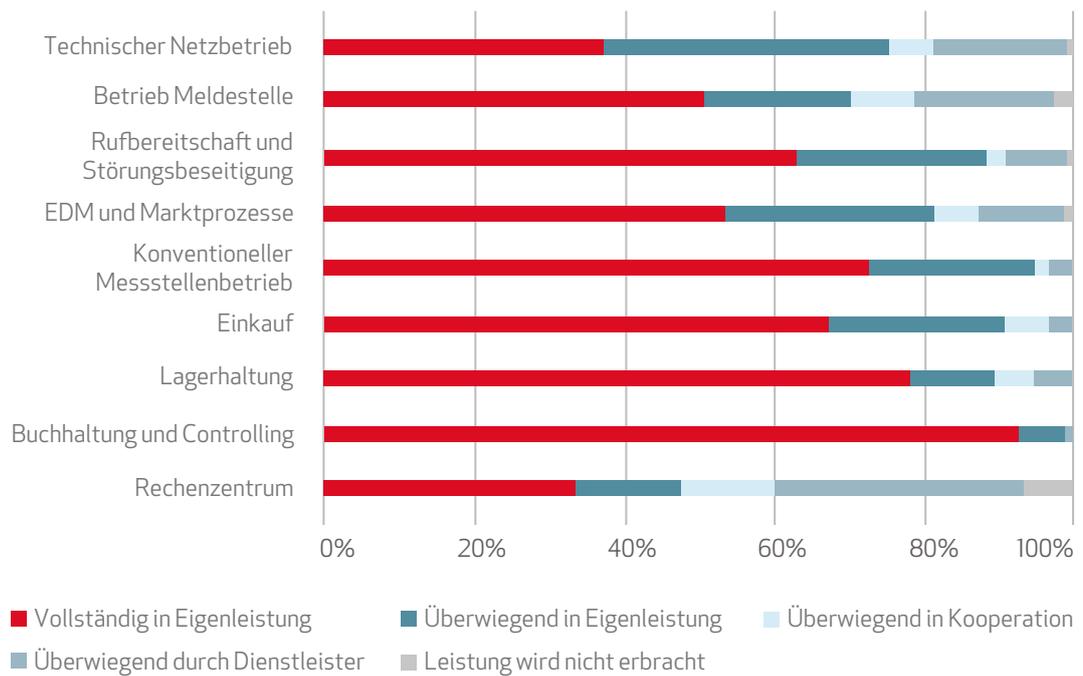
Die meisten Netzbetreiber erachten die Aufgaben des Netzbetriebes als **wesentliche Kernkompetenz** und haben auch den Anspruch, diese **Leistungen selbst zu erbringen** (vollständig und überwiegend in Eigenleistung). Dass es in Teilen unterstützende Arbeiten von Dritten gibt, ist in vielen Fällen allein dadurch bedingt, dass Tiefbauleistungen als Teil der Aufgaben des technischen Netzbetriebs von Dritten durchgeführt werden und auch die Besetzung der

³³ Beispielsweise die „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (WiM), die „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (GPKE), die „Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) und etwa auch die „Festlegung von Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom)“ (MPES).

Meldestelle außerhalb der Kernarbeitszeiten in Kooperation mit anderen Netzbetreibern organisiert wird, um Kosten zu sparen. In der überwiegenden Zahl der zu erbringenden Aufgaben zeigt sich dies auch aus der Abfrage bei den Teilnehmern der Studie (vgl. Abbildung 15).

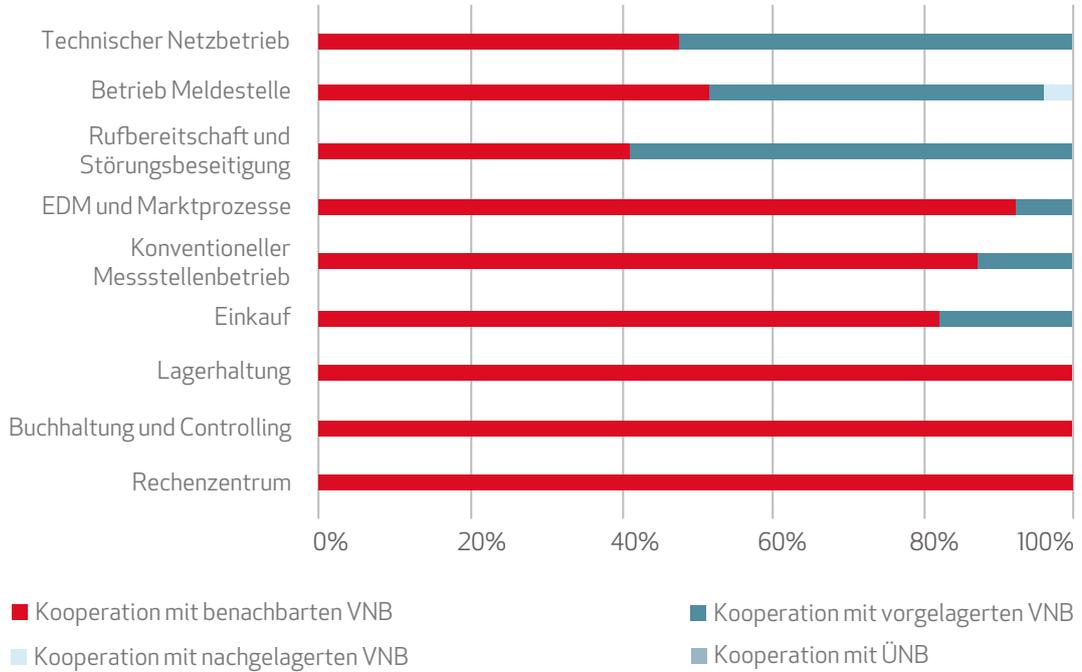


Abbildung 15

Art der Leistungserbringung (Netzbetrieb)


Es zeigt sich ferner, dass wenn Kooperationen eingegangen werden sollen, die Teilnehmer der Studie tendenziell mit benachbarten Netzbetreibern zusammenarbeiten (vgl. Abbildung 16). Der Grund für diese Wahl liegt auf der Hand, da es sich weitestgehend um lokal durchzuführende Aufgaben handelt und diese, bis auf Ausnahmen, nicht aus der Ferne durchgeführt werden können.

Abbildung 16
Kooperationspartner bei Leistungserbringung (Netzbetrieb)



Die Gründe für die Vergabe bestimmter Dienstleistungen und das Eingehen von Kooperationen liegen im Wesentlichen im Kostendruck sowie einer besseren Effizienz und Auslastung (vgl. Abb. 17 und 18).

Abbildung 17
Gründe für Kooperationen (Netzbetrieb)

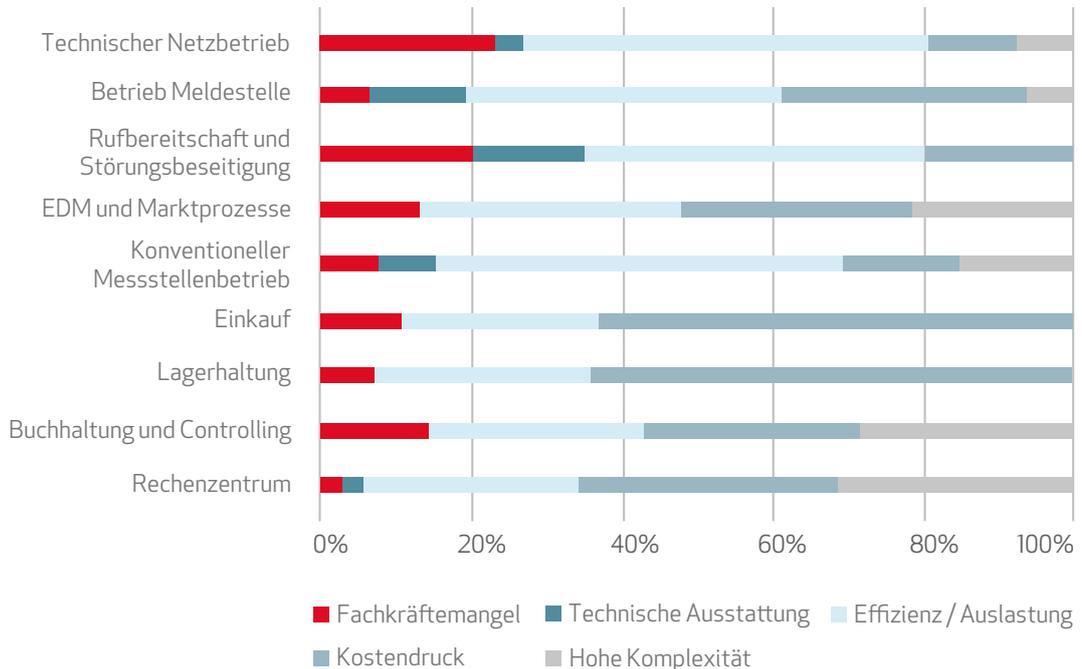
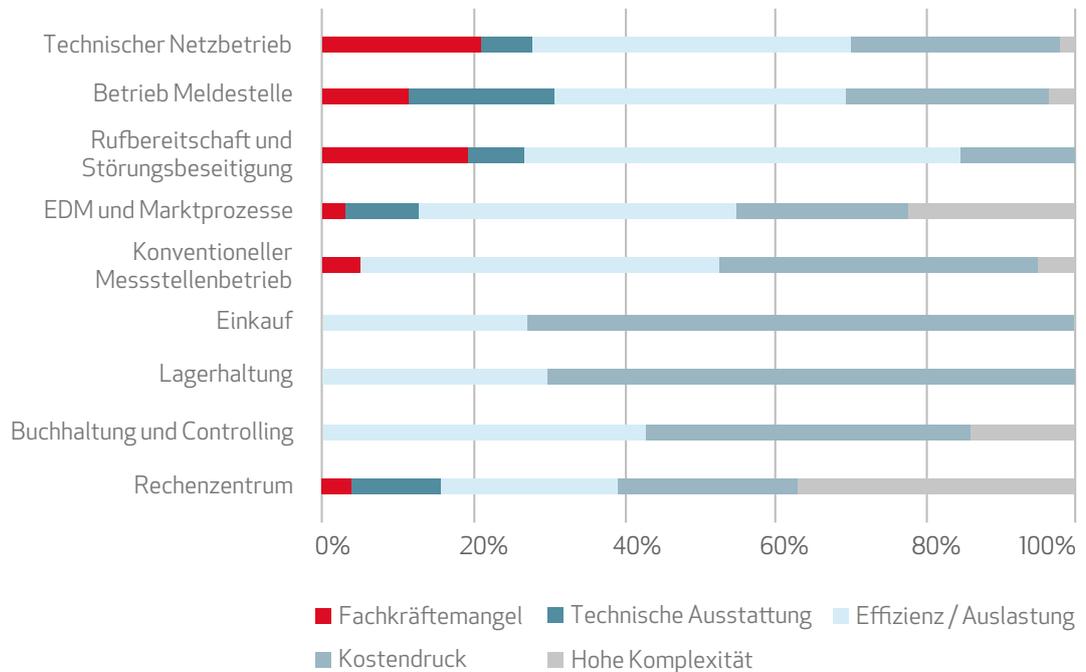


Abbildung 18

Gründe für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen (Netzbetrieb)


Mit zunehmendem Kostendruck dürfte sich zukünftig die Tendenz zur Vergabe von Dienstleistungen bzw. zur Bildung von Kooperationen verstärken. Die Vergabe von Dienstleistungen stellt Netzbetreiber selbstverständlich auch vor Herausforderungen. Je nach Marktverfügbarkeit können Schwierigkeiten dabei entstehen, Preisverhandlungen durchzusetzen bzw. die abgefragte Leistung am Markt zu erhalten. Dies ist derzeit bei der Abfrage von Tiefbauleistungen bundesweit festzustellen. Insofern bietet die Kooperation bestimmte Vorteile und dürfte für die Erbringung wesentlicher Kernaufgaben zukunftsfähiger sein. Dies gilt insbesondere für die Erbringung von Leistungen, die unter die sogenannten Massenprozesse fallen, wie Marktkommunikation, Marktprozesse, Energiedatenmanagement und das Mess- und Zählwesen.



3.2.2 Blick ins Jahr 2030

Mit Blick auf 2030 sind **keine grundsätzlichen Änderungen** im operativen Netzbetrieb zu erwarten. Jedoch lassen sich aufgrund **höherer Datenverfügbarkeit** und einer **detaillierteren Datenlage** Veränderungen in den Bereichen **Instandhaltung** und **Entstörung** vermuten. Dadurch können Verbesserung der Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung erreicht werden.



BLICK AUF DIE PRAXIS

Die IT-Sicherheit oder „Cyber-Security“ wird oft als Argument gebraucht, um darzulegen, dass kleine Unternehmen nicht über das nötige Know-How verfügen, diese zu gewährleisten. Dabei wird übersehen, dass große Organisationen häufig über ein „single point of failure“ viel empfindlicher gegen Cyber-Angriffe sind, als viele kleine. Das System ist also umso robuster je mehr einzelne, voneinander unabhängige Player sich auf dem Marktplatz tummeln. Sollte bei kleineren Playern dennoch Kritik an der Umsetzung der IT-Sicherheit formuliert werden, zeigt jedoch die Erfahrung, dass erkannte, potentielle Angriffspunkte durch kleinere organisatorische Maßnahmen beseitigt werden können. Aufgrund der Größe und der Flexibilität sind zur schnellen Umsetzung gerade kleine Unternehmen in der Lage.

Auch die Bereiche des **konventionellen und intelligenten Messstellenbetriebs** sowie der **Bilanzierung** sind einem Wandel unterworfen. Mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wurde bereits im Jahre 2016 ein fundamentaler Paradigmenwechsel zum bestehenden System des Messstellenbetriebs und der Marktkommunikation eingeleitet, der nunmehr nach und nach vollzogen werden soll. Zeitnah wird es zum sog. Roll-Out intelligenter Messsysteme kommen, der bis zum Jahre 2030 weitgehend abgeschlossen sein dürfte.

Für alle Zählpunkte, die zukünftig mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, erfolgt die Aufbereitung der Messwerte, insbesondere die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung, zukünftig im Smart-Meter-Gateway. Die Datenübermittlung erfolgt dann nicht gestuft über den VNB als „Datendrehscheibe“, sondern direkt über das Smart-Meter-Gateway an die Marktbeteiligten (sog. sternförmige Marktkommunikation). Die Aggregation zu Bilanzkreisummenzeitreihen erfolgt durch den jeweils regelzonenverantwortlichen ÜNB. Lediglich für diejenigen Entnahme- und Einspeisestellen, die nicht mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sind, verbleibt die Aufgabe der Erfassung und Aggregation von Messdaten zu Last- und Einspeisegängen zu Bilanzkreisummenzeitreihen beim VNB.

Neben der bereits bekannten Rolle des konventionellen Messstellenbetreibers wurde im MsbG die Marktrolle des intelligenten Messstellenbetreibers eingeführt. Während die

konventionelle Messtechnik hinsichtlich der Entgeltstruktur wie die Netznutzungsentgelte noch dem Regime der Anreizregulierung unterliegen, wurde das Entgelt für den Betrieb intelligenter Messsysteme aus diesem Bereich herausgelöst und hierfür die sog. Preisobergrenzen festgelegt. Dies gilt allerdings nur für grundzuständige Messstellenbetreiber, also die VNB. Wettbewerbliche VNB unterliegen einer freien Preisbildung am Markt.

Da sich alle VNB in Deutschland jeweils als grundzuständiger Messstellenbetreiber gemeldet haben, wird eine auskömmliche Gestaltung der Preise für den Betrieb intelligenter Messsysteme unterhalb bzw. bis zur Preisobergrenze nur möglich sein, wenn entsprechend große Kooperationen eingegangen werden.

3.3 NETZFÜHRUNG

Wesentliche Aufgaben der **Netzführung** sind die Überwachung und Einhaltung der physikalischen Grenzwerte der einzelnen Anlagenkomponenten sowie der Laststabilität und die Bewirtschaftung von Einspeise- und Lastsituationen unter Berücksichtigung der Auslastung der einzelnen Betriebsmittel.

3.3.1 Blick auf die heutige Situation

Die Aufgabe der Netzführung erfüllen die Netzbetreiber im Wesentlichen durch die klassischen **Systemdienstleistungen**. Die Systemdienstleistungen sichern sowohl technisch-physikalische Eigenschaften als auch notwendige Prozesse und Dienstleistungen im Rahmen des Netzbetriebes ab.

- Zentrale Aufgabe ist die **Frequenzhaltung**, also der ständige Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Erfolgt kein Ausgleich, weicht die Frequenz im Netz vom Normwert ab, was zu Beschädigungen von Betriebsmitteln oder ggf. sogar zum Blackout führen kann.
- Ferner ist die **Betriebsführung** zentraler Bestandteil der Systemdienstleistungen. Unter Betriebsführung versteht man die Vermeidung kritischer Netzbelastungen oder Systemzustände durch das **Netzengpassmanagement**, die Betriebs- und Ausschaltplanung, die Planung des Einsatzes von Reservekraftwerken sowie der Daten- und Informationsaustausch.
- Hinzu kommt die **Spannungshaltung**, also die Überwachung der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Netz. Ein Über- oder Unterschreiten des Spannungsbandes führt zu Betriebsstörungen und ggf. Defekten der angeschlossenen Anlagen im Netz.
- Teil der Systemdienstleistungen ist schließlich noch die Koordination von bzw. die Unterstützung bei Maßnahmen zum **Versorgungswiederaufbau**, also dem Aufbau eines stabilen Netzbetriebes und der Wiederversorgung nach einer Großstörung oder einem Blackout.

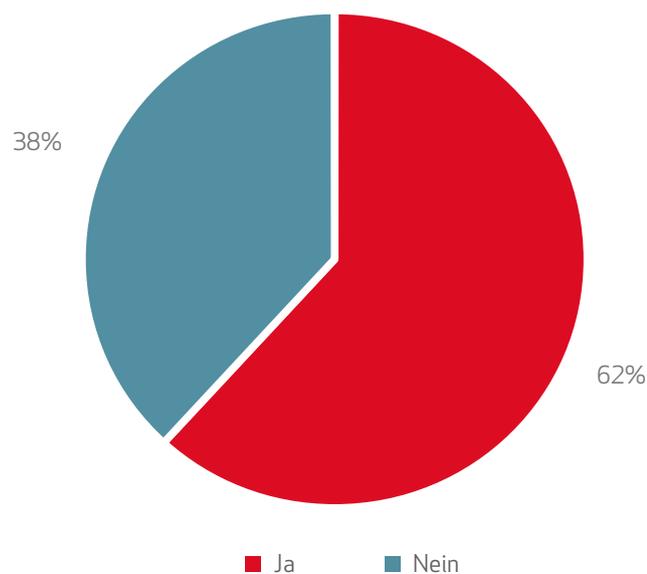
Erstreckt sich die Betriebsführung über mehrere Netze, ist in aller Regel von **Systemführung** die Rede. Die Aufgaben der Systemführung sind annähernd deckungsgleich mit der Netzführung zuzüglich koordinierender Tätigkeiten über mehrere Netze hinweg sowie der Überwachung der für eine Zone relevanten Frequenz.

3.3.1.1 Die heutige Praxis

Die Netzführung erfolgt grundsätzlich über die Netzleitstellen. Über die Netzleitstelle können im Falle von Netzengpässen im eigenen Netz im Rahmen des Netzengpassmanagements erforderliche Schaltungen im Fehlerfall auch automatisch übernommen werden. Gute lokale Kenntnisse erleichtern in diesem Falle natürlich auch eine Abschätzung des mit der Abschaltung verbundenen Risikos aus Kundensicht.

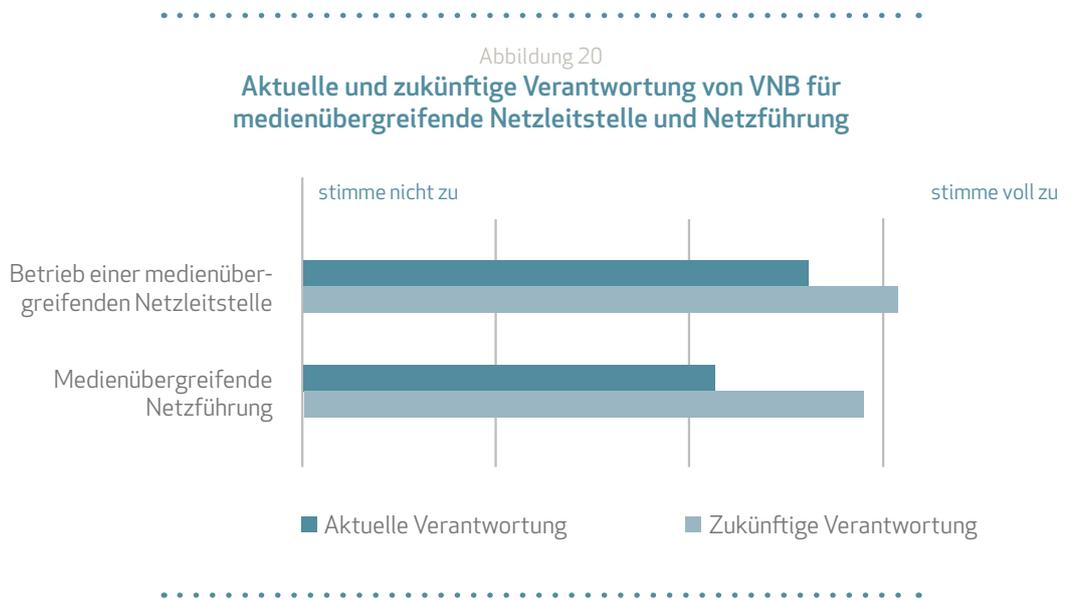
In vielen Fällen sind dort auch andere vom VNB betriebenen Infrastrukturen (wie z.B. Strom, Gas, Wasser und Fernwärme) aufgeschaltet, die allerdings derzeit noch vielfach getrennt geführt werden. In vielen Fällen erfolgt die Überwachung und Führung über sogenannte Querverbund- bzw. Verbundleitwarten (vgl. nachfolgende Abbildung 19). Diese bieten ein großes Synergiepotential, energetische Schiefstände im System können unmittelbar identifiziert und behoben sowie die unmittelbaren Auswirkungen auf die anderen Medien beobachtet werden.

Abbildung 19
Aktueller oder geplanter Betrieb einer Verbundleitwarte



Dieser große Vorteil wird auch von einer Vielzahl der befragten Netzbetreiber so gesehen. Daher betreibt der Großteil der befragten Netzbetreiber bereits heutzutage eine medienübergreifende Netzleitstelle mit einer entsprechenden Netzführung. Zukünftig sollen diese

Aufgaben der Netzführung nach Auffassung der befragten Netzbetreiber jedoch noch stärker in den Aufgabenbereich der Verteilnetzbetreiber fallen (vgl. Abbildung 20).



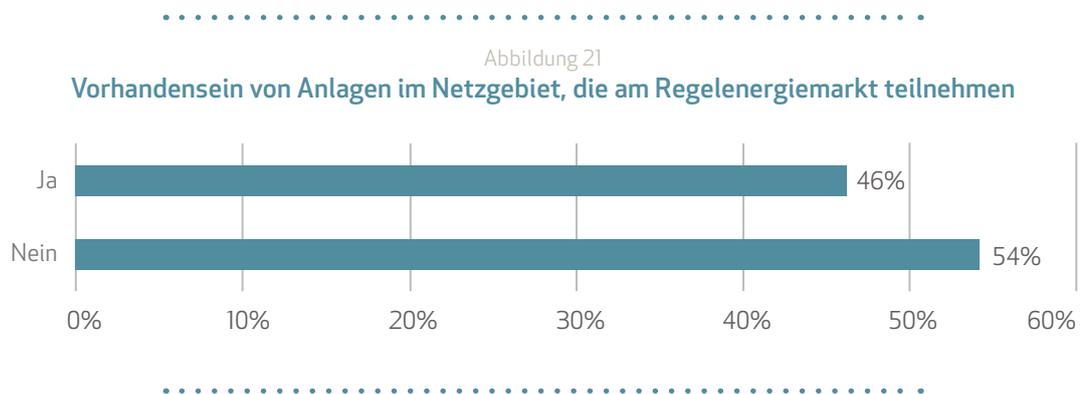
Die **Systemdienstleistungen** erbringt grundsätzlich jeder Netzbetreiber in eigener Verantwortung in seinem jeweiligen Netzgebiet. Damit erfüllen die Netzbetreiber ihre Pflicht zur netzbereichsübergreifenden Wahrnehmung der sog. **Systemverantwortung**, die für ÜNB aus § 13 Abs. 1 EnWG und für VNB aus § 14 Abs. 1 EnWG folgt.

„Systemdienliche Schalthandlungen sind in dem Netzgebiet zu vergüten, in dem sie erbracht werden.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Die **Frequenzhaltung** erfolgt fortlaufend mittels der Beschaffung von Regelleistung aus zentralen oder dezentralen Kraftwerken, über variabel zu- und abschaltbare Lasten oder über die automatische Frequenzentlastung. Die **ÜNB** übernehmen eine **zentrale Rolle** bei der Frequenzhaltung und organisieren den Markt zur Beschaffung der erforderlichen Regelleistung. Die von den ÜNB kontrahierte Regelleistung lässt sich in die Produktkategorien Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung unterteilen. Zunehmend erbringen auch **Anlagen Regelleistungen**, die in den **Verteilnetzen verortet** sind. Daher müssen die VNB die ÜNB bei der Abwicklung (z.B. beim Abruf von Regelleistung aus dezentralen Anlagen) unterstützen und somit bei der Aufgabe der Frequenzhaltung mitwirken. In der Studie gibt etwa die Hälfte der Teilnehmer an, dass sich in ihrem Netz Anlagen befinden, die am Regelenergiemarkt teilnehmen (vgl. Abbildung 21). Bei der Auswertung der Antworten anhand der Unternehmensgröße ergibt sich ein einheitliches Bild. So steigt der Anteil an VNB mit Regelenergieanlagen mit zunehmender Unternehmensgröße. Hinsichtlich der Verteilung zwischen städtisch und ländlich geprägten Netzbetreibern ist das Bild etwas uneinheitlicher, jedoch grundsätzlich zu erwarten: Städtische VNB und über ein großflächigeres Versorgungs-

gebiet tätige Netzbetreiber haben im Vergleich zu ländlichen VNB einen höheren Anteil an Regelenergieanlagen.



Jeder Netzbetreiber (ÜNB und VNB) ist im Grundsatz für die **Betriebsführung** im eigenen Netz verantwortlich (§ 11 EnWG). Dies umfasst die Überwachung und Einhaltung der physikalischen Grenzwerte der einzelnen Anlagenkomponenten sowie der Laststabilität und die Bewirtschaftung von Einspeise- und Lastsituationen unter Berücksichtigung der Auslastung der einzelnen Betriebsmittel sowie insbesondere das **Netzengpassmanagement**.

Die **ÜNB** können im Rahmen des **Netzengpassmanagements** im Übertragungsnetz auf die Fahrweise der Kraftwerke mittels **Redispatch-Maßnahmen** Einfluss nehmen (§ 13 Abs. 1a EnWG). Diese Maßnahmen müssen überregional koordiniert werden. Weiter können die ÜNB **zu- und abschaltbare Lasten** kontrahieren (§ 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 4a EnWG). Diese Maßnahmen sind auf Letztverbraucher beschränkt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Ein weiteres Flexibilitätsinstrument für ÜNB enthält § 13 Abs. 6a EnWG. Danach können die ÜNB mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung (PtH-Technologie) abschließen. Außerdem können die ÜNB Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements abregeln (§ 13 Abs. 2 und Abs. 2a EnWG). Hierzu können Anordnungen auch zur Abregelung von Anlagen in den Verteilnetzen ergehen.

Die **VNB** übernehmen die **Betriebsführung** und das **Netzengpassmanagement** in den eigenen Netzen. Der Gesetzgeber hat den VNB allerdings deutlich **weniger Flexibilitätsinstrumente** zugedacht als den ÜNB. § 14a Satz 2 EnWG beschränkt sich auf unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen wie elektrische Wärmepumpen und Ladesäulen für Elektromobilität. Für die Kontrahierung solcher unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen dürfen die VNB den Netznutzern ein reduziertes Netzentgelt anbieten. Da in § 14a Satz 2 EnWG die klassischen Instrumente der Sektorenkopplung genannt werden, zeigt die Vorschrift auch deutlich, dass der Gesetzgeber die Umsetzung der Sektorenkopplung bei den VNB verortet wissen will.

Die **Sektorenkopplung** bietet den **VNB** andererseits auch ein zusätzliches **Ausgleichs- und Speicherpotential** im Verteilnetz. Entsprechende Technologien zur Sektorenkopplung sind zwar bei den VNB teilweise schon vorhanden, diese befinden sich aber in vielen Fällen noch in der Entwicklungsphase.

Die **Spannungshaltung** ist eine Aufgabe, die jeder Netzbetreiber (ÜNB und VNB) seit jeher selbst für sein eigenes Netz erfüllt. Die Erfüllung dieser lokal bzw. regional wirksamen Aufgabe erfolgt im Wesentlichen durch die Bereitstellung von Blindleistung, die benötigt wird, um im Wechsel- bzw. Drehstromnetz Wirkleistung vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Dafür nutzt der jeweilige Netzbetreiber eigene oder an sein Netz angeschlossene Anlagen. Die Spannungshaltung muss in verbundenen Netzen zwischen den Netzbetreibern abgestimmt werden.

Der **Versorgungswiederaufbau** im Falle eines Blackouts erfolgt maßgeblich durch den Einsatz von schwarzstartfähigen Großkraftwerken über die Übertragungsnetze hin zu den Verteilnetzen („top down“). Maßgebliche Koordinationsbefugnisse kommen daher dem ÜNB zu, der die erforderlichen Maßnahmen mit benachbarten ÜNB, den VNB und ggf. bestimmten Erzeugungsanlagen koordiniert. Im Transmission Code 2007 wird dem **ÜNB** die Gesamtkoordination des **Versorgungswiederaufbaus** zugewiesen, da der Versorgungswiederaufbau derzeit noch maßgeblich durch den Einsatz von schwarzstartfähigen Kraftwerken erfolgt („top down“).

„Die Durchführung von Systemdienstleistungen muss zum einen monetär und zum anderen schalthandelnd auf die beteiligten Marktakteure gerecht aufgeteilt werden.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

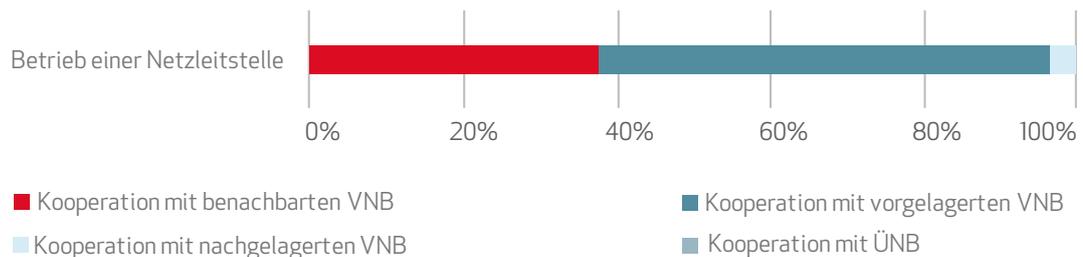
3.3.1.2 Heutige Kooperationsmodelle

Die Netzleitstelle ist Kern der Netzführung und wesentliches Kriterium zum Gelingen der Energiewende vor Ort. Daher ist nicht verwunderlich, dass die überwiegende Zahl der befragten Netzbetreiber eine Netzleitstelle vollständig oder überwiegend in Eigenleistung betreibt (vgl. Abbildung 22).



Wenn dies nicht der Fall sein sollte, werden gerne Kooperationen zwischen benachbarten oder dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber eingegangen (vgl. Abbildung 23).

Abbildung 23
Kooperationspartner bei Leistungserbringung (Betrieb Netzleitstelle)



Die praktisch wohl relevanteste Kooperation im Bereich der Netzführung erfolgt im Rahmen der Abwicklung der **Kaskade** zwischen den Netzbetreibern zur Durchführung von Maßnahmen der Systemverantwortung nach den § 13 Abs. 1 bzw. § 14 Abs. 1 EnWG. Danach sind sowohl ÜNB als auch VNB bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit im jeweiligen Versorgungsgebiet berechtigt und verpflichtet, diese durch entsprechend geeignete marktbezogene Maßnahmen und Notfallmaßnahmen zu beseitigen. Grundsätzlich kann ein Netzbetreiber einen anderen Netzbetreiber im Rahmen der Kaskade zur Mitwirkung bei der Beseitigung eines Netzengpasses oder einer Netzstörung verpflichten. Auffordernder Netzbetreiber kann dabei sowohl der ÜNB gegenüber dem VNB als auch umgekehrt der VNB gegenüber dem ÜNB sein, je nachdem, an welcher Stelle die Störung im Netz auftritt. Beide müssen demzufolge die relevanten Schnittstellen zur Kommunikation und zur technischen Durchführung einrichten und bereithalten.

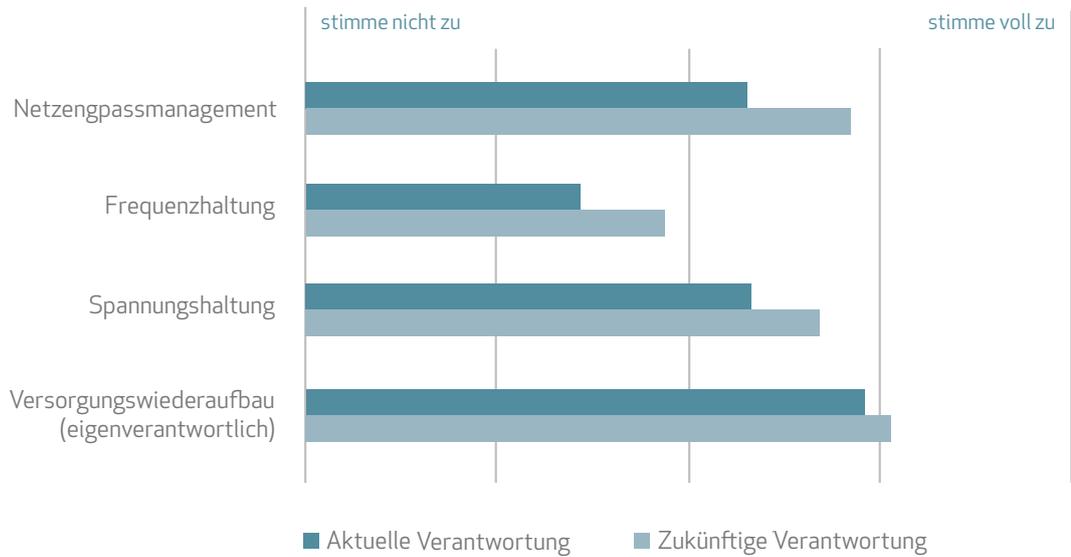
Insbesondere bei Redispatch-Maßnahmen über Anlagen in Verteilnetzen kann es zu Konflikten zwischen ÜNB und VNB kommen, beispielsweise zu Netzengpässen im Verteilnetz. Bereits heute gibt es Pilotprojekte, z.B. zwischen Amprion und Westnetz oder der ARGE FNB Ost mit 50Hertz, zum koordinierten Einsatz von Redispatch-Maßnahmen des ÜNB in Verteilnetzen. Dadurch können gegenseitige Netzbeeinflussungen vermieden, vorhandene Flexibilität optimal genutzt und effiziente Gegenmaßnahmen zur Engpassbehebung erreicht werden.

3.3.2 Blick ins Jahr 2030

Mit Blick auf das Jahr 2030 werden sich die Aufgaben der **Netzführung** und der Erbringung von **Systemdienstleistungen** für die Netzbetreiber **nicht grundsätzlich** ändern, aber es werden insbesondere wesentlich **mehr dezentrale Anlagen** und **Effekte aus der Sektorenkopplung** zu berücksichtigen sein. Die vorgenannten Maßnahmen, die im Zusammenhang mit der Netzführung erbracht werden müssen, haben nunmehr eine wesentlich **stärkere regionale bzw. lokale Auswirkung**.

Dies bestätigen auch die Ergebnisse der Marktumfrage bei den Netzbetreibern (vgl. Abbildung 24). Insgesamt ist auffällig, dass alle VNB für die Zukunft eine noch stärkere Verantwortung für die Übernahme der Tätigkeiten Netzengpassmanagement, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau sehen.

Abbildung 24
Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB in der Systemführung



3.3.2.1 Betriebsführung und Sektorenkopplung

Die **Betriebsführung** wird in der bekannten Aufgabenverteilung erhalten bleiben. Das **Netzengpassmanagement** im Verteilnetz aufgrund der verstärkt dezentral erfolgenden Einspeisung wird **zukünftig wesentlich komplexer** ausfallen. Die **VNB** werden zukünftig verstärkt die Aufgabe der **Steuerung** und der **Beseitigung** von **Netzengpässen** im eigenen **Verteilnetz** übernehmen müssen. Dazu könnten die VNB im Rahmen des Flexibilitätsmanagements flexible Erzeuger und abschaltbare Lasten im Verteilnetz ansteuern.



BLICK AUF DIE PRAXIS

Decarbonisierung im Bereich der elektrischen Energieerzeugung bedeutet jenseits von „offshore“ zwingend die Dezentralisierung der Energiebereitstellung. Um weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit zu erreichen, muss die Fahrweise vieler dezentraler Anlagen gebündelt werden. Für eine solche Steuerung bzw. Automatisierung stünden die ÜNB sicher gerne bereit. Dafür wird „nur“ eine digitale Plattform benötigt, aber diese bedarf nicht einer zentralen Verwaltung. Die


 Plattform könnte vielfach kopiert und dezentral zur Anwendung gebracht werden. Nur dann werden die Vorteile der lokalen, dezentralen Energiebereitstellung und -nutzung umgesetzt. Dezentrale Strukturen verlangen nach lokalen technischen Kenntnissen, insbesondere von Netzanschlusssituation sowie von Erzeugungspotentialen und Verbrauchssenkungen.
 

Die VNB werden auch die Aufgabe übernehmen, die **Sektorenkopplung** in Verteilnetzen **voranzutreiben** und die entsprechenden technischen Vorrichtungen hierfür zu installieren. Die **Sektorenkopplung** lässt sich nur dezentral umsetzen. Eine Steuerung dieser Anlagen kann nur durch den VNB erfolgen. Damit würden ihnen **zusätzliche Flexibilitätsoptionen** zur Verfügung stehen. Schließlich kennen die VNB ihr eigenes Netz am besten und das dort vorhandene oder noch zu schaffende Flexibilitätspotential³⁴ und können es auch am besten steuern. Die bestehenden Netzstrukturen können weiter genutzt werden. Umgekehrt wird voraussichtlich das Flexibilitätspotential der ÜNB immer stärker zurückgehen, da immer mehr Großkraftwerke vom Netz gehen werden.

„Der regulatorische Rahmen muss derart gestaltet werden, dass alle netzdienlichen Maßnahmen gleichermaßen gefördert werden und somit der aktuell bestehende Fokus auf die kapitalintensiven Maßnahmen abgelöst wird.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Durch den Einsatz der an der Sektorenkopplung beteiligten Anlagen über eine Verbundleitwarte können energetische Ungleichgewichte auf unterster Ebene ausgeglichen und so in deren Auswirkung lokal begrenzt werden. Eine überregionale und flächendeckende Bewirtschaftung des Ungleichgewichtes kann somit meist entfallen, da diese unmittelbar am Ort ihrer Entstehung im Keim erstickt werden.



BLICK AUF DIE PRAXIS


 Eine steigende Anzahl an Verbrauchern erzeugt einen Teil der benötigten elektrischen Energie selbst (Prosumer). Wenn diese Entwicklung vom Gesetzgeber weiterhin gewollt ist, würde es ohne lokale Beteiligung und aktives, lokales Management durch die VNB zu einer gravierenden Schwächung der Netzstabilität kommen.
 

³⁴ Durch die zunehmende datentechnische Erschließung und Ausstattung des Netzes mit Automatisierungs- und Fernwirktechnik können Belastungen der einzelnen Betriebsmittel und des Netzzustands künftig wesentlich detaillierter und flächendeckender festgestellt werden. Dies ermöglicht eine verstärkte (Echtzeit-)Diagnostik sowie Vorteile beim regionalen Flexibilitätsmanagement. Dadurch lassen sich genau Ableitungen für die Steuerung des Netzes sowie für die Netzplanung gewinnen. Die höhere datentechnische Erschließung wird zudem den lokalen bzw. regionalen Ausgleich von Lasten und dezentraler Erzeugung ermöglichen. Diese Möglichkeiten werden ebenso durch den zukünftigen intelligenten Messbetrieb verstärkt, wo zukünftig auch Echtzeitählerdaten in die Netzdiagnostik eingebunden werden können.

Ein aktives **Netzengpassmanagement** mit der **Nutzung von Flexibilität** erfolgt bislang noch nicht flächendeckend bei den VNB. Mit den medienübergreifenden Netzleitstellen sind vielerorts aber bereits sehr günstige Voraussetzungen vorhanden, Anlagen, die zur **Sektorenkopplung** genutzt werden können (beispielsweise PtX-Anlagen), in das System zu integrieren, um die konvergente Nutzung verschiedener Medien überwachen und steuern zu können.



BLICK AUF DIE PRAXIS

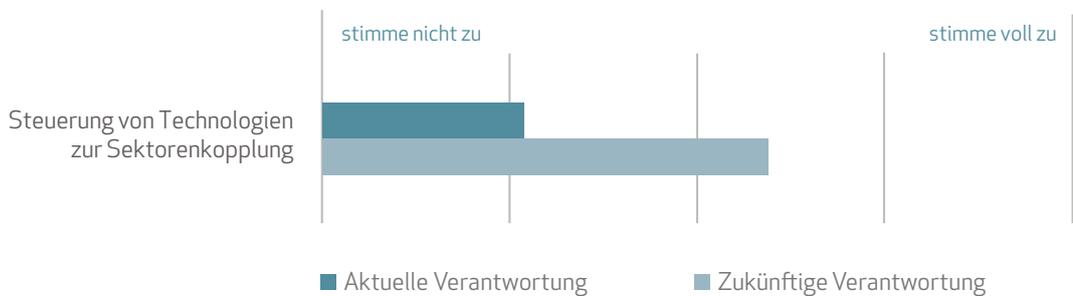
Ein wesentlicher Vorteil der lokalen Nutzung dezentral erzeugter Energiemengen durch die Sektorenkopplung, welche auch bereits heute insbesondere durch die Kraft-Wärmekopplung umgesetzt wird, liegt in der Verringerung der Transportwege, wodurch Verlustenergiemengen und CO₂-Emissionen minimiert werden. Eine effektive Sektorenkopplung setzt unter anderem die genaue Kenntnis der in einem Bilanzraum zur Verfügung gestellten und genutzten Energiemengen voraus. Daher müssen relevante Daten für alle Energiearten wie Strom, Gas und Wärme automatisiert abgerufen und ausgewertet werden. Es muss ferner eine automatische Verknüpfung der in den zugehörigen Verbrauchs- und Bereitstellungstechnologien erfolgen. Dazu müssten mehrere Marktrollen interagieren, die derzeit aufgrund des Unbundling bestehen.

Teilweise werden diese Aufgaben von VNB erfolgreich wahrgenommen. Die VNB sehen daher die zukünftige Aufgabe, eine noch stärkere Steuerung von Technologien zur Sektorenkopplung, neben den bereits praktizierten Verfahren, vorzunehmen (vgl. Abbildung 25).



Abbildung 25

Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Steuerung von Technologien zur Sektorenkopplung



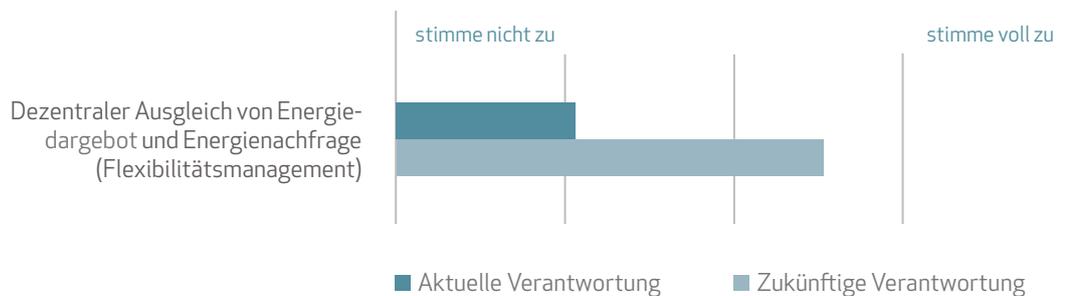


BLICK AUF DIE PRAXIS

Aus Sicht eines effizienten Einsatzes bestehender Ressourcen sollten lokale Energiequellen, wie Abwärme, Umgebungswärme, Solarenergie und Windenergie stärker genutzt werden, um die lokale Versorgung sicherzustellen. So ergibt sich ein vielfältiges System, das unter anderem aus Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen und Wärmepumpen besteht. Bei vollständiger Ausnutzung der vorhandenen lokalen Energiequellen wird es zwangsläufig zu lokalen, temporären Überkapazitäten kommen. Diese sind über ein geeignetes System zu transportieren und verteilen, so dass Umwandlungsverluste gering gehalten werden und ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erfolgen kann. Verbindende Elemente können die Elektrizitäts-, Gas- und Wärmeverteilnetze sein, an welche kleine KWK-Anlagen (z.B. in Form von Brennstoffzellen), Ladesäulen, Wasserwärmespeicher oder gar Elektrolyseure angeschlossen werden. Die Infrastrukturnetze sind somit ein elementares Verbindungselement zur Realisierung des physischen Ausgleichs. Ein reibungsloser Betrieb wird nicht funktionieren, wenn eine Vielzahl von Protagonisten individuelle Betriebsweisen umsetzen wollen. Es bedarf also des Betriebes einer lokalen Plattform, über die alle relevanten Informationen und Prognosen über Erzeugung und Verbrauch unabhängig vom jeweiligen Energieträger zusammengeführt, weiterverarbeitet und die einzelnen Anlagen gesteuert werden. Einzelne Aspekte werden heutzutage bereits über den Betrieb einer Querverbundleitwarte abgebildet.

Bei etwa der Hälfte der abgefragten Netzbetreiber befinden sich Anlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen und somit grundsätzlich das Potential zum Einsatz auch im lokalen Umfeld haben. Dieser Aufgabe wird zukünftig ein höherer Stellenwert zugewilligt als dies in der Vergangenheit der Fall war. Nach Auffassung der befragten Netzbetreiber wird der dezentrale Ausgleich von Einspeisung und Erzeugung im Rahmen der Netzführung zukünftig stärker in den Aufgabenbereich von Verteilnetzbetreibern fallen (vgl. Abbildung 26).

Abbildung 26
Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB für Flexibilitätsmanagement



Im Rahmen der Aufgabe Betriebsführung wird weiter der Bedarf der **Koordinierung zwischen den Netzebenen** bis 2030 mit zunehmendem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen weiter erheblich ansteigen. Die hohe Anzahl an dezentral angeschlossenen Erzeugungsanlagen kann zu einer Umkehr der Lastflüsse führen, da Überschüsse ins Übertragungsnetz abtransportiert werden müssen. Dadurch könnten vermehrt Netzeingriffe notwendig werden. Daher stellen sich neue Anforderungen im Rahmen der Kooperationspflicht zwischen Netzbetreibern bei der **Abwicklung der Kaskade** im Rahmen der §§ 13 und 14 EnWG. Zunehmend werden die Anforderungen zu Maßnahmen der Systemstabilität daher auch von den VNB ausgehen und sich an den ÜNB richten müssen.

3.3.2.2 Sonstige Systemdienstleistungen

Auch die sonstigen Aufgaben im Rahmen der **Systemdienstleistungen** werden bis zum Jahre 2030 hin **hauptsächlich quantitative Änderungen** erfahren.

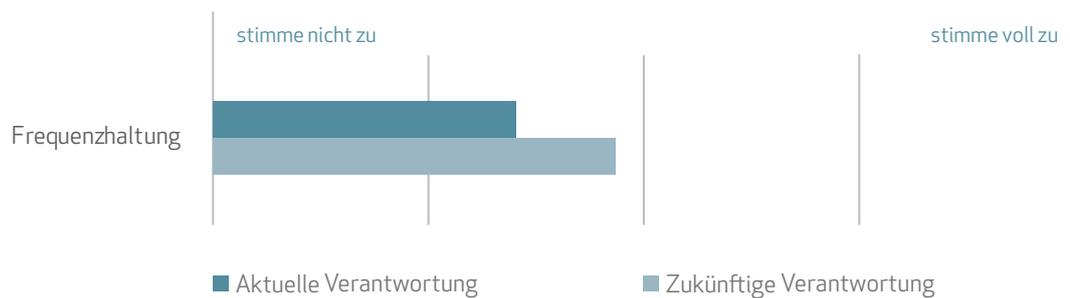
Die Aufgabe der **Frequenzhaltung** wird weiterhin bei den **ÜNB** bleiben. Allerdings sind Veränderungen bei der Erfüllung dieser Aufgabe zu erwarten, denn bislang wurde die Flexibilität konventioneller Großkraftwerke als Regelleistung zum Leistungsbilanzausgleich von Einspeisungen und Lasten genutzt. Politische oder wirtschaftliche Faktoren führen jedoch dazu, dass solche Kraftwerke verstärkt durch dezentrale Erzeugungsanlagen ersetzt werden. Die **VNB** werden damit **stärker** in die **Regelleistungserbringung** einbezogen werden als bislang. Damit verbunden ist auch eine zunehmende netztechnische Beeinflussung der Verteilnetze durch die Regelleistungsabrufe zu erwarten. Auch das Instrument der **automatischen Frequenzlastung** wird in Verteilnetzen immer wichtiger.

Insgesamt ist auffällig, dass die im Rahmen der Studie befragten **VNB** für die Zukunft eine noch **stärkere Verantwortung** für die Übernahme der Aufgaben aus dem Bereich der **Frequenzhaltung** bei sich sehen, so dass sich hinsichtlich dieses Punktes zukünftig eine gesteigerte Anzahl Netzbetreiber eine solche Tätigkeit vorstellen kann (vgl. nachstehende Abbildung 27). Damit dürfte aber vor allem gemeint sein, dass VNB immer mehr Unterstützungsfunktionen

für den Einsatz der Regelenergieanlagen übernehmen müssen oder auch durch Instrumente wie die automatische Frequenzentlastung ihren Beitrag leisten. Die befragten Netzbetreiber sehen allerdings die Aufgabe der Frequenzhaltung auch künftig tendenziell stärker beim ÜNB verortet.³⁵

Abbildung 27

Aktuelle und zukünftige Verantwortung von VNB in der Frequenzhaltung



Mit einer Vielzahl neuer Erzeugungsanlagen in der Nieder- und Mittelspannungsebene wird auch die **Spannungshaltung** im Verteilnetz eine zentrale Aufgabe der VNB darstellen. Der Blindleistungsbedarf kann zukünftig nicht mehr im gleichen Umfang wie bisher aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz gedeckt werden. Die VNB müssen Blindleistungsquellen im eigenen Netz erschließen. Um den Blindleistungsbedarf so gering wie möglich zu halten, können innovative Technologien und Konzepte eingesetzt werden.

Der **Versorgungswiederaufbau nach einem Störungs- oder Blackoutfall** wird mehr und mehr unter aktiver Einbindung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen erfolgen müssen. Der ÜNB wird aber auch in Zukunft noch vielfach die Aufgabe der Gesamtkoordination übernehmen. Es wird aber auch die Möglichkeit bestehen, bestimmte Netze bei ausreichender Erzeugungskapazität und Trennbarkeit als **Inselnetze** autark und unabhängig vom Gesamtsystem wieder in Betrieb zu nehmen. Diese Aufgabe wird aber typischerweise bei den VNB liegen.

³⁵ Es erscheint zunächst kontraintuitiv, dass die befragten VNB eine Verschiebung der Verantwortung für die Frequenzhaltung angegeben haben. Dies erklärt sich (auf der Basis von individuellen Nachfragen) dadurch, dass damit nicht eine Übernahme der Verantwortung sondern eine stärkere Mitwirkung durch die VNB erwartet wird, weil sich die Regelenergie erbringenden Anlagen künftig vermehrt in den Verteilnetzen befinden werden.



4 RECHTLICHER UND REGULATORISCHER HANDLUNGSBEDARF FÜR DAS JAHR 2030

Anhand der oben dargestellten Ergebnisse wird deutlich, dass für die Erfüllung der mit der aktuellen und zukünftigen Rolle der VNB verbundenen Anforderungen eine weitgehende Umgestaltung der vorhandenen Infrastruktur notwendig ist. Insbesondere der Ausbau der **Sektorenkopplung** wird eine entscheidende Rolle im Rahmen der Energiewende spielen. Voraussetzung für deren Umsetzung ist der Zugang zu allen relevanten Medien (Strom, Gas, Wärme etc.); dieser ist nur bei den VNB vorhanden. Zur Steuerung der neu hinzukommenden Anlagen, die auch zusätzliche Flexibilität bieten, ist ein intelligenter Netzausbau zur Ausnutzung bereits vorhandener Betriebsmittel erforderlich.

Wie sich aus Abschnitt 3 ergeben hat, werden sich die Aufgaben der VNB bis zum Jahr 2030 nicht wesentlich qualitativ verändern. Es ist aber erkennbar, dass sich die Komplexität der Aufgaben wesentlich erhöhen wird. Die dortigen Ausführungen haben auch gezeigt, dass die VNB diese immer umfangreicher werdenden Aufgaben im Netzbetrieb bereits derzeit gut erledigen und auch zukünftig übernehmen können und wollen. Will der Gesetzgeber die qualitativ hochwertige Aufgabenerfüllung durch VNB anerkennen, muss er ihnen zum einen das **geeignete Handlungsinstrumentarium** an die Hand geben, um den zukünftig immer umfangreicher werdenden Aufgabenkatalog bewältigen zu können. Außerdem müssen die entsprechenden **finanziellen Anreize** zur **Investition** in die entsprechenden **Technologien gesetzt** und die bestehenden **rechtlichen Hemmnisse beseitigt** und **Interessenkollisionen aufgelöst** werden.

„Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist im aktuellen Regulierungsrahmen mit Risiken verbunden. Die Einschätzung, ob eine effiziente Leistungserbringung erfolgt oder erfolgen kann, ist nicht möglich.“

Teilnehmer der Umfrage

Wir haben im Folgenden ausgewählte Themenbereiche identifiziert, in denen derzeit noch Hemmnisse für die Aufgabenbewältigung der VNB bestehen und den entsprechenden Handlungsbedarf für den Gesetzgeber aufgezeigt.

4.1 KATALOG DER FLEXIBILITÄTSINSTRUMENTE DER VNB ERWEITERN

Den VNB sind die erforderlichen Instrumente zur Steuerung des Verteilnetzes an die Hand zu geben. Dies sind zu- und abschaltbare Lasten, Instrumente zur Steuerung von Technologien



der Sektorenkopplung, die rechtlichen Rahmenbedingungen für regionale Flexibilitätsmärkte sowie die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern.

4.1.1 Zu- und abschaltbare Lasten

Bis zum Jahre 2030 wird für VNB ein immer größer werdender Bedarf entstehen, die vielen neu hinzugekommenen dezentralen Einspeiseanlagen, Verbraucher und Prosumer effizient steuern zu können. Derzeit bestehen für VNB **keine rechtlichen Möglichkeiten** zum Abschluss von **marktbasierten Abschaltvereinbarungen** mit Erzeugungsanlagen und/oder Lasten (marktbasiertes Redispatch) im Verteilnetz. Zumindest ist die den Vertragspartnern im Gegenzug zu zahlende Vergütung im Rahmen der Netzentgelte nicht berücksichtigungsfähig. Abschaltbare Lasten sind gesetzlich hauptsächlich für ÜNB vorgesehen, beispielsweise in § 13 Abs. 4a EnWG und der dazu erlassenen Verordnung über Abschaltbare Lasten (AbLaV). Für VNB regeln die §§ 14 und 14a EnWG im Wesentlichen nur die Möglichkeit zur Abschaltung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in Niederspannung.

Gesetzliche Vorgaben zum Einsatz **zuschaltbarer Lasten** gibt es auf Verteilnetzebene ebenfalls kaum. Zwar umfasst der Verweis in § 14 Abs. 1 EnWG auf § 13 EnWG auch dessen Abs. 1 Nr. 2, in dem zuschaltbare Lasten als Unterfall der sogenannten marktbezogenen Maßnahmen definiert sind. Eine nähere Konkretisierung auf Verteilnetzebene ist allerdings bislang nicht erfolgt. Auf ÜNB-Ebene gibt es mit § 13 Abs. 6a EnWG bereits Vorgaben für große KWK-Anlagen als zuschaltbare Lasten, die aber soweit ersichtlich noch keinen praktischen Anwendungsbereich haben.

Im Rahmen des **Netzengpass- und Flexibilitätsmanagements** sind die §§ 14 und 14a EnWG sowie die AbLaV daher um entsprechende Flexibilitätsinstrumente für **VNB wie zu- und abschaltbaren Lasten** gesetzlich zu erweitern (beispielsweise durch Demand-Response in der Industrie, die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen, Demand-Side-Management in Haushalten). Flankiert werden müssten diese Maßnahmen durch entsprechende Anreize für VNB in die entsprechenden Infrastrukturmaßnahmen, insbesondere im Rahmen der Netzentgeltregulierung.

4.1.2 Sektorenkopplung

Wie bereits in Abschnitt 3.1 dargestellt wird, ist eine der wesentlichen Herausforderungen bis zum Jahr 2030 der bedarfsgerechte Netzausbau aufgrund der Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen und der Sektorenkopplung. Dabei könnte ein intelligenter Netzausbau ein kosteneffizientes Mittel zur besseren Ausnutzung bereits vorhandener Betriebsmittel und somit zur Verringerung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz darstellen. Dies wird auch durch die an der Umfrage teilnehmenden Netzbetreiber bestätigt (vgl. nachfolgende Abbildung 28).

.....

Abbildung 28

Reduktion des Netzausbaubedarfs durch innovative Konzepte



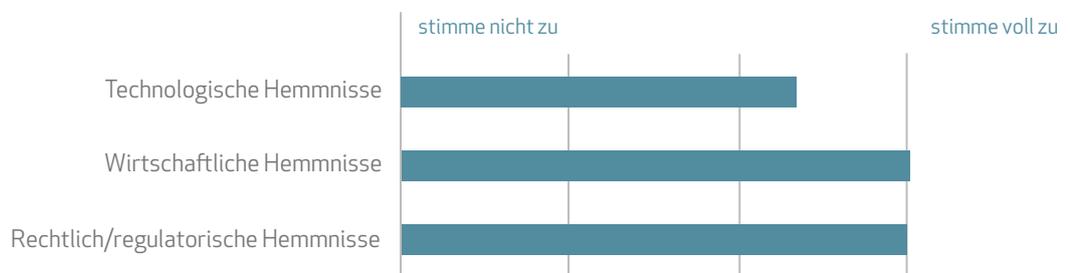
.....

Hemmnisse, die dem Einsatz innovativer Konzepte zur Reduktion des Netzausbaubedarfs entgegenstehen, existieren insbesondere in den wirtschaftlichen und rechtlich/regulatorischen Bereichen. Die erforderlichen Kompetenzen bei den VNB sind bereits vorhanden und die notwendigen Technologien sind hingegen überwiegend verfügbar (vgl. nachfolgende Abbildung 29).

.....

Abbildung 29

Hemmnisse bei der Netzplanung



.....

Durch den zukünftig verstärkten Einsatz von Technologien zur Sektorenkopplung bzw. die daraus resultierende konvergente Nutzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen ergeben sich ferner lokale Flexibilitätsoptionen zur Bewirtschaftung lokaler Netzengpässe. Um dieses Potential nutzbar zu machen, müssen jedoch **zunehmend bessere Überwachungs- und Steuerungsmöglichkeiten** durch **intelligente Betriebsmittel** und eine **höhere datentechnische Erschließung** im Versorgungsnetz sichergestellt werden. Die entsprechenden Voraussetzungen sind vielerorts noch zu schaffen.

Diese **zunehmend stärkere Bedeutung der Sektorenkopplung** führt zu mehr Gestaltungsmöglichkeiten der VNB bei der Netzplanung aufgrund höherer Freiheitsgrade. Dieser Mehrwert findet immer höhere Anerkennung. Es sollte jedoch betont werden, dass diese Aspekte nur in Verbindung mit dem Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen (mehrere Medien) realisierbar sind und insgesamt ein höherer Abstimmungsbedarf zwischen den einzelnen Fachbereichen notwendig ist.

Ferner könnten sich die rechtlichen Vorgaben des **Unbundling** (also der Trennung des Monopolbereichs Netzbetrieb von den Wettbewerbsbereichen, die aus den EU-Binnenmarktpaketen³⁶ resultiert) als Hindernis für eine erfolgreiche Sektorenkopplung herausstellen. Beispielsweise können im Rahmen von Konzessionierungsverfahren zwar die Umsetzung kommunaler Energiekonzepte als Nebenleistung zur Konzession vereinbart werden (§ 3 Abs. 2 Nr. 1, 2. HS. der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)). Allerdings sind diese Konzepte auf den Netzbereich beschränkt, vertriebliche und wettbewerbliche Aspekte, die zur erfolgreichen Umsetzung der Sektorenkopplung erforderlich wären, können folglich nicht vereinbart werden.

Aus diesen Gründen wären auch diesbezügliche Änderungen des Rechtsrahmens in Betracht zu ziehen. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass zumindest in Deutschland mit einer sehr effektiven Regulierung das zentrale Anliegen des Unbundling, nämlich die freie Lieferantenauswahl und der diskriminierungsfreie Netzbetrieb, als erreicht bezeichnet werden darf, und damit die heutigen Vorgaben zum Unbundling jedenfalls auf der Verteilnetzebene zumindest teilweise als überholt eingestuft werden können. Es geht auch nicht um das vollständige Abschaffen des Unbundling in Gänze, sondern darum, die einzelnen Formen des Unbundling auf den Prüfstand der fortdauernden Erforderlichkeit zu stellen.

4.1.3 Regionale Flexibilitätsmärkte

Wenn den VNB Flexibilitätsinstrumente an die Hand gegeben werden, müssen dafür auch **geeignete Märkte** geschaffen werden, um die Flexibilitätsoptionen zu handeln. Das **Strommarktdesign** in Deutschland basiert auf dem Grundsatz der **strikten Trennung von Markt- und Netzsphäre**. So erfolgt die Preisbildung in einer einheitlichen Gebotszone, so als ob das Stromnetz eine engpassfreie Kupferplatte wäre. Dabei sind die Anforderungen an Flexibilität regional stark unterschiedlich, sie richten sich nach der vorhandenen bzw. geplanten Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur des jeweiligen Netzgebietes. Eine Dynamisierung des Netzentgeltes in Abhängigkeit von der Netzsituation ist bisher nicht vorgesehen. Somit kann **kein Anreiz** für die **Letztverbraucher** gesetzt werden, die **Stromnachfrage zu verschieben**, um eine gleichmäßige Netzauslastung zu erreichen bzw. Netzengpässe und somit Netzausbau zu vermeiden.

Daher wäre zu erwägen, die **rechtlichen Rahmenbedingungen** für einen **regionalen Flexibilitätsmarkt** zu schaffen. Die **VNB** könnten dabei als **Organisator** dieses Flexibilitätsmarktes agieren, zugleich aber auch ein **wesentlicher Nachfrager** der dort angebotenen Leistungen sein. Letztverbraucher, Erzeuger und sonstige Anbieter und Nachfrager von Flexibilität könnten über sogenannte Aggregatoren gebündelt und konzentriert auf den Markt gebracht werden. Es sind dazu weitgehende Änderungen im Rahmen des § 14 EnWG erforderlich, flankiert durch eine entsprechende Verordnung, in der die entsprechenden Marktregeln eingebettet werden könnten. Wesentlicher Bestandteil wird auch die Berücksichtigung der finanziellen Aufwendungen des Netzbetreibers für die Beschaffung von Flexibilität im Rahmen der Netzentgeltbildung (ARegV) sein.

³⁶ Insbesondere aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EiTRL – RL 2009/72/EG).

Auf diese Weise können Flexibilitätsoptionen aus der Sektorenkopplung wie Power-to-Heat-Anlagen, Speicher, Elektroautos sowie weitere flexible Lasten und Erzeugung netzdienlich eingesetzt werden, anstatt diese zu bestimmten Zeiten abzuregeln.

4.1.4 Netzdienlicher Speichereinsatz

Der Einsatz von **Batteriespeichern als Flexibilitätsinstrumente** im Netzbereich („netzdienliche Betriebsmittel“) ist **nicht vorgesehen**, deren Kosten werden im Rahmen der Netzentgeltkalkulation mithin nicht anerkannt.³⁷ Batteriespeicher werden vielmehr dem nichtregulierten Geschäft zugeordnet (Unbundling). Obwohl Speicher doch perspektivisch den konventionellen Netzausbau reduzieren und einen effizienteren Netzbetrieb ermöglichen können, besteht für VNB kein Anreiz, diese Technologien einzusetzen. Somit ist zu fragen, ob die Vorgaben des Unbundling für den Speicherbetrieb noch sachgerecht sind.

4.2 DATENMANAGEMENT UND -AUSTAUSCH, MESSSTELLENBETRIEB

Daten in einer hohen räumlichen und zeitlichen Auflösung sind **unabdingbare Voraussetzung**, um einen **intelligenten Netzausbau** sowie **regionales Flexibilitätsmanagement** zu betreiben.³⁸ Nur mit diesen Daten ist ein sicherer und kosteneffizienter Netzbetrieb umsetzbar. Dies wird auch durch die befragten Verteilnetzbetreiber bestätigt (vgl. Abbildung 30).



Abbildung 30
Datenbedarf von Verteilnetzbetreibern

Die im Rahmen der Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende zur Verfügung stehenden Daten können zu einem intelligenten Netzausbau und zu einer besseren Steuerbarkeit des Energiesystems (Reduzierung der Spitzenlast, optimaler Einsatz von Betriebsmitteln) beitragen. Es ist daher systemtechnisch sinnvoll und erforderlich, dass Verteilnetzbetreiber über diese Daten in einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung verfügen.



³⁷ Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034 (2018), S. 9, 10.

³⁸ Dies trifft entsprechend auch auf die Netzplanung und die Netzführung zu.



Im Rahmen der Bilanzierung und der **Marktkommunikation** werden die **VNB** mit fortschreitendem Roll-Out von intelligenten Messsystemen bis zum Jahr 2030 **nicht mehr „Datendreh-scheibe“** sein. Vielmehr werden im Rahmen der sog. sternförmigen Marktkommunikation die Messdaten aus den intelligenten Messsystemen über das Smart-Meter-Gateway **direkt** an alle Marktbeteiligten übermittelt, eine Plausibilisierung und Ersatzwertbildung wird nicht mehr wie bisher beim VNB vorgenommen. Etablierte Marktprozesse und bestehende Systeme bei grundsätzlich bereits bestehender guter Datenqualität zu doppeln bzw. aufzuspalten, lässt keinen betriebs- oder volkswirtschaftlichen Nutzen erwarten. Darüber hinaus ist problematisch, ob und in welchem Umfang das jeweilige Smart-Meter-Gateway zu einer Plausibilisierung und Ersatzwertbildung in der Lage sein wird, wie die Clearing-Prozesse ausgestaltet werden und welche Auswirkungen bei komplexen Messkonzepten zu erwarten sind.³⁹ Es muss daher – gerade auch vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen (Steuerungs-)Verantwortung der VNB – **sichergestellt** werden, dass **allen beteiligten Akteuren, also auch den VNB**, die **notwendigen Informationen** und **Daten** zur Verfügung gestellt werden.

Weiter bringt das Messstellenbetriebsgesetz **wettbewerbliche Herausforderungen für die VNB** mit sich. Für die Refinanzierung des Roll-Out intelligenter Messtechnik gilt nunmehr ein System der sogenannten „Preisobergrenzen“, mit dem die Messstellenbetriebsentgelte für intelligente Messtechnik planwirtschaftlich begrenzt werden. Die Preisobergrenzen gelten unabhängig von den tatsächlich anfallenden Kosten und eventuellen Effizienzsteigerungen, wie sie im bewehrten System der Netzentgeltregulierung relevant sind.

„Im Rahmen der Regulierung sind keine Spielräume für die Entwicklung und Erprobung von Technik und Technologien. Schon die Umsetzung des gesetzlich Geforderten ist in wirtschaftlicher Hinsicht hoch riskant bzw. absehbar verlustbehaftet.“

Teilnehmer der Umfrage

Da die Preisobergrenzen lediglich für grundzuständige, nicht aber auch für wettbewerbliche Messstellenbetreiber gelten, werden sich dritte Anbieter im wettbewerblichen Segment nur noch um diejenigen Entnahmestellen bemühen, bei denen ein Roll-Out intelligenter Messtechnik wirtschaftlich ist. Die für den VNB als grundzuständigen Messstellenbetreiber in seinem Pflichtenkanon verbleibenden Entnahmestellen sind dann im Schwerpunkt solche, bei denen ein Roll-Out intelligenter Messsysteme im Wettbewerb nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Ob sich für diese Entnahmestellen im Rahmen der Grundzuständigkeit für die VNB ein wirtschaftliches oder ein unwirtschaftliches Szenario ergibt, hängt dann ausschließlich von der Frage ab, ob die ohne Berücksichtigung der tatsächlichen Kostenstruktur im Bereich des Messstellenbetriebs oder der Unterschiede der VNB-Strukturen in Deutschland gebildeten Preisobergrenzen für den jeweils grundzuständigen Messstellenbetreiber (VNB) auskömmlich sind oder nicht.

³⁹ Wagner, Weise (2016).

Da sich alle Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber gemeldet haben, wird eine auskömmliche Gestaltung der Preise unterhalb bzw. bis zur Preisobergrenze nur möglich sein, wenn entsprechend große Kooperationen eingegangen werden. Hierfür müssen die Kosten im Rahmen der Netzentgeltkalkulation anererkennungsfähig sein (dazu unter Ziffer 4.4.2).

Eine weitere systematische Erschwerung der Aufgabenwahrnehmung ergibt sich im Bereich der Digitalisierung und des Messwesens dadurch, dass nach den „gemeinsamen Auslegungsgrundsätzen der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu entflechtungsrechtlichen Fragen im Zusammenhang mit dem Messstellenbetrieb“ vom 14.07.2017 in Frage gestellt wird, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber (VNB) auch Aufgaben des wettbewerblichen Messstellenbetriebs wahrnehmen kann. Die Regulierungsbehörden leiten ein solches Entflechtungsgebot aus § 5 Satz 1 MsbG ab. Dieser Vorschrift kann aber keine rechtliche oder funktionale Entflechtung entnommen werden, die eine solche Beschränkung der wettbewerblichen Tätigkeit des grundzuständigen Messstellenbetreibers rechtfertigen würde.⁴⁰ Die genannte Vorschrift soll lediglich sicherstellen, dass im Messwesen auch Dritte tätig werden können, sie ist damit eine Liberalisierungs- aber keine Entflechtungsvorgabe.

4.3 AUFLÖSUNG VON KONFLIKTEN

Das **Instrumentarium der §§ 13 und 14 EnWG** ist für ÜNB und VNB grundsätzlich geeignet, um Gefährdung oder Störung der Versorgungssicherheit zu begegnen. Dies gilt auch, wenn künftig verstärkt Auslöser für Störungen oder Gefährdungen ebenso wie die Mittel zur Behebung eher dezentral in Verteilnetzen liegen werden.

Sofern ÜNB steuernd in die Netzfahrweise der VNB eingreifen müssen, wird es zukünftig häufiger zu Interessenkollisionen kommen, wenn der ÜNB z.B. auf Anlagen zugreifen möchte, die der VNB zur Gewährleistung der eigenen Netzstabilität anderweitig benötigt. Diese potentiell zunehmenden **Konfliktsituationen** zwischen ÜNB und VNB müssen im Wege einer **praktischen Konkordanz** anhand klar vereinbarter oder festgelegter Regelungen im **Zweifel zugunsten des VNB aufgelöst** werden. Daher sind klare Regeln für die Zugriffsmöglichkeiten auf Flexibilitätsoptionen in Form von Nutzungsrechten, Steuerungsvorgaben und Koordinationskonzepten (im Rahmen der Kaskade) in den §§ 13 und 14 EnWG zu etablieren.

Die Auflösung dieser potentiellen Interessenskonflikte zugunsten des VNB kann aus der Prämisse abgeleitet werden, dass der sachnächste Akteur, nämlich der VNB, auch unter Netzstabilitäts- und Effizienzgesichtspunkten die bestmögliche Entscheidung treffen wird.⁴¹ Wie die Ausführungen in Abschnitt 3 zeigen, kann eine solche Sachnähe und Netzkenntnis bei den VNB vorausgesetzt werden. Wenn dem VNB zunehmend die Aufgabe der Steuerung des Verteilnet-

⁴⁰ Dazu ausführlich: Eder, Charap (2017).

⁴¹ Dies ergibt sich aus der simplen Überlegung, dass ein schwarzgefallenes Verteilnetz einem Übertragungsnetzbetreiber noch mehr Probleme bereite als ein nicht-zugelassener Zugriff auf eine steuerbare Anlage.

zes zugewiesen wird, müssen ihm auch entsprechende weitergehende Kompetenzen eingeräumt werden. Die grundsätzliche Auflösung des potentiellen Konflikts trägt außerdem dem Subsidiaritätsprinzip Rechnung, wonach Entscheidungen grundsätzlich auf der unteren Ebene zu treffen sind. Nur wenn es sachlich gerechtfertigt ist, beispielsweise aus Kapazitätsgründen, kann die Kompetenz von der nächsthöheren Ebene wahrgenommen werden. Dem VNB muss somit grundsätzlich die Wahl der Mittel belassen werden, wie er seinen Aufgaben am effizientesten nachkommen kann (vgl. Abbildung 31).

Abbildung 31
Wahl der Mittel



4.4 FEHLANREIZE IM RAHMEN DER NETZENTGELTREGULIERUNG VERMEIDEN

Um den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit zu verschaffen, volkswirtschaftlich effiziente Entscheidungen zu treffen, anstatt nur betriebswirtschaftlich effiziente auf der Basis der vorhandenen Netzentgeltregeln, müssen Fehlanreize im Rahmen der Netzentgeltregulierung vermieden werden.

„Insbesondere städtische VNB werden mit geringen Effizienzwerten abgestraft. Innovative Lösungen zur Verbesserung des operativen Betriebskosten Geld, was nicht in der Erlösbergrenze abgebildet werden kann.“

Teilnehmer der Umfrage

4.4.1 Berücksichtigung von Anlagen der Sektorenkopplung

Voraussetzung für die **Umsetzung der Sektorenkopplung** ist der Zugang zu allen relevanten Medien (Strom, Gas, Wärme etc.), dies ist vor allem beim VNB gegeben. Wenn die entsprechenden **Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers** stehen und von diesem auch betrieben werden, wäre auch die **Kostentragung** zu regeln. Dafür wäre eine **gesonderte Kostenstelle** im Rahmen der **Netzentgeltkalkulation** zu schaffen. Dabei wäre auch die Zuordnung der Anlagen zum jeweiligen Medium zu klären. Zudem ist zu überlegen, in welchem Umfang diese Kosten

in die Netzentgelte überführt bzw. ob eine bundesweite Wälzung dieser Kosten gerechtfertigt ist, wenn durch den Betrieb der entsprechenden Anlagen ein Ausbau vorgelagerter Netze zum volkswirtschaftlichen Vorteil vermieden werden kann. Alternativ hierzu könnte ein Anreizsystem für den Betrieb von Technologien zur Sektorenkopplung etabliert werden. Dieses müsste auf die Bereitstellung der benötigten Flexibilität im Netz ausgerichtet sein und Situationen abbilden, in denen sich der Flexibilitätsbedarf im Netz konträr zum reinen Strommarkt verhält.

Insgesamt sollten jedoch die dezentralen Gestaltungsspielräume insbesondere im Hinblick auf die Effizienzgewinne durch die Sektorenkopplung unter Beachtung der zwingenden europäischen Vorgaben zur Entflechtung dadurch gewahrt werden, dass die bestehenden De-Minimis-Regelungen beibehalten werden.

4.4.2 Anerkennung operativer Kosten im Rahmen der Netzentgeltregulierung

Das aktuelle Regulierungsregime der Netzentgelte reizt im Rahmen der Netzausbauplanung vor allem **kapitalintensive Maßnahmen** an. Für diese wird dem VNB eine Rendite in Form der kalkulatorischen Eigenkapitalrendite zugesprochen, operative Kosten werden hingegen lediglich durchgereicht und sind somit ergebnisneutral.

„Investitionen in die Zukunft werden im Rahmen der Anreizregulierung nicht berücksichtigt. Bereits die notwendige Netzerneuerung wird damit konterkariert.“

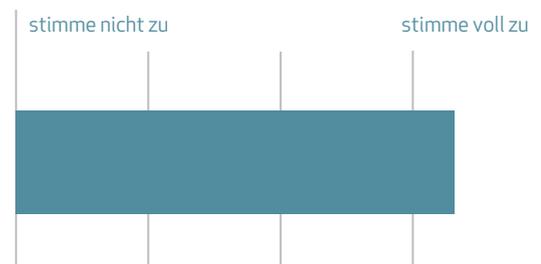
Teilnehmer der Umfrage

Technologien oder andere Maßnahmen, mit denen das Verteilnetz insbesondere für die Umsetzung der Sektorenkopplung intelligent und damit steuerungsfähiger gemacht werden können, sind üblicherweise nicht mit hohen Investitionskosten verbunden. Vielmehr müssen hierfür insbesondere neue Prozesse implementiert werden, die zu höheren aufwandsgleichen Kosten führen. Bisher erfolgt die Anerkennung von solchen **operativen Kosten** eines VNB, wie sie bei einer optimierenden Betriebsführung oder Einsatz bestimmter **innovativer Betriebsmittel** entstehen, lediglich im Basisjahr. Somit ist es für Verteilnetzbetreiber unwirtschaftlich, wenn die Kosten im Basisjahr nicht bzw. nicht in der jeweiligen Höhe enthalten waren. Somit besteht kein Anreiz, betriebsintensive Maßnahmen als Flexibilitätsoptionen gegenüber einem konventionellen Netzausbau einzusetzen (vgl. Abbildung 32).

Abbildung 32

Aktueller Fokus auf kapitalintensive Maßnahmen

Der regulatorische Rahmen muss derart gestaltet werden, dass alle netzdienlichen Maßnahmen (bspw. Leiterseilmonitoring) gleichermaßen gefördert werden und somit der aktuell bestehende Fokus auf die kapitalintensiven Maßnahmen abgelöst wird.



Neben einer fehlenden vollständigen Kostenanerkennung von innovativen Technologien ergeben sich **Nachteile** hinsichtlich des **Effizienzvergleichs**. Durch den konventionellen Netzausbau erhöhen sich für den Effizienzvergleich relevante Strukturparameter. Beim Einsatz einer optimierenden Betriebsführung oder innovativer Technologien, welche mit zusätzlichen operativen Kosten verbunden sind, erhöhen sich lediglich die Kosten bei gleichbleibenden Strukturparametern. Die Folge ist ein **schlechterer Effizienzwert** und somit eine **geringere Rendite** des Netzbetreibers, da Einsparungen durch einen vermiedenen Netzausbau unberücksichtigt bleiben.

Das aktuell geltende System der **Netzentgeltregulierung** wäre daher um ein **wirksames Instrument zur Förderung innovativer Technologien** zu ergänzen.⁴² Dieses Instrument müsste gewährleisten, dass die mit der Einführung von innovativen Technologien verbundenen operativen **Kosten vollständig und ohne Zeitverzug bei der Netzentgeltkalkulation berücksichtigt** werden können. Anknüpfungspunkt hierfür könnte die Regelung in § 11 Abs. 2 ARegV sein, mit der bestimmte Kosten der Netzbetreiber als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft werden, so dass diese bei der jährlichen Netzentgeltkalkulation zu aktualisieren sind. Ferner wäre sicherzustellen, dass die **Netzbetreiber** aufgrund der Vermeidung eines notwendigen Netzausbaus durch die Einführung innovativer Technologien im **Effizienzvergleich nicht benachteiligt** werden. Insoweit würde die Einstufung der Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV wiederum in die richtige Richtung gehen, da diese Kosten dann nicht mehr als Aufwandsparameter beim Effizienzvergleich zu berücksichtigen wären und insoweit zu einer Besserstellung führen würden. Perspektivisch erscheint es sinnvoll, den Einsatz innovativer Technologien auch im Rahmen des Effizienzvergleichs zu berücksichtigen, um eine Fehlsteuerung in Richtung eines konventionellen Netzausbaus zu vermeiden. Dies könnte über eine entsprechende Ergänzung des in § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV aufgeführten Katalog möglicher Strukturparameter erfolgen.

„Höhere Kosten für Zukunftsinvestitionen können derzeit nicht über Netzentgelte umgelegt werden.“

Teilnehmer der Umfrage

⁴² So auch Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034 (2018), S. 12.

Außerdem ist die Erbringung von **Systemdienstleistungen** als eine für die Steuerung des Verteilnetzes notwendige Aufgabe der VNB einzustufen. Es wäre daher durch eine Anpassung von Stromnetzentgeltverordnung und Anreizregulierungsverordnung sicherzustellen, dass die für die Erbringung von Systemdienstleistungen bei den VNB entstehenden **Kosten über die Netzentgelte weitergegeben** werden können.⁴³ Dies könnte insbesondere durch die Aufnahme dieser Kosten in den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des § 11 Abs. 2 ARegV erfolgen.

Schließlich wird effiziente und insbesondere den neuen Anforderungen gerecht werdende Aufgabenerfüllung für die VNB leichter gelingen, wenn sie hierfür **Kooperationen** bilden. In der bisherigen Regulierungspraxis ist indes feststellbar, dass die für die **Bildung von Kooperationen** bzw. insbesondere die Erbringung von Dienstleistung innerhalb der Kooperationspartner **entstehenden Kosten** regelmäßig **nur mit erheblichen Kürzungen** von den Regulierungsbehörden **anerkannt** werden.⁴⁴ Hintergrund hierfür ist die von den Behörden angeführte Forderung eines Nachweises zur Angemessenheit bzw. Marktgerechtigkeit der jeweils in Rechnung gestellten Kosten. Um die **Kosten** für die Eingehung von **Kooperationen auf die Netzentgelte umlegen** zu können, wäre es ferner denkbar, dass in die bereits bestehenden Regelungen zur Prüfung von Kosten aus der Erbringung von Dienstleistungen (insbesondere § 4 Abs. 5a Strom- und GasNEV) ein transparentes und praktikables Prüfprogramm aufgenommen wird.

4.4.3 Dynamisierung der Netzentgelte

Von großer Bedeutung für das Gelingen der Energiewende ist ferner, ob das System der Netzentgeltssystematik auch zukünftig geeignet sein wird, eine möglichst verursachungsgerechte Weitergabe der für die Nutzung der Infrastruktur entstehenden Kosten sicherzustellen und damit die Gewähr dafür bietet, dass die richtigen Signale für eine sinnvolle Steuerung der Netznutzung durch die Verbraucher bzw. Einspeiser gegeben werden.

Das aktuell bestehende **System zur Ermittlung der Netzentgelte** ist insbesondere dadurch gekennzeichnet, dass **Netzentgelte nur für Entnahmen** zu entrichten sind. Von Bedeutung ist auch die Kostenwälzung, nach der die Netzkosten ausgehend von der Übertragungsebene auf die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene gewälzt werden, so dass bei einer Entnahme in der Niederspannungsebene die anteiligen Kosten aller vorgelagerten Ebenen mit in die Netzentgelte einfließen (vgl. § 14 StromNEV). Dieses System stößt an seine Grenzen, wenn Strom nicht von einer höheren Netzebene auf eine nachgelagerte Netzebene und dann letztlich an die Entnahmestelle weitergegeben wird, sondern Strom von der Verteilnetzebene in höhere Netzebenen gespeist wird. Diese Fälle der Rückspeisung sind in vielen Regionen mit starker dezentraler Erzeugung bereits heute der Regelfall. In der Stromnetzentgeltverordnung ist nicht konkret geregelt, wie die Abrechnung der Netzentgelte bei einer Einspeisung vom nachgelagerten Netz in das vorgelagerte Netz zu erfolgen hat.

⁴³ Mit Blick auf die Vereinheitlichung der Übertragungsentgelte wäre auch eine bundesweite Wälzung dieser Kosten denkbar.

⁴⁴ Vgl. Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034 (2018), S. 8.

Für die notwendige Fortentwicklung bzw. Neugestaltung der **Netzentgeltsystematik** werden verschiedene Lösungsansätze diskutiert, die zu teilweisen grundlegenden Veränderungen führen würden. Besondere Bedeutung wird dabei dem Erfordernis beigemessen, eine **Flexibilisierung auf der Verbrauchsseite zu fördern** und hiermit neue Steuerungsmöglichkeiten zu schaffen. Die Netzentgelte sollten daher so kalkuliert werden können, dass ein **netzdienliches Verhalten** in weitaus stärkerem Umfang zu **Vergünstigungen** führt. Daneben werden verschiedene Möglichkeiten zur Beteiligung der Erzeugungsanlagen an den Netzkosten erörtert. Ein denkbarer Lösungsansatz hierfür wäre die Einführung von **Entgelten**, die nicht mehr ausschließlich auf die entnommene Menge sowie die jährliche Höchstlast abstellen, sondern vielmehr die an der jeweiligen Entnahmestelle bzw. an dem **jeweiligen Einspeisepunkt zur Verfügung gestellte Kapazität** in den Blick nehmen. Zu erwägen ist ferner, mit der Netzentgeltsystematik auch besondere Instrumente zur Förderung eines energieeffizienten Verhaltens einzuführen.

„Die Refinanzierung der Investitionen ins Netz ist nicht gesichert.“

Teilnehmer der Umfrage

Wenn die Netznutzer stärker zur Stabilisierung des Netzes beitragen sollen, müsste darüber hinaus ein Anreiz geschaffen werden, sich bei der eigenen Netznutzung an der Netzsituation zu orientieren. Dies kann über **dynamisierte Netzentgelte** erfolgen, allerdings müsste dafür zunächst § 17 Abs. 2 StromNEV angepasst werden. Dieser wird derzeit so verstanden, dass an jeder Entnahmestelle nur ein Netzentgelt bestehen darf. Radikaler noch sind Überlegungen, das Netzentgelt zu ersetzen durch eine **sektorübergreifende Infrastrukturabgabe**, um die **Sektorenkopplung zu unterstützen**, oder die Einführung von **Einspeiseentgelten** als Möglichkeit zur Steuerung des Anlagenzubaues gemäß der jeweiligen Netzsituation. Eine Bewertung dieser Ideen geht aber weit über den Fokus der vorliegenden Untersuchung hinaus.

Unabhängig davon wäre es wichtig, **Speicher** von der **Doppelbelastung durch Netzentgelte zu befreien**, um ihre Verbreitung (und damit auch Nutzbarmachung für die Netzstabilität) zu befördern.



5 FAZIT UND AUSBLICK

Wie ersichtlich wurde, sind die Netzbetreiber heute in der Lage, ihre Aufgaben, die durch die Energiewende nicht leichter wurden, angemessen zu erfüllen. Verteilnetzbetreiber bewältigen die neuen Herausforderungen, die sich durch die Wandlung der Versorgung von einem unidirektionalen Modell mit einer begrenzten Anzahl zentraler Erzeugungseinheiten hin zu einem bidirektionalen Modell mit einer hohen Anzahl dezentraler Einheiten erfolgreich. Dabei zeigen die Aussagen der Befragten, dass sich Verteilnetzbetreiber ganz unterschiedlich aufgestellt haben; von Eigenleistung über Kooperationen bis zum „Outsourcing“ werden die Aufgaben so angegangen, wie es zum jeweiligen Netzbetreiber passt – ohne dass damit gesichert durch die Netzentgeltregulierung ein Nachteil für die Netznutzer entsteht.

Dass Verteilnetzbetrieb auch zukunftsfruchtig ist, zeigt sich aktuell auch in der angekündigten Übernahme der Innogy SE durch E.ON SE. E.ON wodurch ein Netzbetreiber entsteht, an dessen Netz ein hoher Anteil aller deutschen Anschlussnutzer mittelbar oder unmittelbar angeschlossen ist. Man wird beobachten müssen, welche Synergien der dann gebildete Netzbetreiber nutzen kann und ob er ggf. eine große Marktmacht z. B. gegenüber Anbietern intelligenter Messsysteme ausspielen kann.

Der Blick in Richtung des Jahres 2030 zeigt, dass den Netzbetreibern bewusst ist, dass ihre Aufgaben noch anspruchsvoller werden. Sie gehen aber davon aus, dass sie diese auch künftig bewältigen werden. Dabei ist zu erwarten, dass im Einklang mit der Transformation des deutschen und europäischen Energiesystems hin zu mehr Dezentralität und erneuerbaren Energiequellen der Fokus von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern differenziert entwickeln wird:

Es steht zu vermuten, dass für die Übertragungsnetzbetreiber noch stärker die Zusammenarbeit im europäischen Verbundnetz im Mittelpunkt stehen wird, denn immerhin gilt weiterhin die klare europäische Zielmarke eines einheitlichen Energiebinnenmarktes.

Die Verteilnetzbetreiber hingegen werden noch stärker als bislang die Integration der dezentralen Energieerzeuger mit den sog. Prosumern, flexiblen Verbrauchern, Speichern, Ladesäulen und den verschiedensten sonstigen Anlagen, die unter dem Stichwort „Sektorenkopplung“ subsumiert werden können, managen müssen. Die Aufgabe kann ihnen auch niemand abnehmen, weil diese Anlagen nun mal praktisch ausschließlich in den Verteilnetzen angeschlossen sind bzw. sein werden. Aktive Schalthandlungen im Netz, z. B. im Rahmen eines Netzengpassmanagements, werden für viele Netzbetreiber normal werden, ebenso wie die Nutzung von flexiblen Kapazitäten.

Es ist allerdings zu konstatieren, dass Verteilnetzbetreiber heute schon Maßnahmen ergreifen, um ihren Aufgaben gerecht zu werden, obwohl sie hierzu noch nicht ausreichend „incentiviert“ werden. Investitionen in „Smart Grid“-Technologie, Kompetenz und Intelligenz sind in der Logik der mit den Netzen zu erzielenden Erlöse kontraproduktiv. Auch können sie regula-

torisch nicht alle Instrumente problemlos nutzen, die sie bereits bei Übertragungsnetzbetreibern im Einsatz sehen. Das reicht von zuschaltbaren Lasten über Redispatch bis zur Zielleitplanung von Netzen. Das führt heute nicht zu einer Verschlechterung der Versorgungslage. Aber je weiter man in die Zukunft denkt, desto stärker werden die Effekte werden.

Mit Perspektive in Richtung 2030 ist aus diesen Befunden also abzuleiten, dass die Normgeber gut beraten sind, wenn sie normativ und regulativ anerkennen, welche Aufgaben Verteilnetzbetreiber bereits innovativ managen und noch stärker in der Zukunft managen werden. Das betrifft das zur Verfügung stehende Instrumentarium ebenso wie Fragen zum Datenmanagement und zur Refinanzierungsfähigkeit über Netzentgelte. Schließlich sind auch Kollisionsfragen einer eindeutigen Lösung zuzuführen, die immer dann entstehen, wenn mehrere Netzbetreiber auf die gleichen Anlagen aus Steuerungsgründen zugreifen wollen oder diese Durchgriffe unerwünschte Nebeneffekte zeitigten.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass Verteilnetzbetreiber in der Lage sind, ihren sehr erheblichen Beitrag für die Energiewende zu leisten. Dabei sind sie selbst in der Lage festzustellen, ob es effizienter ist, etwas selbst oder in Kooperation zu tun oder als Dienstleistung einzukaufen. Gerade für die Sektorenkopplung sind Verteilnetzbetreiber u. a. aufgrund ihrer langjährigen Erfahrungen im Multi-Medien-Betrieb unentbehrlich.

„Die dezentralen Strukturen der Verteilnetzbetreiber ermöglichen effiziente und intelligente Energieversorgungsstrukturen, da Verteilnetzbetreiber über die dafür notwendigen Kenntnisse der regionalen Begebenheiten und Besonderheiten als eine wesentliche Voraussetzung für das Erstellen von regionalen Energieversorgungskonzepten verfügen.“

Statement aus dem Vordenkerkreis

Und so kommt am Ende alles wieder auf die drei großen D's zurück. Um das menschliche Handeln zu dekarbonisieren, muss ein wesentlicher Teil der Energieerzeugung von fossilen auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden. Diese sind im Regelfall nicht großanlagengeeignet, so dass es dadurch zu einer wachsenden Dezentralität kommt. Durch die Sektorenkopplung erst kann der Dekarbonisierungseffekt auch auf weitere Sektoren wie Wärme und Verkehr transportiert werden. Durch die Sektorenkopplung werden aber zugleich auf Flexibilitätspotentiale aufgeschlossen, die digital zusammen mit weiteren Überwachungs- und Steuerungsmöglichkeiten dafür sorgen, dass das dezentrale System dennoch genauso versorgungssicher aus Kundensicht betrieben werden kann wie das überkommene zentrale System.

Die Verteilnetzbetreiber besetzen eine Schlüsselposition dafür. Auf sie kommt es an – aber dennoch immer im Zusammenspiel miteinander und mit den Übertragungsnetzbetreibern. Wir brauchen alle Netzbetreiber auch 2030 noch.

LITERATURVERZEICHNIS

Agora Energiewende (2017): Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende.

Ausfelder, F.; Drake, F.-D.; Erlach, B.; Fishedick, M.; Henning, H.-M.; Kost, C.; Münch, W.; Pittel, K.; Rehtanz, C.; Sauer, J.; Schätzler, K.; Stephanos, C.; Themann, M.; Umbach, E.; Wagemann, K.; Wagner, H.-J.; Wagner, U.: »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

BearingPoint, Fraunhofer IEE (2018): Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034, Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung vom 16.04.2018.

Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) (2017): Studie zur Digitalisierung der Energiewirtschaft. http://www.beckerbuettnerheld.de/fileadmin/user_upload/documents/press/bbh_studie_digitalisierung_2017_ONLINE.pdf [Zugriffsdatum: 05.04.2018].

Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik (BUW) (2016): Gutachten Untersuchung des Daten- und Informationsbedarf der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung ihres Anteils an der Systemverantwortung.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) (2016): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. BMUB: Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016a): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=24 [Zugriffsdatum: 05.04.2018].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016b): Grünbuch Energieeffizienz – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. BMWi: Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html> [Zugriffsdatum: 05.04.2018].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018): Zahlen und Faktoren Energiedaten (Stand: 23.01.2018).

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?_blob=publicationFile [Zugriffsdatum 05.04.2018]

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2017): Entflechtung – Voraussetzung oder Hindernis der Digitalisierung der Energiewirtschaft, https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Goettinger-Energietagung/2017/23_Bourwieg.pdf [Zugriffsdatum 05.04.2018].

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2018): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 02.02.2018, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html [Zugriffsdatum 05.04.2018].

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Bundeskartellamt (BKartA) (2017): Monitoringbericht 2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?_blob=publicationFile&v=4 [Zugriffsdatum: 05.04.2018].

Bundesregierung (2018): Koalitionsvertrag 2018. https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=73D1F240CB2EE808B-21C870174D83BC4.s4t2?_blob=publicationFile&v=2 [Zugriffsdatum 05.04.2018].

Bundesverband deutscher Wasserkraftwerke (BDW) (2018): <http://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/installierte-leistungstromproduktion.html> [Zugriffsdatum 05.04.2018]

Consentec GmbH (Consentec) (2017): Digitalisierung und Effizienz im Netz – Eine ökonomische Betrachtung mit Fragestellungen an das Regulierungssystem, https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Goettinger-Energietagung/2017/24_Fritz.pdf [Zugriffsdatum 05.04.2018]

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2018): Sektorkopplung: Integriertes Energiesystem. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/sektorkopplung/> [Zugriffsdatum 05.04.2018]

Eder, J.; Charap, D. (2017): Der wettbewerbliche Messstellenbetrieb durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber, *InfrastrukturRecht* 2017 S. 125 ff.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2018), <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx> [Zugriffsdatum 05.04.2018].

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2018): Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018, Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Consentec GmbH (Consentec); Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) (2017): Langfrist-szenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Fraunhofer-Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP); Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu); Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht einer Studie gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Kassel.

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE): (2016): Sektorenkopplung als Baustein der Energiewende, http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2016/th2016_03_02.pdf [Zugriffsdatum 05.04.2018].

Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (izes) (2010): Energiewirtschaftliche Perspektiven dezentraler KWK und virtueller Regelkraftwerke.

Müller-Kirchenbauer, J./Leprich, U. (2013): Anforderungen an leistungsfähige Verteilnetze im Rahmen der Energiewende, EnWZ 2013, 99 ff.

Theobald, C. (2016): Energieverteilnetze als öffentliche Angelegenheit in: Sommermann, K.-P. (Hrsg.), Öffentliche Angelegenheiten – interdisziplinär betrachtet, Berlin 2016, 97 ff.

Öko-Institut e.V. (Öko-Institut) (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015). Öko-Institut e.V. (Öko-Institut); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015): Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht.

Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI) (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand: 21.10.2013).

Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) (2018): VDE Anwendungsregel „Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze“ (VDE-AR-N-4121).

Wagner, F; Weise, M. (2016): Auf dem Weg zur sternförmigen Datenkommunikation - Interims-szenario und Zielmodell für die Marktkommunikation 2.0, InfrastrukturRecht 2016, 125 ff.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber) (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 1. Entwurf.



IMPRESSUM

Herausgeber

Becker Büttner Held Consulting AG

Becker Büttner Held
Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater
PartGmbH

www.bbh-online.de
www.bbh-beratung.de
www.derenergieblog.de

Bildnachweis

U1: Fodor90@iStockphoto, S.2: metamorworks@iStockphoto, S.9: instamatics@iStockphoto,
S.14: ipopba@iStockphoto, S.22: Schad1953@iStockphoto, S.31: Peopleimages@iStockphoto,
S.46: omada@iStockphoto, S.51: NicoElNino@iStockphoto