

Stadtwerke- studie 2017

Der Verteilnetzbetreiber
der Zukunft – Enabler der
Energiewende

Juni 2017

bdew

Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

EY

Building a better
working world

Die Energiewende hat die Aufgaben und die Rolle des Verteilnetzbetreibers verändert. Rund 95 Prozent der installierten EEG-Leistung sind an die Verteilnetze angeschlossen. In einzelnen Netzen ist nicht mehr die Verbrauchslast, sondern die Einspeisung zur bestimmenden Größe der Netzauslegung geworden.

Wie geht der Verteilnetzbereich mit diesen Veränderungen um? Welche Rolle spielt er im Stadtwerkekonzern, welche im Markt? Und wie kann die Digitalisierung die Verteilnetzbetreiber dabei unterstützen, ihre neue Rolle wahrzunehmen und neue Tätigkeitsfelder zu entwickeln?

1

Seite 4

2

Seite 8

3

Seite 12

Vorbemerkungen

Aktuelle Lage und Herausforderungen

Der Verteilnetzbetreiber heute - und in Zukunft

3.1 Aufgaben und Rolle des Verteilnetzbetreibers	13
3.2 Die Digitalisierung verändert den Verteilnetzbetrieb	15
3.3 Passt der Regulierungsrahmen?	24
3.4 Neue Tätigkeitsfelder	26

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Untersuchungsanlage	7
Abbildung 2: Geschäftserwartungen für das aktuelle Geschäftsjahr	9
Abbildung 3: Ausgewählte aktuelle Fragestellungen	10
Abbildung 4: Die Transformation des Energiesektors	13
Abbildung 5: Der Begriff der Digitalisierung aus der Sicht des Verteilnetzbereichs	14
Abbildung 6: Digitalisierung - Chance oder Bedrohung? (Vorjahresvergleich)	15
Abbildung 7: Stakeholder, Dimensionen und Ziele der Digitalisierung	17
Abbildung 8: Beispielhafte Herausforderungen des Rollouts	19
Abbildung 9: Mögliche Entwicklungspfade des intelligenten Messwesens	20
Abbildung 10: Teilaspekte für die Umsetzung des IT-Sicherheitskatalogs	23
Abbildung 11: Anreize für intelligente Lösungen des Netzausbaus durch die Regulierung	24
Abbildung 12: Zukünftig geplante Geschäftsmodelle im Verteilnetzbereich	27

4

Seite 28

5

Seite 32

6

Seite 34

Die Ergebnisse für Österreich und die Schweiz

4.1 Österreich	29
4.2 Schweiz	30

Fazit

Der Verteilnetzbereich wird
zum Enabler der Energiewende

Ansprechpartner Impressum

1

Vorbemerkungen

Der Verteilnetzbereich hat sich in den letzten Jahren zu einem eigenständigen und unabhängigen Geschäftsbereich entwickelt, dem eine zentrale Rolle bei der Energiewende zukommt. Neue Energiequellen müssen dezentral und kosteneffizient in bestehende Netze integriert werden.

Gleichzeitig darf die Versorgungssicherheit in einem immer komplexeren Umfeld mit immer mehr Akteuren nicht gefährdet werden. Hierdurch haben sich die Aufgaben und die Rolle des Verteilnetzbetreibers verändert: Er wird zum „Enabler“ und zum Rückgrat der Energiewende und sorgt dafür, dass andere Marktakteure neue Geschäftsmodelle in einer dezentralen Energiewelt ausrollen können. Zudem stellt sich für den Verteilnetzbetreiber die Frage, ob er eigene neue Tätigkeitsfelder in diesem Kontext entwickeln kann und, wenn ja, welche.



Digitale Technologien wie mobile Datenerfassung und -verarbeitung, intelligente Netzkomponenten wie RONT (regelbare Ortsnetztransformatoren), Analytics und Big Data können dabei helfen, diesen Veränderungsprozess zu managen und den zukünftigen Verteilnetzbetrieb effizienter zu gestalten. Im Vergleich zum Vorjahr hat das Thema Digitalisierung deutlich an Bedeutung gewonnen: 71 Prozent der Stadtwerkemanager werden sich in den kommenden Jahren damit stark oder sehr stark auseinandersetzen. Dies ist auch gut so, denn die Digitalisierung ist ein Thema, dem sich die Geschäftsführung direkt und geschäftsbereichsübergreifend widmen sollte, um die Potenziale der digitalen Transformation nutzen zu können.

Am auffälligsten manifestiert sich die Digitalisierung momentan im Rollout intelligenter Messsysteme. Durch die Umstellung einer (jährlichen) mechanischen Ablesung auf eine automatische, ggf. viertelstündliche Fernauslesung von Zählwerten verändern sich Datenfrequenz, -formate und eine Vielzahl von Geschäftsprozessen. Hinzu kommen eine Reihe weiterer gesetzlicher Verpflichtungen wie der Aufbau eines Energieinformationsnetzes oder das Marktstammdatenregister. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) wird auch zum Betreiber einer Datenplattform, in die unter anderem Messdaten der Kundenanlagen einfließen.

Digitale Technologien bergen aber auch Risiken im Hinblick auf Datensicherheit und -schutz. 73 Prozent der Stadtwerkemanager bewerten die Gefahr als hoch oder gar sehr hoch, dass das Netz durch die Digitalisierung anfälliger für Hackerangriffe wird, die zu einem Blackout führen könnten. Die Unternehmen nehmen diese Gefahren ernst und treffen eine Vielzahl von Maßnahmen, um sich auf mögliche Angriffe vorzubereiten. 61 Prozent der Unternehmen haben bereits einen IT-Sicherheitsbeauftragten, 15 Prozent der Unternehmen verfügen heute über ein Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) und 46 Prozent sind dabei, ein solches umzusetzen. Den IT-Sicherheitskatalog der Bundesnetzagentur (BNetzA) haben 12 Prozent umgesetzt, weitere 47 Prozent sind dabei, dies zu tun. Die Mehrheit der Unternehmen ist somit auf einem guten Weg. Dennoch ist der Anteil derjenigen, die diese Themen auf die lange Bank schieben oder für sich als gar nicht relevant einstufen, angesichts des hohen Vernetzungsgrades der Energiewirtschaft noch zu groß.



Häufig wird die Geschäftsführung allerdings im Tagesgeschäft davon abgehalten, sich mit derart grundsätzlichen strategischen Fragestellungen zu beschäftigen. Hinzu kommt, dass sich aus der Sicht der Branche durch die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Rahmenbedingungen eher verschlechtert denn verbessert haben. Insbesondere werden fehlende Anreize für Investitionen in „intelligente“ Technologien bemängelt.

Die diesjährige Stadtwerkstudie legt den Fokus auf den Verteilnetzbereich, dem eine besondere Rolle innerhalb der Stadtwerke und im Rahmen der Energiewende zukommt. Im Einzelnen widmet sich diese Studie den folgenden Fragen:

- ▶ Wie geht der Verteilnetzbereich mit den skizzierten Veränderungen um?
- ▶ Welche Rolle spielt er im Stadtwerkekonzern?
- ▶ Welche Rolle kommt dem Verteilnetzbetreiber auf den Energiemärkten zu?
- ▶ Wie kann die Digitalisierung die Verteilnetzbetreiber dabei unterstützen, ihre neue Rolle wahrzunehmen?
- ▶ Wie zufrieden ist man mit dem Regulierungssystem? Bietet es Spielraum für neue Geschäftsmodelle?
- ▶ Welche neuen Geschäftsfelder zeichnen sich ab?

1

Vorbemerkungen

Um zu erfassen, wie die deutschen, österreichischen und Schweizer Stadtwerke ihre Situation wahrnehmen und welche Rolle der Verteilnetzbetrieb spielt, haben wir Geschäftsführer und Vorstände von insgesamt 214 Unternehmen unterschiedlicher Größe und Struktur in Deutschland, Österreich und der Schweiz befragt.¹

Die Ergebnisse unserer Studie unterstreichen, dass Stadtwerke dem Verteilnetzbereich eine Schlüsselrolle zuweisen – innerhalb des Unternehmens und auch für die Energiewende. Die traditionelle Rolle des VNB als Gewährleister eines verlässlichen und sicheren, diskriminierungsfreien Netzbetriebs wird zunehmend durch das Management einer Datenplattform ergänzt, die Informationen über die an das Netz angeschlossenen Akteure und

deren Verbrauchs- bzw. Einspeiseverhalten sammelt. Hier spielt der Rollout eine zentrale Rolle. Die überwiegende Mehrzahl der Stadtwerke beabsichtigt, am eigenen grundzuständigen Messstellenbetrieb festzuhalten, da dieser als wichtige Schnittstelle zum Endkunden und auch als Quelle werthaltiger Informationen angesehen wird.

Das intelligente Messwesen wird daher auch als das zukunfts-trächtigste Tätigkeitsfeld jenseits des regulierten Geschäfts für den VNB eingestuft. Daneben beabsichtigen viele Stadtwerke, die Nutzung und Bereitstellung von Daten und Speichern sowie den Aufbau und Betrieb einer Elektroladeinfrastruktur in den kommenden Jahren verstärkt voranzutreiben.



¹ Die folgende Darstellung der Ergebnisse legt den Schwerpunkt auf Deutschland und zeigt auch nur die Ergebnisse für die 111 in Deutschland befragten Unternehmen. Eine Kurzdarstellung der Ergebnisse für Österreich und die Schweiz findet sich in Kapitel 4.

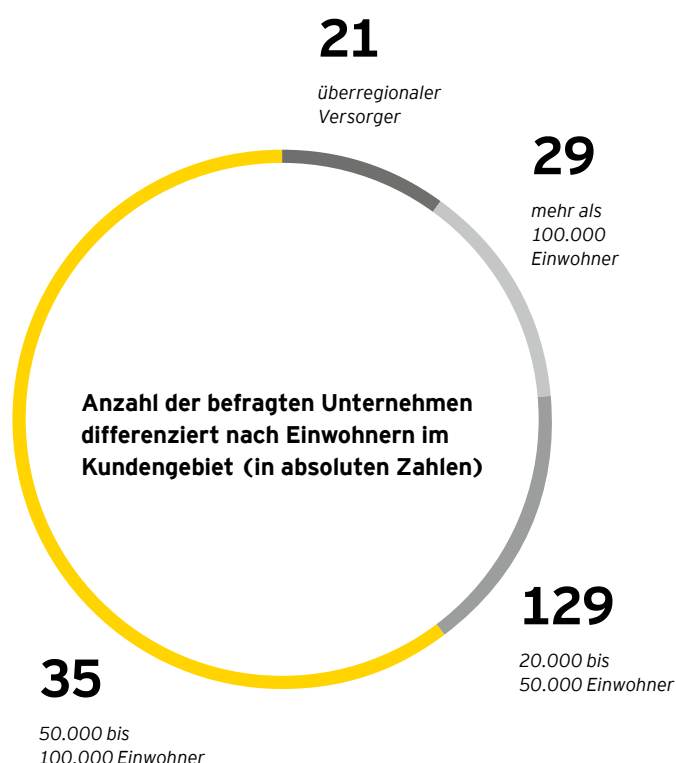
Anlage der Untersuchung

Im Frühjahr 2017 haben der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und EY ihre seit 2003 stattfindende gemeinsame jährliche Expertenbefragung bei Stadtwerken und regionalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) durchgeführt. Insgesamt wurden 214 Geschäftsführer und Vorstände von Stadtwerken und EVU in Deutschland, Österreich und der Schweiz im Februar 2017 anhand eines standardisierten Fragebogens telefonisch befragt. Mehr als die Hälfte der befragten Unternehmen versorgen Gemeinden mit 20.000 bis 50.000 Einwohnern. Der Großteil der befragten Unternehmen (83 Prozent) befindet sich mehrheitlich in Besitz der kommunalen Hand. Bei 71 Prozent der Unternehmen liegt der kommunale Anteil zwischen 75 und 100 Prozent.

Der Schwerpunkt der diesjährigen Befragung lag auf dem Bereich des Verteilnetzbetriebs und den damit verknüpften Aufgaben und Herausforderungen. Ziel war insbesondere herauszufinden, wie sich das Rollenverständnis im Verteilnetzbereich verändern wird und welche Rolle die Digitalisierung dabei als Treiber und Enabler der Veränderungen spielt.

Abbildung 1: Untersuchungsanlage

Zielgruppe	Stadtwerke/Regionale EVU in Deutschland, Österreich und der Schweiz
Ansprechpartner	Geschäftsführer/Vorstände
Stichprobe und Erhebung	Befragt wurden insgesamt 214 Unternehmen, davon 111 in Deutschland, 21 in Österreich und 82 in der Schweiz Interviewdauer: ca. 40 Minuten; Durchführung im Februar/März 2017
Befragungsmethodik	Computergestütztes Telefoninterview (CATI) anhand eines standardisierten Fragebogens



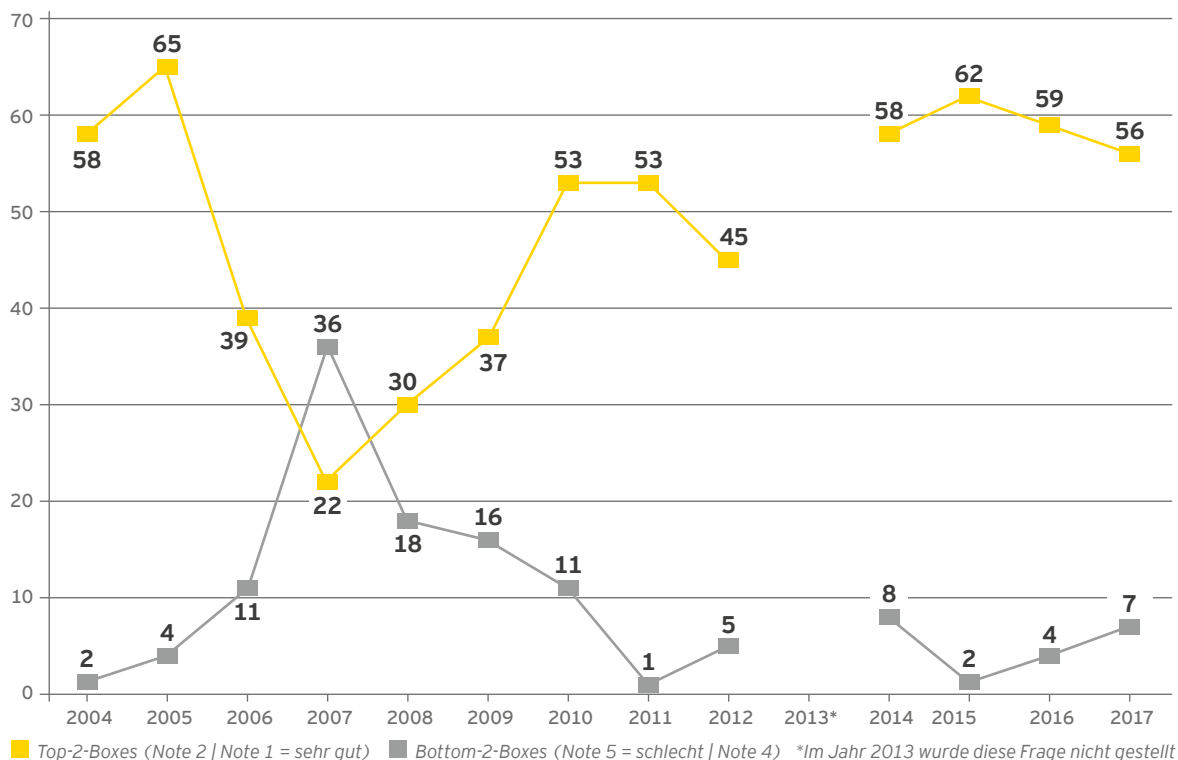
2

Aktuelle Lage und Herausforderungen

Auch in diesem Jahr bewegt sich die Einschätzung der Geschäftslage durch die Stadtwerkemanager auf gleichbleibend hohem Niveau (s. Abb. 2). 56 Prozent der Befragten erwarten gute oder sehr gute Geschäfte. Allerdings steigt der Anteil derjenigen, die ein schlechtes oder gar sehr schlechtes Geschäftsjahr erwarten, kontinuierlich an: von 2 Prozent 2015 auf 4 Prozent 2016 und auf 7 Prozent 2017. Es bleibt abzuwarten, ob es sich hier um eine Momentaufnahme oder um den Beginn eines generellen Trends handelt.



Abbildung 2: Geschäftserwartungen für das aktuelle Geschäftsjahr



Die nahezu gleichbleibend positive und optimistische Sicht auf den Geschäftserfolg darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Herausforderungen für Stadtwerke und regionale Energieversorger weiterhin groß sind und sich mittel- bis langfristig auch deutlich auf den Geschäftserfolg auswirken dürften. Der klassische Energiemarkt schrumpft. So wird der Profitpool gemessen am EBIT² in der deutschen Energiewirtschaft von 20 Mrd. Euro im Jahr 2010 auf 16,3 Mrd. Euro im Jahr 2025, also um etwa 20 Prozent, zurückgehen.³

Alle Marktteilnehmer müssen effizienter werden und neue Möglichkeiten zur Wertschöpfung finden. Nicht alle Stadtwerke meistern diese Herausforderungen gleichermaßen erfolgreich; manche haben auch mit spezifischen Problemlagen wie einem regionalen Bevölkerungsrückgang oder einem aus der Vergangenheit rührenden starken Engagement in der konventionellen Erzeugung zu kämpfen. Dies spiegelt sich in der - wenn auch nur leicht - steigenden Anzahl von Geschäftsführern, die für dieses Jahr einen schlechten oder nur noch ausreichenden Geschäftserfolg erwarten, wider.



² EBIT = Earnings before interests and taxes (Gewinn vor Zinsen und Steuern).
³ Quelle: Analyse EY, zu ähnlichen Ergebnissen gelangt auch die Thüga in ZfK, Ausgabe 7/2016, S. 1.

2

Aktuelle Lage und Herausforderungen

Abbildung 3: Ausgewählte aktuelle Fragestellungen

Ich nenne Ihnen nun einige Themenbereiche, die in den nächsten zwei bis drei Jahren für Stadtwerke besondere Bedeutung besitzen könnten. In welchem Maße werden sich Ihrer Meinung nach Stadtwerke [...] mit diesen Themen auseinandersetzen?



* Anteil der Befragten in Prozent, die auf einer 5er-Skala die Noten 4 oder 5 vergeben haben

** Anteil der Befragten in Prozent, die auf einer 5er-Skala die Noten 1 oder 2 vergeben haben

Angaben in Prozent; n = 111

Aktuelle Fragestellungen der Unternehmen

Themen rund um die Digitalisierung haben erheblich an Bedeutung gewonnen: 71 Prozent der befragten Unternehmen werden sich damit stark oder sehr stark auseinandersetzen.⁴ Letztendlich stehen auch die drei an oberster Stelle genannten Themen mit der Digitalisierung der Energiewirtschaft im Zusammenhang:

- ▶ Optimierung interner Prozesse und betriebliche Reorganisation (83 Prozent der Befragten werden sich damit stark oder sehr stark auseinandersetzen), was heutzutage nahezu zwangsläufig eine Automatisierung von Geschäftsprozessen (auf digitaler Grundlage) beinhaltet
- ▶ Umsetzung IT-gestützter Prozesse (77 Prozent)
- ▶ Smart Metering/Smart Grids/Netzintegration (77 Prozent) mit einer starken Digitalisierungskomponente

Der verstärkte Fokus auf die Prozessoptimierung spiegelt die gestiegene Bedeutung des Beitrags der VNB für die Ergebnisse der Stadtwerke wider. Angesichts schwacher Margen in Erzeugung und Vertrieb steigt die Erwartung an das Management des VNB, nachhaltige Deckungsbeiträge im regulierten Geschäft zu erzielen. Entsprechend reagieren viele VNB-Geschäftsführer vermehrt mit Optimierungsprogrammen, um dem Effizienzdruck aus der Anreizregulierung zu begegnen.

Der traditionell hohe Stellenwert von Marketing- und Vertriebsthemen hat in diesem Jahr dagegen deutlich an Gewicht verloren. Nur noch 75 Prozent gegenüber 87 Prozent im Vorjahr werden sich damit intensiv oder sehr intensiv auseinandersetzen.⁵ Deutlich zugenommen hat dagegen die Bedeutung von Finanzierungsfragen - von 33 auf 47 Prozent. Dies ist zum einen eine Folge strengerer Kreditvergaben durch Bankinstitute aufgrund gestiegener regulatorischer Anforderungen (Basel III) und der Folgen der Finanzkrise, zum anderen das Resultat eines zunehmenden Investitionsbedarfs.

⁴ Erstmals explizit in der diesjährigen Studie abgefragt.

⁵ Ein leichter verzerrender Effekt kommt allerdings dadurch zustande, dass in einigen Fällen das Interview mit dem Netzbereich durchgeführt wurde.



3

Der Verteilnetzbetreiber heute – und in Zukunft

Der Verteilnetzbereich nimmt innerhalb eines Stadtwerkeunternehmens eine zentrale Rolle ein: 83 Prozent der Befragten weisen ihm eine hohe oder sehr hohe Bedeutung zu. Von vielen Managern wird das Netzgeschäft als Basis des Energiegeschäfts bewertet (60 Prozent Zustimmung). Auch wenn die Aktivitäten im Netzbereich als von den übrigen Geschäftsfeldern unabhängig eingestuft werden (74 Prozent Zustimmung), strahlen sie auf die anderen Bereiche des Stadtwerkeunternehmens aus (73 Prozent Zustimmung). Damit wird der Netzbereich auch überwiegend als Teil eines integrierten Unternehmens angesehen (69 Prozent Zustimmung).



3.1 Aufgaben und Rolle des Verteilnetzbetreibers

Bei der Mehrheit der befragten Stadtwerke und EVU (61 Prozent) ist der Verteilnetzbereich nach wie vor Teil eines vertikal integrierten Unternehmens, d. h. eine rechtlich nicht entflochtene Unternehmenseinheit der Stadtwerke. Bei knapp einem Viertel ist der Netzbereich in ein rechtlich entflochtene Unternehmen ausgegliedert – entweder im Wege der Verpachtung (rund zwei Drittel dieser Unternehmen) oder im Wege der Eigentumsübertragung (verbleibendes Drittel).

Eine Vielzahl der Unternehmen ist im klassischen Querverbund tätig, d. h., sie kümmern sich um Strom-, Gas- und Wassernetze. Dies trifft insbesondere auf kleine Stadtwerke zu: Insgesamt sind rund 80 Prozent von ihnen im Querverbund (Strom plus mindestens ein weiteres Medium) tätig. Fast die Hälfte der Unternehmen ist zudem im Geschäftsfeld Fernwärme/-kälte aktiv.

⁶ Lastflussmanagement im Mittel- und/oder Niederspannungsnetz durch eigene Leitwarte.

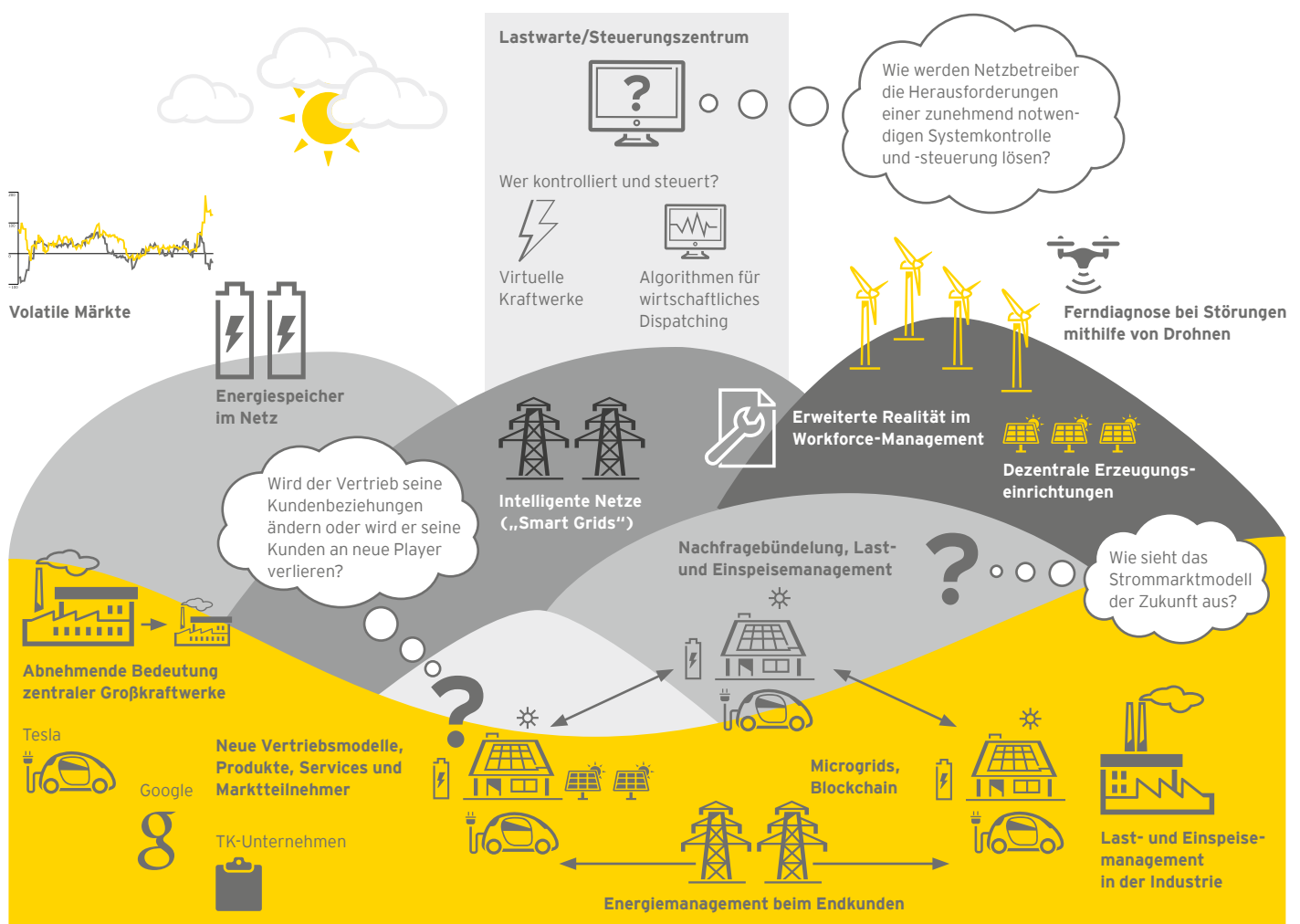
Die Aufgaben des Verteilnetzbetreibers

Im Mittelpunkt der heutigen Aktivitäten des VNB stehen Netzplanung, -bau und -betrieb. Es folgen der Betrieb einer eigenen IT-Infrastruktur und die Anlagensteuerung, d. h. der Zugriff auf Einspeise- und Verbrauchsanlagen (z. B. Steuerung von EEG- und KWK-Anlagen, Demand-Side-Management).

Ein aktives netz- oder marktorientiertes Dispatching oder die Vermarktung freier Netzkapazitäten werden heute nur von einer Minderheit der Unternehmen erbracht. Lediglich 19 Prozent der Befragten geben an, Verfügbarkeiten, Wetterdaten, Preise, Nachfrageflexibilitäten oder Restriktionen im Netz aktiv zu managen. Ein grundlegendes Dispatching⁶ wird von 12 Prozent vorgenommen, 5 Prozent bauen ein solches gerade auf und weitere 5 Prozent wollen es in den kommenden ein bis zwei Jahren aufbauen.

Doch auch die Aufgaben und die Rolle des VNB verändern sich infolge der Transformation des Energiesektors (s. Abb. 4).

Abbildung 4: Die Transformation des Energiesektors



Folgen für den Verteilnetzbereich

1. Verteilnetzbereich als Enabler der Energiewende
2. Trend zu Arealnetzen und Microgrids
3. Steigende Bedeutung von Partnerschaften und Kooperationen
4. Digitalisierung verändert den Verteilnetzbereich
5. Neue Geschäftsmöglichkeiten im Infrastrukturbereich

Quelle: EY

Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt

In den Verteilnetzen sind rund 95 Prozent der EEG-Anlagenleistung installiert.⁷ Zudem verschieben sich Flexibilitätspotenziale zunehmend von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilnetzen.⁸ In der Folge müssen die VNB immer mehr Maßnahmen zur Integration der erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem ergreifen.

Zur Wahrnehmung dieser Aufgaben haben sie sich über den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) als aktive Akteure in der dezentralen Energiewelt positioniert. Damit verbunden sind⁹

- ▶ die Bestätigung des Grundverständnisses als neutraler Infrastrukturdienstleister für effiziente Märkte,
- ▶ ein erweitertes Rollenverständnis, verbunden mit einer aktiveren Rolle und erweiterten Aufgaben wie der expliziten Übernahme der Systemführung im jeweiligen Verteilnetz,
- ▶ ein umfassender Werkzeugkasten: Handeln zunehmend nach dem NOXVA-Prinzip (**N**etz**O**ptimierung vor **F**lex**i**bilitätseinsatz vor **V**erstärkung vor **A**usbau)¹⁰ sowie
- ▶ die Übernahme der Systemverantwortung und der Verantwortung für Prozesse, Schalthandlungen und Datenhaltung im eigenen Verteilnetz (Kaskadenprinzip).

Verändertes Rollenverständnis: der VNB als Enabler der Energiewende

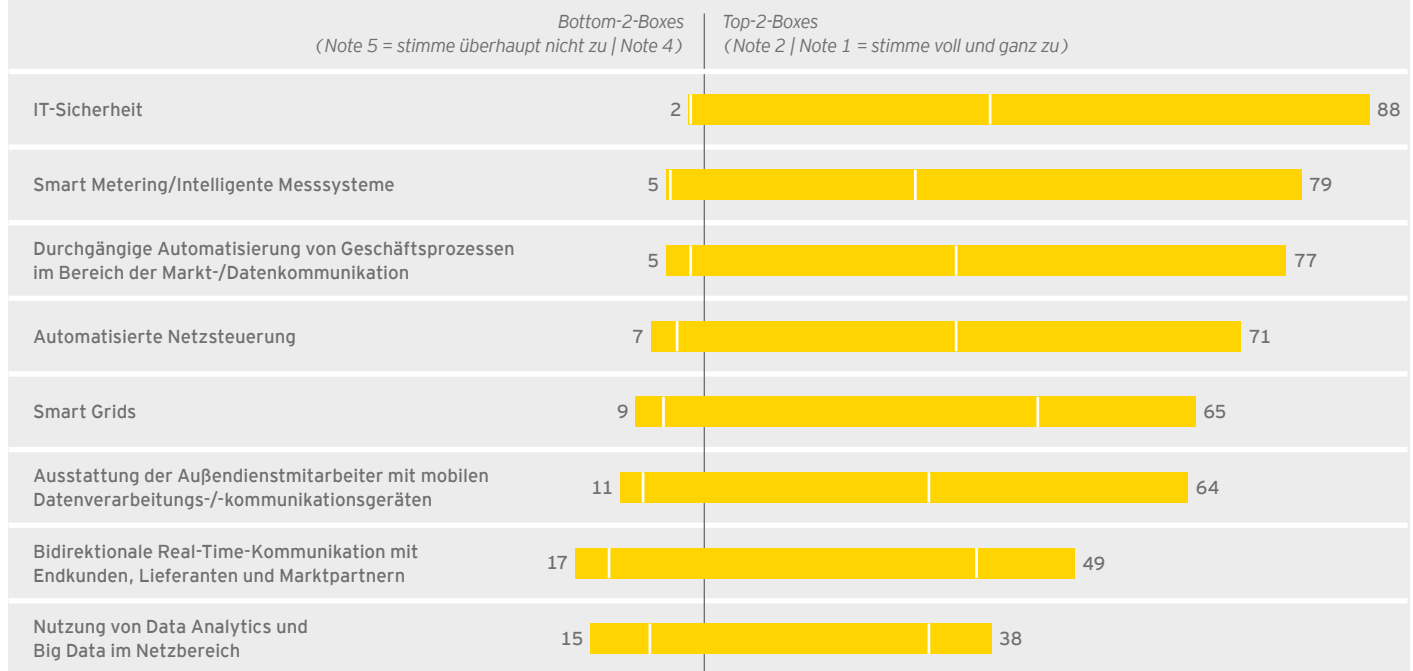
Das heutige Rollenverständnis ist geprägt von der klassischen Aufgabe eines VNB, dem sicheren und diskriminierungsfreien Betrieb des Netzes. 80 Prozent der Unternehmen weisen dieser Rolle eine hohe oder sehr hohe Bedeutung zu. Eine nahezu gleich hohe Zustimmung erhalten die diskriminierungsfreie Bereitstellung einer Netzinfrastruktur sowie der Messstellenbetrieb. Letzteres ist sicherlich auch eine Folge der Diskussion um das intelligente Messwesen (s. dazu ausführlicher Kapitel 3.2.2).

Der Messstellenbetrieb wird nach Ansicht der Befragten zudem noch weiter an Bedeutung gewinnen. Infolgedessen wird sich der VNB zum Betreiber einer Datenplattform entwickeln - auch diese Rolle wird nach Meinung von 62 Prozent der Befragten an Bedeutung gewinnen. Ebenso wird die Ermöglichung des Anbietens von Flexibilitätsoptionen durch Dritte relevanter werden (nach Ansicht von 47 Prozent). Die eigene Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen und deren Betrieb, etwa Netzspeicher, gewinnen dagegen nur nach Meinung von 34 Prozent der Befragten an Bedeutung.

Stadtwerke und regionale EVU haben heute noch überwiegend ein traditionelles Verständnis der Aufgaben und der Rolle des

Abbildung 5: Der Begriff der Digitalisierung aus der Sicht des Verteilnetzbereichs

Was verbinden Sie mit dem Begriff der Digitalisierung im Verteilnetzbereich?



Angaben in Prozent; n = 111

VNB. Mit den Anforderungen der Energiewende muss und wird sich dieses Verständnis ändern. Ein wesentlicher Treiber für die notwendigen Veränderungen ist die Digitalisierung mit ihren Möglichkeiten, den Netzbetrieb effizienter und flexibler zu gestalten und Optionen für neue Geschäftsmodelle zu eröffnen.

3.2 Die Digitalisierung verändert den Verteilnetzbetrieb

Der Begriff der Digitalisierung wird in der Branche sehr unterschiedlich interpretiert. Aus der Sicht der Stadtwerkemanager wird er in erster Linie mit der IT-gestützten Automatisierung von Geschäftsprozessen in Verbindung gebracht.¹¹ Im Verteilnetzbereich verbinden die Energiemanager mit dem Begriff zusätzlich vor allem noch Fragen der IT-Sicherheit und den intelligenten Messstellenbetrieb (vgl. dazu Abb. 5). Insgesamt wird die Digitalisierung nach wie vor eher als Chance denn als Bedrohung angesehen: Rund die Hälfte der Unternehmen (47 Prozent) stufen sie als Chance ein, 27 Prozent als Bedrohung (s. Abb. 6). Der Anteil derjenigen, die die Digitalisierung als Bedrohung sehen, ist jedoch im Vergleich zum Vorjahr von 15 auf 27 Prozent deutlich angestiegen. Vielen Beteiligten ist offensichtlich klar geworden, welche großen Herausforderungen die Digitalisierung

für ihr eigenes Unternehmen mit sich bringt, wenngleich ein enormes Potenzial zu Prozessverbesserungen und Kostensenkungen in ihr steckt.

Insbesondere bei kleineren und mittleren Stadtwerken ist die Skepsis hinsichtlich der Digitalisierung größer: Etwa jedes dritte dieser Unternehmen stuft die Digitalisierung als Bedrohung ein, bei den großen Unternehmen sind es hingegen nur knapp 10 Prozent. Eine Ursache hierfür ist sicher die besondere Herausforderung kleinerer Versorger, den notwendigen Technologieeinsatz durch entsprechende Skalierung rentabel zu machen.

7 Quelle: BDEW (eigene Berechnung auf der Basis der Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber).

8 Vgl. dazu z. B. Torsten Maus: Netz 2030 - Werkzeugkasten Smart Grid, Vortrag beim BDEW, Treffpunkt Netze 2017, 7. März 2017.

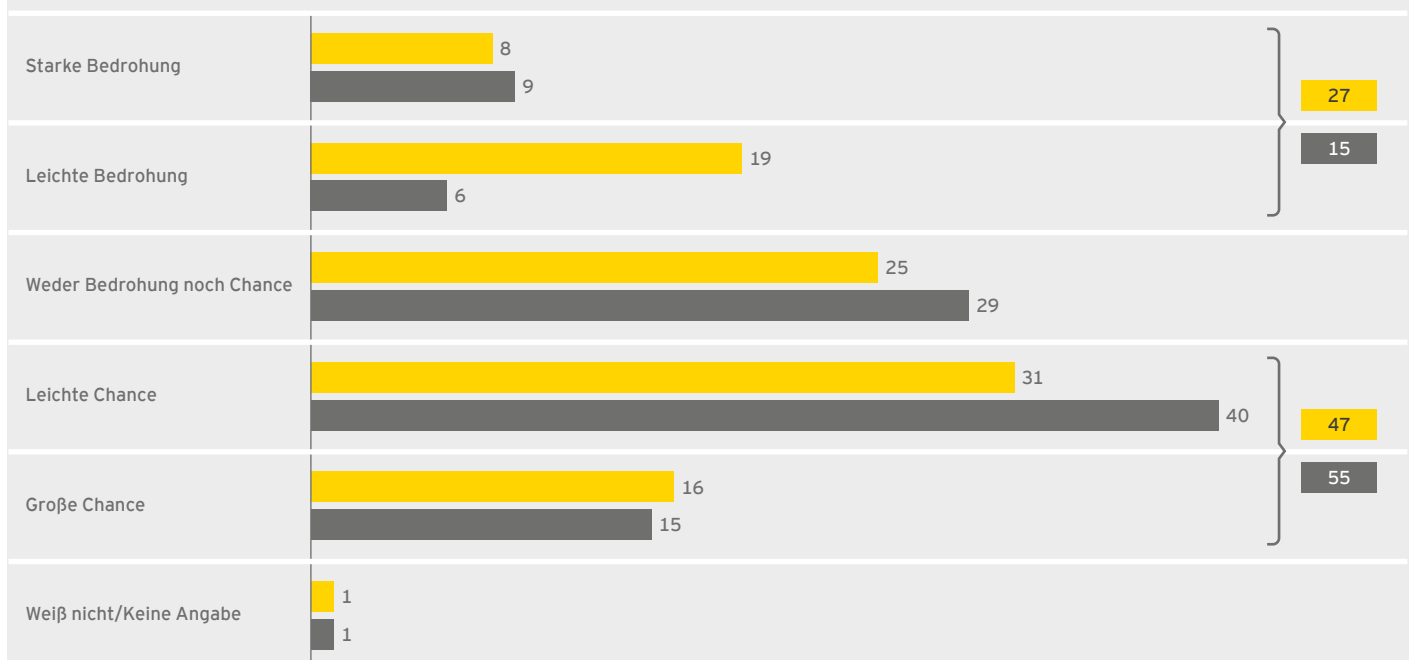
9 Vgl. dazu BDEW-Positionspapier: Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt.

10 Vgl. dazu BDEW-Positionspapier: Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt, S. 7 f.

11 Vgl. dazu Stadtwerkstudie 2016: Digitale Geschäftsmodelle, S. 14.

Abbildung 6: Digitalisierung - Chance oder Bedrohung? (Vorjahresvergleich)

Wie bewerten Sie im Allgemeinen die zunehmende Digitalisierung für Ihr Unternehmen?



Angaben in Prozent ■ Studie 2017; n = 111 ■ Studie 2016; n = 100

3.2.1 Umsetzung der Digitalisierung

Die Digitalisierung im Verteilnetzbereich wird mit einer Vielzahl von Themen in Verbindung gebracht. Dabei werden die folgenden am häufigsten genannt:

1. Intelligentes Messwesen (Kapitel 3.2.2)
2. IT-Security (Kapitel 3.2.4)
3. Automatisierung von Geschäftsprozessen
4. Automatisierter Netzbetrieb

Die Nutzung von Big Data und Data Analytics ist dagegen noch weniger im Netzbereich angekommen (nur 38 Prozent verbinden diese Technologien mit dem Begriff der Digitalisierung).

Digitalisierungsprojekte

Lediglich eines von fünf Unternehmen hat bereits ein Projekt zur Umsetzung der Digitalisierung aufgesetzt. Allerdings plant ein Großteil, ein solches zu realisieren. Das Verständnis, dass es sich bei der Digitalisierung um ein umfassendes Projekt für das gesamte Unternehmen handelt, hat sich durchgesetzt. Bei 72 Prozent der Unternehmen liegt die Verantwortung für ein Digitalisierungsprojekt bei der Geschäftsführung. Der Verteilnetzbereich wird in den meisten Fällen (rund 80 Prozent der

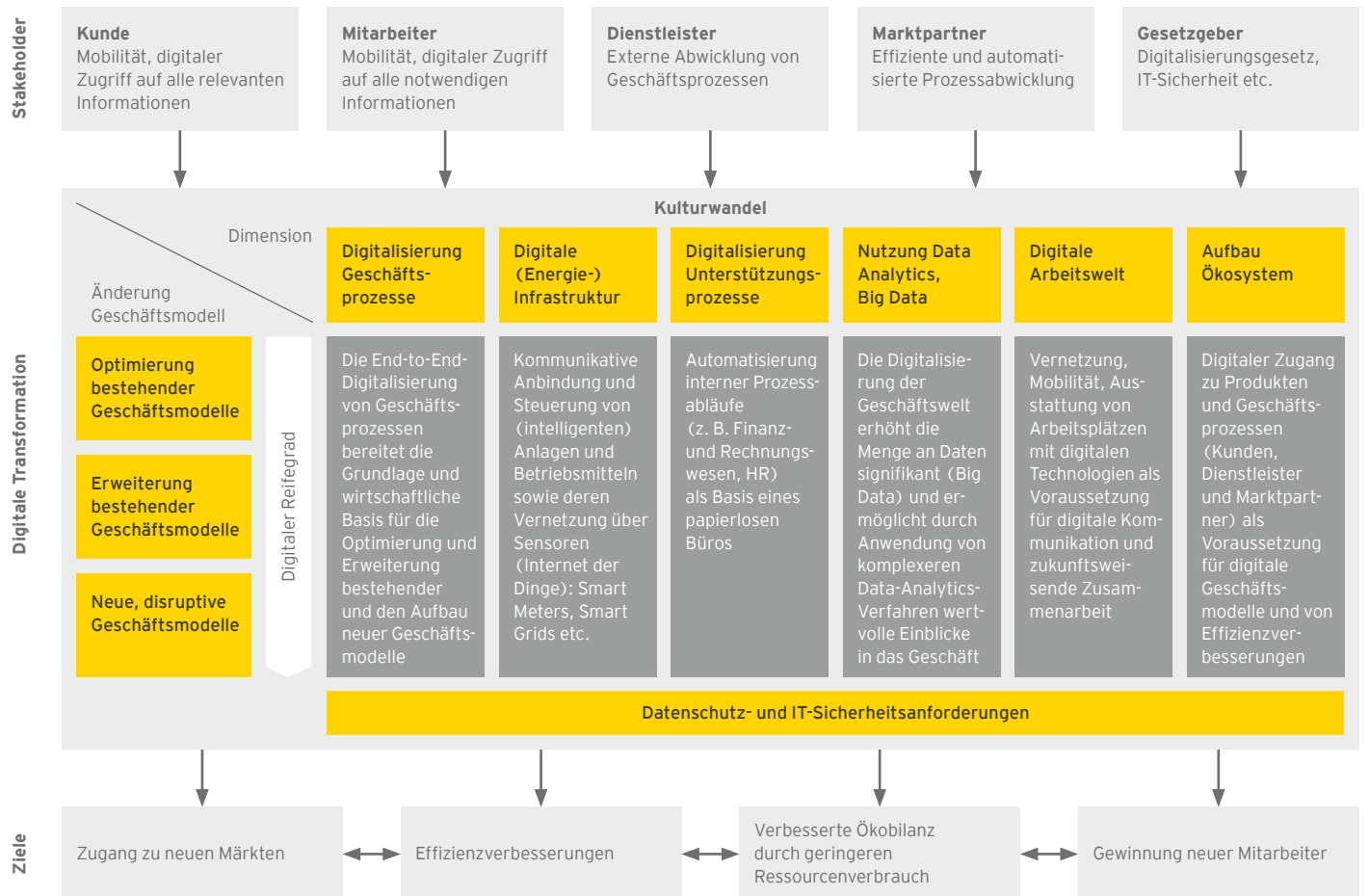
Projekte) explizit mit betrachtet. Ein Ergebnis im Sinne einer Roadmap liegt jedoch bisher nur in wenigen Fällen (16 Prozent der Projekte) vor. Da die Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen häufig einen längeren Zeitraum in Anspruch nimmt, überrascht es ein wenig, dass immerhin 19 Prozent der Energiemanager den Stand der Digitalisierung in ihrem Verteilnetzbereich als hoch oder sehr hoch einstufen.

Dass ein Digitalisierungsprojekt erhebliche Anstrengungen und ein stringentes Projekt- bzw. Programmmanagement benötigt, zeigt Abbildung 7. Zum einen ist eine Vielzahl von Interessen zu berücksichtigen, zum anderen sind verschiedenartige Dimensionen zu betrachten. Dabei hängt es von der spezifischen Unternehmens- und Netzsituation ab, auf welche Dimensionen und Fragestellungen die Prioritäten gelegt werden sollen.

Im Mittelpunkt steht hier meist zunächst die Entwicklung einer Konzeption zur Nutzung neuer Technologien zur „Flexibilisierung“ des Verteilnetzes im Rahmen der Netzplanung. Dies schließt in der Regel explizit auch die Kommunikationstechnik ein, die in der VNB-Vergangenheit bezeichnend oft als „Sekundärtechnik“ qualifiziert wurde. Oft unterschätzt, aber genauso wichtig ist die Entwicklung einer Ziel-IT-Architektur, die die neuen Anforderungen und Möglichkeiten eines digitalen VNB abbildet bzw. darauf zumindest vorbereitet ist.



Abbildung 7: Stakeholder, Dimensionen und Ziele der Digitalisierung



Quelle: EY

In jedem Fall ist auch der Mensch als kritischer Erfolgsfaktor zu beachten, sodass als Teil eines jeden Digitalisierungsprojekts oder parallel dazu ein systematisches Change-Management zur Anpassung der Unternehmenskultur an die neue, digitale Welt erfolgen sollte.

Mit der hohen Geschwindigkeit der Veränderungen im Technologiebereich steigen die Möglichkeiten von Unternehmen exponentiell an.¹² Um mit den damit verbundenen Veränderungen Schritt halten zu können, müssen sich auch die Menschen verändern. Veränderungswille und -bereitschaft sind Grundvoraussetzungen, um die Digitalisierung positiv für sich persönlich und für das Unternehmen nutzen zu können. Digitalisierungsprojekte, die sich ausschließlich an den bestehenden – hierarchischen – Strukturen ausrichten, sind daher ein erster Schritt, greifen aber zu kurz. Das Unternehmen muss auch die Möglichkeit bieten, neuen Ideen und Querdenken Gehör zu verschaffen, um sie bei Bedarf in das Geschäftsmodell und die Geschäftsprozesse integrieren zu können.

3.2.2 Das intelligente Messwesen nimmt Gestalt an

Mit dem Inkrafttreten des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ zum 2. September 2016 hat das intelligente Messwesen einen deutlichen Schub erhalten. Für einen Großteil der Befragten nehmen die damit verknüpften Aufgaben eine zentrale Stelle bei den aktuellen Herausforderungen ein.¹³ Rund 30 Prozent der Unternehmen haben bereits mit dem Rollout begonnen oder planen, ihn in diesem Jahr zu starten. Der Großteil der Unternehmen hat den Beginn des Rollouts für das Kalenderjahr 2018 eingeplant.

¹² So besagt das Gesetz von Intel-Mitbegründer Moore, dass sich die Leistung von Computern regelmäßig verdoppelt. Je nach Quelle wird dabei von zwölf bis 24 Monaten ausgegangen.

¹³ Vgl. dazu Kapitel 2.

Gut die Hälfte der Unternehmen hat sich bereits für einen Weg zur Umsetzung entschieden. Der Großteil davon beabsichtigt, das intelligente Messwesen – sei es alleine, mithilfe von Dienstleistern oder in Kooperationen – selbst umzusetzen. Ein Drittel der Stadtwerke befindet sich gerade im Entscheidungsprozess. Angesichts der Tatsache, dass bis zum 30. Juni 2017 bei der BNetzA die Übernahme der Grundzuständigkeit im intelligenten Messwesen angezeigt werden muss, ist ein immer noch relativ hoher Prozentsatz an Stadtwerken unentschlossen.

IMSys – Grundstein für neue Geschäftsmodelle

Der Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys) und moderner Messeinrichtungen (mME) ist lediglich der Grundstein für die Entwicklung neuer Produkte und Services, aber noch kein Geschäftsmodell an sich. Dazu ist eine Reihe weiterer Faktoren zu definieren, etwa welches Kundensegment mit welchem konkreten Leistungsangebot bedient werden soll. Eine Vielzahl auf iMSys und mME aufsetzender möglicher Geschäftsmodelle wird momentan diskutiert und teilweise auch praktisch erprobt, z. B.:

- ▶ spartenübergreifendes Metering
- ▶ Übergang vom Sub- zum Gesamt-Metering
- ▶ Kombiangebot intelligente Messsysteme + Energielieferung
- ▶ iMSys als Bestandteil eines Energiemanagementsystems
- ▶ (Energie-)Datenmanagement
- ▶ Nutzung der TK-Infrastruktur (des Gateways)
- ▶ Vermarktung von Dienstleistungen an andere Messstellenbetreiber

Einige dieser Geschäftsmodelle stehen dem VNB selbst offen, insbesondere der spartenübergreifende Messstellenbetrieb. Andere sind nur mit der entsprechenden Initiative aus den Vertriebseinheiten der Stadtwerke denkbar. Aus unserer Sicht sind vier Schritte für die erfolgreiche Entwicklung von Geschäftsmodellen im intelligenten Messwesen notwendig: ¹⁴

1. Erfahrungen sammeln
2. An die Zukunft denken
3. Prozess strukturieren
4. Klären, wer es machen soll

Dazu im Einzelnen:

Erfahrungen sammeln

Nur vereinzelt herrscht noch immer die Meinung vor, dass sich das Thema von alleine erledigen wird: Lediglich 4 Prozent der Stadtwerke werden daher (vorerst) nichts tun. Dabei ist es umso wichtiger, frühzeitig eine neue, bisher unerprobte Technologie in der Praxis zu testen und damit Erfahrungen zu sammeln. Viele Probleme und Herausforderungen werden erst im Praxistest offensichtlich und können auch nur hier einer Lösung zugeführt werden. Um Antworten auf eine Vielzahl von Teilthemen und Fragestellungen zu erhalten, ist eine umfassende und systematische Vorbereitung des Rollouts wesentlich. Beispielhafte Herausforderungen und Themen, die es zu bearbeiten gilt, sind in Abbildung 8 dargestellt.

An die Zukunft denken

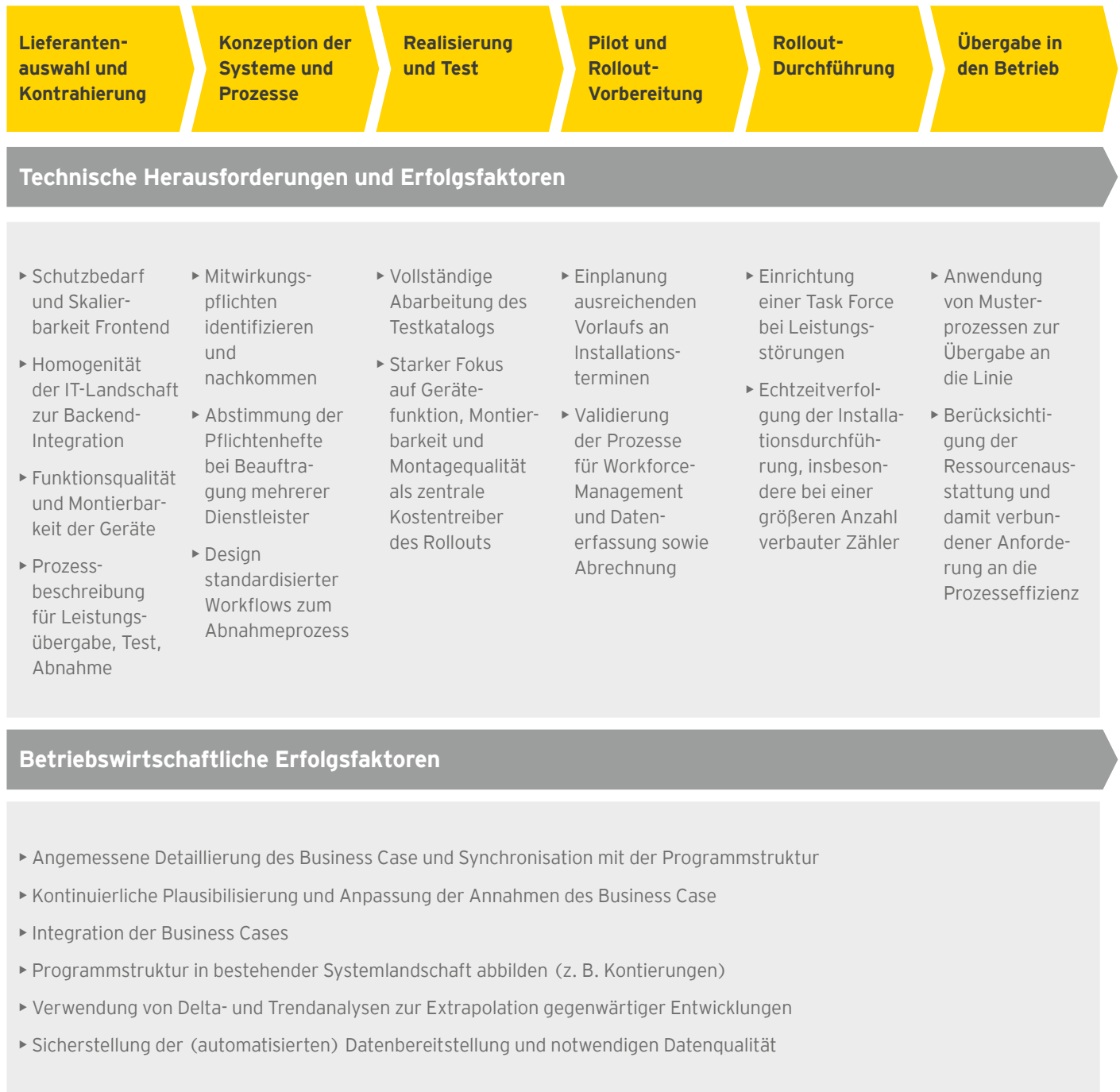
Die zukünftige Entwicklung des intelligenten Messwesens ist nicht vorhersehbar. Dennoch sollte sich jedes Unternehmen Gedanken über mögliche Entwicklungspfade machen (s. Abb. 9). Ziel ist es, eine möglichst einzigartige und proprietäre Sicht auf das zukünftige intelligente Messwesen zu entwickeln. Mit einer allein auf den Erfahrungen der Vergangenheit beruhenden Denkweise, die sich am herkömmlichen mechanischen Zähl- und Messwesen ausrichtet, wird ein Messstellenbetreiber den Anforderungen und den Möglichkeiten von iMSys nicht gerecht. Ein solcher Ansatz führt zu evolutionären Veränderungen, in denen die Geschäftsmodelle lediglich eine Fortschreibung der Vergangenheit in die Zukunft beinhalten. Denkbare innovative Entwicklungspfade des intelligenten Messstellenbetriebs werden vernachlässigt. Beispiele hierfür sind die folgenden:

- ▶ Betrieb einer TK-Infrastruktur und einer Datenplattform
- ▶ medienübergreifende Ablesung durch Integration von Gas, Wasser und Wärme bis hin zum Submetering, d. h. dem Ablesen und Abrechnen von Wärme- oder Wasserunterzählern in Wohnungen
- ▶ iMSys als Bestandteil komplexer Energiemanagementlösungen (z. B. für Prosumer, Mieterstrom, Betrieb und Management von Arealnetzen)

Nur mit der konsequenten Verfolgung einer proprietären Sicht auf die weitere Entwicklung des intelligenten Messwesens besteht die Chance, sich unternehmerisch zusätzliche Wachstumspotenziale zu eröffnen. Eine Garantie, diese Wachstumspotenziale zu heben, ist allerdings auch damit nicht verbunden.

¹⁴ Dabei sind die Schritte parallel und nicht sequenziell abzuarbeiten.

Abbildung 8: Beispielhafte Herausforderungen des Rollouts



Quelle: EY

Prozess strukturieren

Die Wahrscheinlichkeit, ein erfolgsträchtiges Geschäftsmodell zu entwickeln und umzusetzen, lässt sich mit einem strukturierten Prozess auf der Basis einer systematischen Vorgehensweise steigern. Es empfiehlt sich, einen Stage-Gate-Prozess einzuführen, in dem sich klar definierte Arbeitsphasen mit Entscheidungspunkten abwechseln. Wesentlich dabei ist, dass der Prozess der Geschäftsmodellentwicklung einen Rahmen erhält, in dem sich die Verantwortlichen bewegen müssen bzw. dürfen. Ein solcher Prozess erzwingt die Einhaltung von Projektterminen und Meilensteinen, darf jedoch nicht als Selbstzweck verstanden werden, an dem man sich festklammert. Zudem verhindert er ein ständiges Eingreifen des Managements mit immer neuen Ideen. Letzteres führt dazu, dass ein Unternehmen bis zur Phase der Detailierung erfolgversprechender Geschäftsideen gelangt, nie aber zur konsequenten Um- und Durchsetzung eines verabschiedeten Geschäftsmodells.

Das zweite Element eines strukturierten Prozesses bezieht sich auf die inhaltliche Komponente. Mit der CANVAS-Methodik¹⁵ werden die wesentlichen Elemente eines Geschäftsmodells beschrieben:

- ▶ Nutzenversprechen an die Kunden
- ▶ Kundensegmente
- ▶ Kundenbeziehungen
- ▶ Vertriebskanäle
- ▶ Kernaktivitäten
- ▶ Schlüsselressourcen
- ▶ Partnerschaften
- ▶ Kostenstrukturen
- ▶ Erlösströme

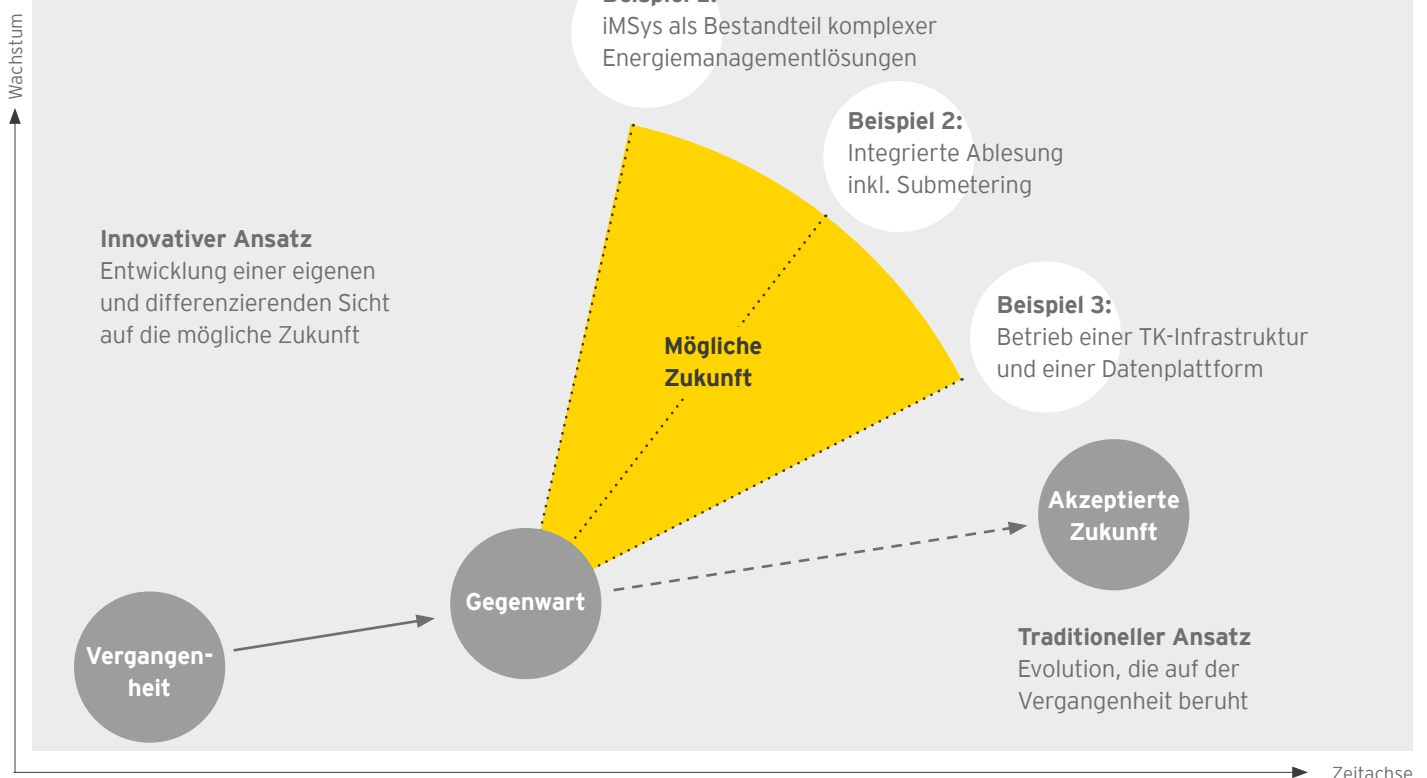
Durch eine konsequente Ausrichtung des Geschäftsmodells an diesen Elementen wird eine transparente Diskussionsbasis für die Entwicklung von Neugeschäft geschaffen. Alle wesentlichen Komponenten eines Geschäftsmodells werden so erfasst und analysiert, eine zu starke Fokussierung auf die Technik verhindert.

Klären, wer es machen soll

Rund die Hälfte der Unternehmen beabsichtigt, lediglich die Funktion des grundzuständigen intelligenten Messstellenbetreibers (gMSB) wahrzunehmen, 14 Prozent sowohl die Rolle des gMSB als auch diejenige des wettbewerblichen

Abbildung 9: Mögliche Entwicklungspfade des intelligenten Messwesens

Eine proprietäre Sicht auf die Zukunft kreieren



Quelle: EY

Messstellenbetreibers (wMSB). Die übrigen Unternehmen sind noch in der Findungsphase.

Die Entscheidung, ob im Stadtwerkeunternehmen zusätzlich zum gMSB auch die Rolle des wMSB wahrgenommen werden soll, hängt von zahlreichen Faktoren ab. Ein wesentliches Kriterium ist, welche konkreten Geschäftsmodelle im intelligenten Messwesen verfolgt werden sollen. Bei einigen Geschäftsmodellen wie der Kombination von Energielieferung und intelligentem Messstellenbetrieb ist die Etablierung eines wMSB rechtlich zwingend, bei anderen wie dem Submetering hilfreich, um im Markt flexibler und wettbewerbskonform agieren zu können.

3.2.3 Der VNB und der Umgang mit Daten

Neben den klassischen Aufgaben des sicheren und diskriminierungsfreien Betriebs der Verteilnetze sehen sich die VNB zukünftig auch verstärkt in der Rolle eines Datenplattformbetreibers. 62 Prozent der Befragten gehen davon aus, dass der Betrieb einer Datenplattform für den VNB an Bedeutung gewinnen wird. So stimmen 55 Prozent der Aussage zu, dass „jeder VNB [...] eine diskriminierungsfreie und für dritte Parteien offene Datenplattform anbieten und betreiben“ müsse. Dagegen sind 44 Prozent der Ansicht, dass „aufgrund des Betriebs einer kritischen Infrastruktur und der damit verbundenen erhöhten IT-Sicherheitsanforderungen [...] eine gemeinsame bundesweite Datenplattform für Netzdaten ausgebaut werden“ sollte.¹⁶

Inhalte einer Datenplattform

Der Inhalt einer Datenplattform wird momentan stark von der Einführung intelligenter Messsysteme bestimmt. Messdaten von angeschlossenen Verbrauchern werden von 56 Prozent als zwingender und von weiteren 23 Prozent als optionaler Inhalt einer entsprechenden Datenplattform angesehen. Weitere als wichtig erachtete Inhalte einer Datenplattform sind

- ▶ Bewegungsdaten von angeschlossenen Erzeugungsanlagen (56 Prozent zwingend, 25 Prozent optional),
- ▶ Netzzugangsdaten für bestimmte Netzabschnitte im Sinne einer Ampel: rot/gelb/grün (51 Prozent zwingend, 27 Prozent optional) und
- ▶ Stammdaten zu Netz-Assets (44 Prozent zwingend, 30 Prozent optional).

Weiter gehende Dateninhalte wie z. B. Kundendaten und Bewegungsdaten der Netz-Assets werden dann zunehmend nur als optionale Inhalte eingestuft.

Eine Reihe von gesetzlichen und technischen Vorschriften, die wir im Folgenden kurz darstellen, definiert die notwendigen Inhalte einer Datenplattform präziser.

Energieinformationsnetz

Mit der zunehmenden Anzahl der Marktteilnehmer und der immer höheren Geschwindigkeit von Marktprozessen steigt der Bedarf eines Informationsaustauschs zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft. Netzbetreiber spielen dabei eine zentrale Rolle. Sie benötigen Informationen sowohl von benachbarten oder unterlagerten Netzbetreibern als auch von den an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Mit § 12 Abs. 4 EnWG ist der dazugehörige Daten- und Informationsaustausch in einem sog. Energieinformationsnetz gesetzlich verankert worden.¹⁷

Marktstammdatenregister

Mit dem Inkrafttreten des Marktstammdatenregisters zum 1. Juli 2017 werden die Weichen für eine verbesserte Datengrundlage in der Energiewirtschaft gestellt.¹⁸ „Das Register erfasst erstmals sämtliche Erzeugungsanlagen – Neuanlagen und bestehende Anlagen, Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer und konventioneller Energie, von Strom und Gas – und bestimmte Verbrauchsanlagen sowie die Betreiber der Anlagen.“¹⁹ Die von den Akteuren erfassten Daten müssen von den Netzbetreibern geprüft und ergänzt werden. Betreiber des Registers ist die BNetzA.



15 CANVAS (engl. Leinwand) ist eine aus neun Elementen bestehende Übersicht, Geschäftsmodelle systematisch und plakativ darzustellen. Anhand der Elemente (Kundensegmente, Schlüsselressourcen, Umsatzströme etc.) lassen sich Geschäftsmodelle entwickeln.

16 Dabei stimmen größere Stadtwerke und Regionalversorger lediglich zu 33 Prozent der Position zu, dass es eine gemeinsame bundesweite Datenplattform für Netzbetreiber geben sollte.

17 Vgl. dazu BDEW: Die digitale Energiewirtschaft, S. 37 f.

18 Siehe dazu <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-ueber-die-registrierung-energiewirtschaftlicher-daten-referentenentwurf.html>.

19 Siehe § 13 Referentenentwurf zur Verordnung über die Registrierung energiewirtschaftlicher Daten.

Network Codes der EU

Auch auf europäischer Ebene wird der Transformation des Energiesektors hin zu einem dezentralen Markt Rechnung getragen. Durch die europaweite Harmonisierung und Vereinheitlichung technischer Vorgaben über Netzkodizes (Network Codes) treibt die Europäische Kommission den EU-Energiebinnenmarkt voran. ACER hat dazu in Zusammenarbeit mit ENTSO-E und ENTSO-G insgesamt 13 Netzkodizes entwickelt.²⁰ Diese sind zum Teil schon in Kraft getreten und müssen jetzt in nationales Recht umgesetzt bzw. national näher ausgestaltet werden.

So ist mit der Verabschiedung des Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger durch die EU der Weg in die europäische Regelsetzung für den Netzbetrieb eingeleitet worden.²¹ Im laufenden Jahr wird die Verabschiedung der „Guideline on Transmission System Operation“ erwartet, die detaillierte Vorgaben für den Netzbetrieb beschreibt. Der VNB muss in der

Folge mit Kunden, benachbarten Netzbetreibern und Marktteilnehmern sowohl in der Planung als auch im Betrieb intensiv kooperieren und Aktivitäten koordinieren. Diese Anforderungen müssen bis 17. Mai 2018 in nationale Vorgaben und ein Jahr später in den Unternehmen umgesetzt werden. Hierdurch werden sich zahlreiche Geschäftsprozesse, die zu erfassenden Daten und Datenaustauschprozesse im Verteilnetzbereich verändern – was heute schon beim Aufbau und bei der Ausgestaltung von Datenplattformen berücksichtigt werden sollte.

3.2.4 Herausforderung IT- und Informationssicherheit

Die Digitalisierung führt jedoch auch zu neuen Herausforderungen: So stuften 73 Prozent der Befragten die Gefahr, dass es durch die zunehmende Digitalisierung zu Hackerangriffen und damit zu Ausfällen in der Stromversorgung kommen könnte, als hoch oder sehr hoch ein. Nur 8 Prozent sehen hier geringe oder sehr geringe Gefahren.

Mit der EU-Richtlinie zur Netzwerk- und Informationssicherheit²² und dem IT-Sicherheitsgesetz in Deutschland²³ ist daher auch der Energiesektor im EnWG entsprechend reguliert worden. Energieanlagen- wie auch Netzbetreiber sind verpflichtet, IT- und Informationssicherheit für ihre dedizierte kritische Infrastruktur nachzuweisen. Stadtwerke sind hier oft mehrfach betroffen und gesetzlich verpflichtet, einerseits den IT-Sicherheitskatalog der BNetzA nach § 11 Abs. 1a EnWG (Netzbetrieb) bis 31. Januar 2018 sowie den noch nicht veröffentlichten IT-Sicherheitskatalog der BNetzA nach § 11 Abs. 1b EnWG (Energieanlagen) zu beachten und andererseits die Anforderungen gem. § 8 des BSI-Gesetzes (Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) bis Mai 2018 zu erfüllen.²⁴ Häufig ist hierzu jeweils ein Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS, z. B. gem. DIN ISO/IEC 27001) aufzubauen, dessen Geltungsbereich auf die jeweilige kritische Infrastruktur fokussiert wird.

61 Prozent der Stadtwerke haben dazu bereits die Funktion eines IT-Sicherheitsbeauftragten installiert, 15 Prozent verfügen über ein ISMS und 46 Prozent sind dabei, ein solches umzusetzen. Da aber rund 20 bis 30 Prozent der befragten Netzbetreiber immer noch die genannten IT- und Informationssicherheitsanforderungen als für ihr Unternehmen nicht relevant einstufen bzw. keine Angaben dazu machen, besteht hier offensichtlich noch weiterer Informations- und Aufklärungsbedarf.²⁵

Wichtig ist zudem, den Unterschied zwischen IT- und Informationssicherheit zu betonen: Viele Unternehmen unterschätzen noch die Tragweite der umfassenderen Informationssicherheit, die auch zu Veränderungen in diversen Prozessen zwingt. Die rein technische Sicherheit erscheint gut beherrschbar – der Umgang mit für kritische Infrastrukturen wichtigen Informationen erfordert jedoch zusätzlich organisatorische und prozessuale Veränderungen, auf die die Unternehmen oft nicht vorbereitet sind.

²⁰ Siehe ACER: Framework Guidelines on Electricity Grid Connections, 20. Juli 2011.

²¹ Siehe Amtsblatt der Europäischen Union: Verordnung (EU) 2016/631 vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger.

²² Siehe dazu EU-Richtlinie 2016/1148 vom 6. Juli 2016 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen in der Union.

²³ Siehe dazu Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme (IT-Sicherheitsgesetz) vom 17. Juli 2015.

²⁴ Vgl. dazu Bundesnetzagentur, IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz.

²⁵ Der relativ hohe Anteil ist u. U. auch durch die Befragungsmethodik zu erklären. Siehe dazu auch Fußnote 5.

²⁶ Vgl. dazu auch Kapitel 3.2.1.

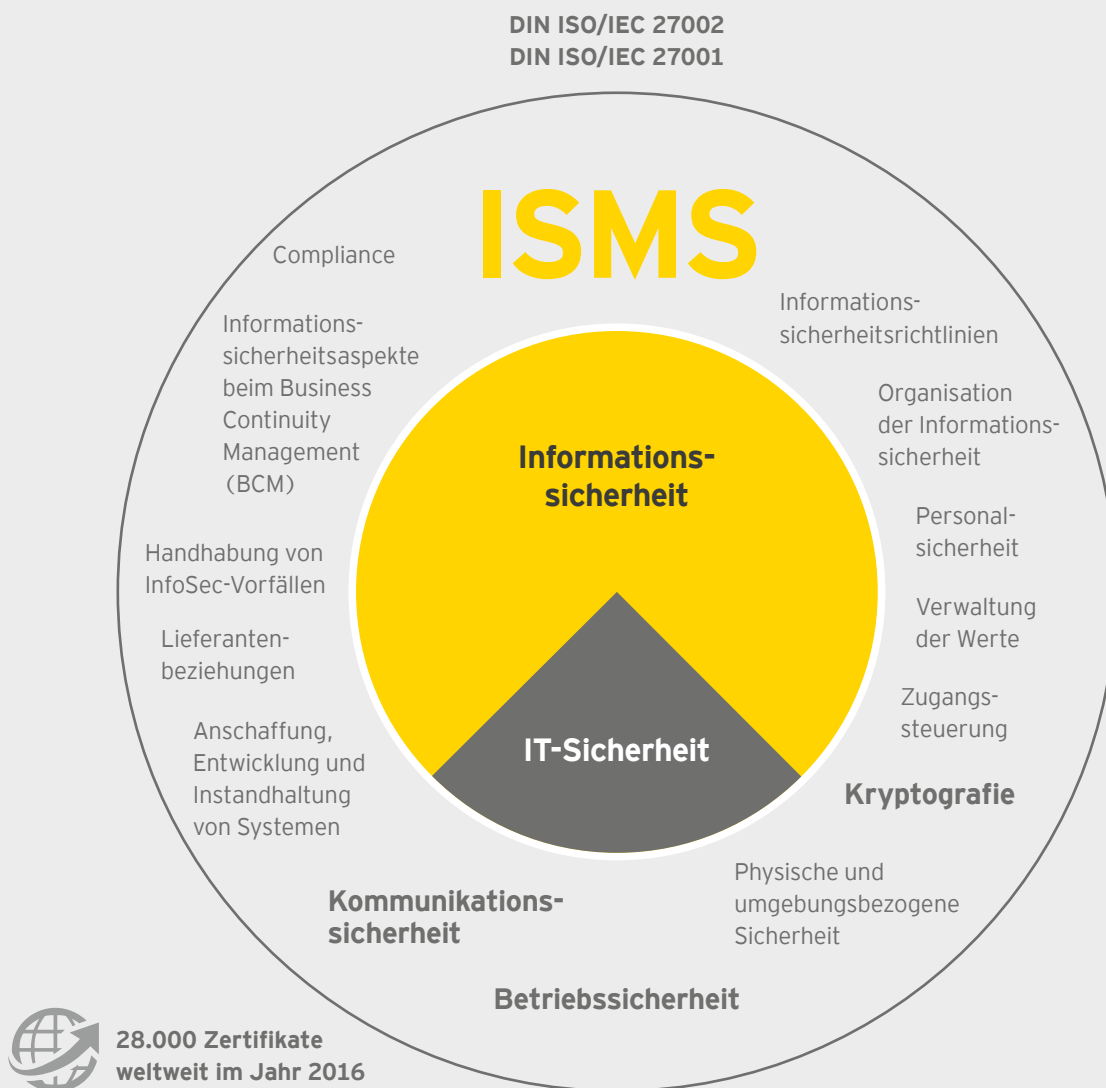


Dazu sind in erster Linie wichtige Informationen adäquat zu schützen und erst in zweiter Linie die dafür notwendigen „Secondary Assets“ wie IT, physische Infrastruktur, Personal und verwendete Services. Letztere liegen in der Verantwortung des Technikbereichs (der IT), der dann in der Umsetzung des IT-Sicherheitskatalogs den Fokus stark bis ausschließlich auf diese Aspekte legt. Der ganzheitliche Schutz von Informationen erfordert jedoch ein Umdenken, das auch nichttechnische Fragestellungen abdeckt. Dieses Umdenken sollte im Rahmen eines Kulturwandels zwingender Bestandteil eines jeden Digitalisierungsprojekts sein.²⁶

Welche Teilaspekte ein Unternehmen bei der Umsetzung des IT-Sicherheitskatalogs insgesamt zu berücksichtigen hat, fasst Abbildung 10 zusammen.

Angesichts der vorhandenen Herausforderungen, die durch die fortschreitende Digitalisierung entstanden sind, besteht noch Handlungsbedarf zum Thema der IT- und Informationssicherheit. Dieser Aspekt, mit einer Vielzahl von Teilaspekten, muss zwingend Bestandteil eines jeden Digitalisierungsprojekts sein.

Abbildung 10: Teilaspekte für die Umsetzung des IT-Sicherheitskatalogs



3.3 Passt der Regulierungsrahmen?

VNB können und müssen innerhalb des Regulierungsrahmens agieren. Mit der Novellierung der ARegV zum 14. September 2016 haben sich diese Rahmenbedingungen verändert. Ein Drittel der Befragten sieht dadurch insgesamt negative, 45 Prozent neutrale und 11 Prozent positive Effekte für ihr eigenes Unternehmen.

Es wird befürchtet, dass notwendige intelligente Investitionen durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs unterbleiben (24 Prozent) und sich dies insgesamt negativ auf die Ertragslage der Unternehmen auswirkt (29 Prozent). Immerhin 14 bzw. 11 Prozent der Befragten erwarten jedoch im Saldo positive Effekte auf die Investitionstätigkeit bzw. die Ertragslage.

Im Hinblick auf das neue Rollenverständnis der VNB werden nach wie vor fehlende Anreize für „intelligente“ Investitionen bemängelt. Insgesamt stellt sich die Frage, ob der steigenden Komplexität von Netzplanung und -betrieb regulatorisch ausreichend Rechnung getragen wurde. Möglichkeiten zur effizienten Anwendung des NOXVA-Prinzips sind aus Branchensicht

nicht genügend implementiert worden. So vertritt fast die Hälfte der Befragten die Ansicht, dass die Regulierung heute nicht genügend Anreize für „intelligente“ Investitionen setze (s. Abb. 11).

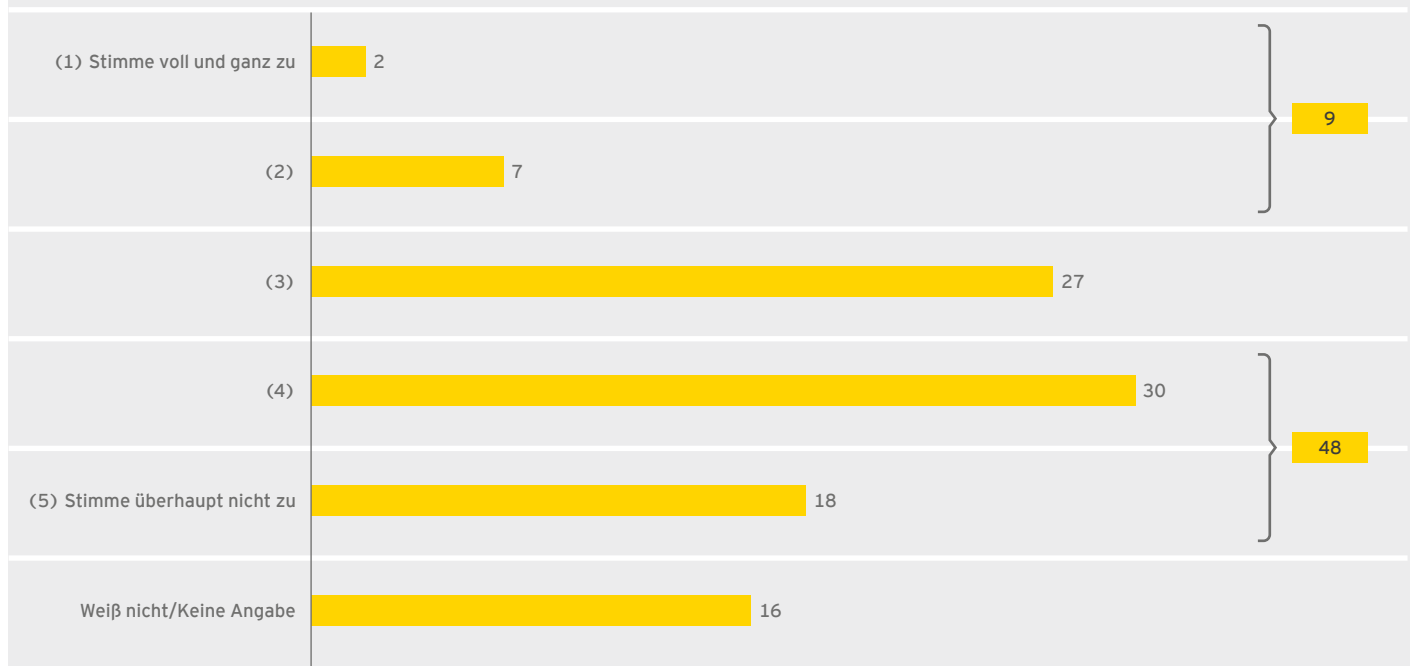
Ein sicherer und schneller Zugriff auf Daten erhöht die notwendige Beobachtbarkeit und ist Voraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb. Um diesen Zugriff sicherzustellen, wird im Ergebnis der Aufwand im Netzbetrieb deutlich steigen und das Verhältnis zwischen Betriebskosten und Investitionen sich weiter in Richtung Betriebskosten verschieben. Das heutige Regulierungssystem belohnt nach wie vor kapitalintensive Investitionen, welche die Regulated Asset Base erhöhen. Intelligente Investitionen, die Folgeinvestitionen verhindern, dafür aber zu einem erhöhten Betriebsaufwand führen, z. B. über laufende IT- und TK-Kosten, werden im Vergleich dazu schlechtergestellt.

„Kooperationen von VNB ermöglichen hier Skalen- und Verbundeffekte. Möglich sind dabei sowohl technische Kooperationen angrenzender Netzbetreiber als auch rein wirtschaftliche Kooperationen.“²⁷

²⁷ BDEW, Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt, S. 5.

Abbildung 11: Anreize für intelligente Lösungen des Netzausbaus durch die Regulierung

Laut einer BMWi-Verteilnetzstudie kann der konventionelle Netzausbaubedarf durch Einsatz intelligenter Netzwerktechnologien (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren) oder anderer innovativer Lösungen deutlich reduziert werden. Setzt die Regulierung ausreichende Anreize für „intelligente Lösungen“?



Angaben in Prozent; n = 111



3.4 Neue Tätigkeitsfelder

Der Verteilnetzbereich lebt heute überwiegend vom regulierten Geschäft.²⁸ Daneben sind jedoch weitere Tätigkeitsfelder interessant. Im Mittelpunkt der geplanten Aktivitäten für die kommenden ein bis zwei Jahre stehen - wie bereits oben erläutert - das intelligente Messwesen und die Nutzung und Bereitstellung von Daten (s. Abb. 12).

Infrastrukturdienstleistungen

Die etablierten EVU und Stadtwerke haben einen Vorsprung im Wissen um die Ressourcen für den Aufbau und (sicheren) Betrieb von Infrastrukturen. Hier haben sie aufgrund ihrer Erfahrungen und Kompetenzen deutliche Wettbewerbsvorteile. Von daher gehören der Aufbau und der Betrieb einer Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität und das Engagement bei Smart Cities und

beim Breitbandausbau zu den interessanten Tätigkeitsfeldern für die etablierten Verteilnetzbetreiber. Aber auch in diesen Bereichen werden Kooperationen und Partnerschaften erforderlich sein, um alle notwendigen Kompetenzen abdecken zu können und die erforderlichen Technologien verfügbar zu machen.

Rekommunalisierung und Microgrids

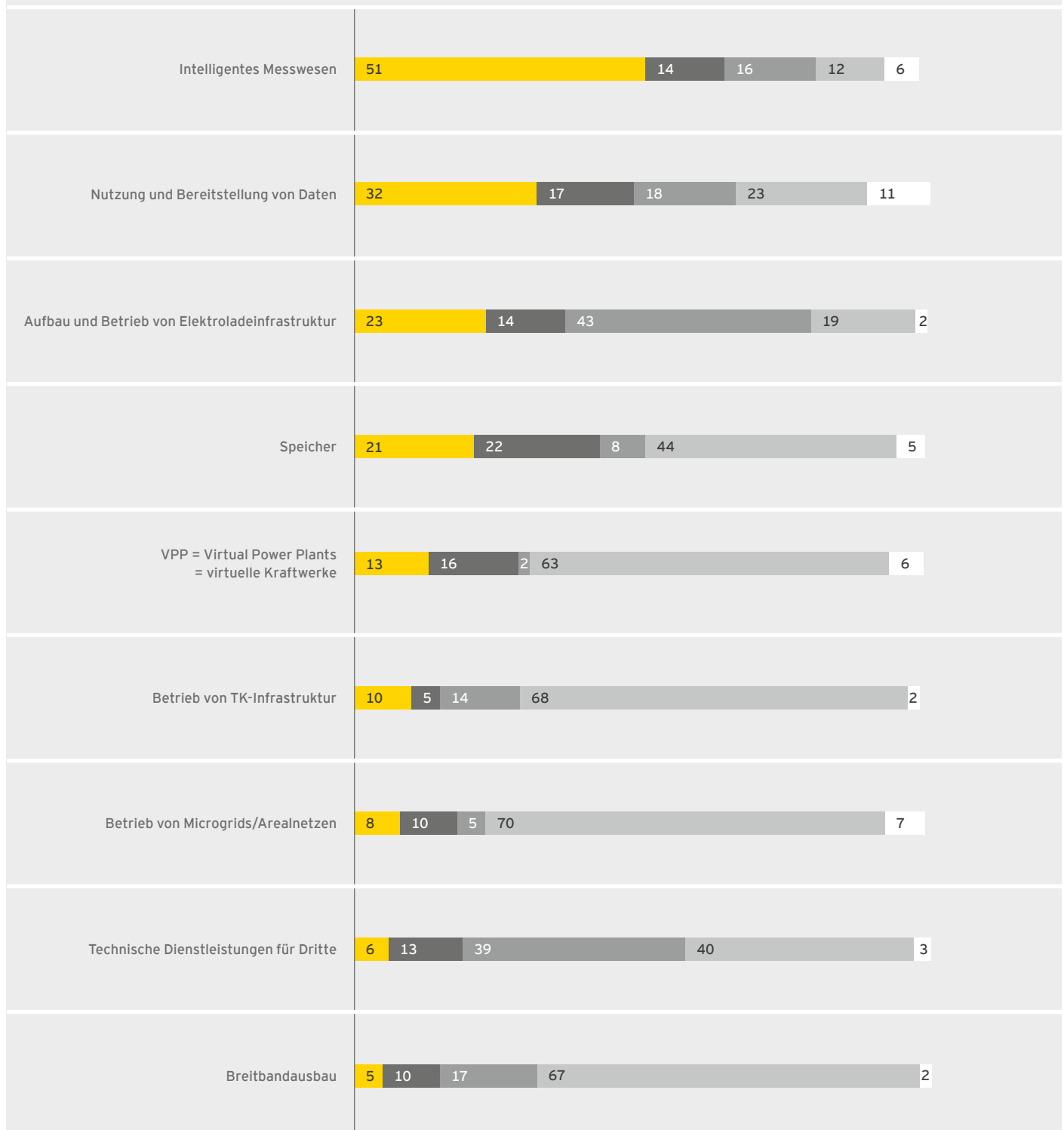
Schließlich muss sich auch der „Monopolbereich“ Verteilnetzbetrieb einem verstärkten Wettbewerb stellen: Zum einen ist die Konzessionsvergabe schon lange kein Selbstläufer mehr, zum anderen sind zum klassischen Netzbetrieb der allgemeinen Versorgung alternative Versorgungskonzepte durch den Trend zu lokalen Arealnetzen (Microgrids) hinzugekommen. Die Erzeugung rückt enger an den Verbraucher heran und lässt eine Vielzahl potenziell autarker, lokaler Gemeinschaften entstehen. Lokale Arealnetze und Marktplätze verbinden dezentrale Erzeugung und Speicher. Damit agieren die meisten „Prosumer“ zwar streng genommen nicht autark, aber die Zahl quasi autarker lokaler Gemeinschaften steigt und ist heute schon vielfach Realität.

Die zunehmende Anzahl von Microgrids stellt daher einen weiteren Trend im Bereich der (Verteil-)Netze dar, auch wenn es hier eine Reihe von gesetzlichen und regulatorischen Hürden zu überwinden gilt: Die Verbreitung dezentraler Erzeugungseinrichtungen wird tendenziell zu einer Abkopplung von immer mehr Quartieren und kleineren Netzgebieten führen, die durch Dienstleister oder in Eigenregie betrieben werden. Dadurch sinkt die Zahl der aus dem allgemeinen Netz versorgten Endkunden, die spezifischen Netzentgelte steigen, Eigenversorgungslösungen inkl. Microgrids werden attraktiver und weitere Endkunden werden sich aus dem Solidarsystem der netzgebundenen Versorgung verabschieden.



²⁸ In der Regel werden 95 Prozent der Umsätze oder mehr im Verteilnetzbereich im regulierten Geschäft erzielt.

Abbildung 12: Zukünftig geplante Geschäftsmodelle im Verteilnetzbereich



■ In den nächsten 1-2 Jahren geplant
 ■ Zu einem späteren Zeitpunkt geplant
 ■ Bereits angeboten
 ■ Gar nicht
 Weiß nicht/Keine Angabe

Angaben in Prozent; n = 111 Rundungsdifferenzen möglich

4

Die Ergebnisse für Österreich und die Schweiz

Im Folgenden werden kurz die wesentlichen Ergebnisse für Österreich und die Schweiz dargestellt und im Kontext der jeweiligen Länderspezifika analysiert.



4.1 Österreich

Österreichs Stromnetzbetreiber werden sowohl als ein völlig unabhängiger Dienstleister für Erzeuger, Lieferanten und Endkunden als auch als Teil eines integrierten Energieversorgungsunternehmens mit einer wichtigen Schnittstelle zum Kunden gesehen (jeweils 81 Prozent Zustimmung). Ihre Bedeutung für das Gesamtunternehmen wird von 73 Prozent als hoch oder sehr hoch eingestuft. Allerdings stuft auch jeder fünfte Befragte ihre Bedeutung als niedrig ein. Ein Grund kann in den massiven Senkungen der Netzentgelte seit Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2001 liegen. In diesem Zeitraum sind die Netzentgelte inflationsbereinigt um 40 Prozent gesunken. Aufgrund des bestehenden Investitionsbedarfs, von Preissteigerungen für Netzbetreiber und einer stabilen Entwicklung der Abnahmemengen sind Entgeltensenkungen in den nächsten Jahren jedoch kaum zu erwarten.²⁹

Auch die jüngst vom Regulator vorgeschlagene Reform der Netzentgeltsystematik³⁰ verändert diese Einschätzung nicht. Durch eine Stärkung der Leistungskomponente käme es sogar zu einer verbesserten Planbarkeit der Erlöse. Gravierende Auswirkungen auf die Erlössituation der Stromnetzbetreiber sind nicht zu erwarten.

So werden die österreichischen Stromnetzbetreiber in den kommenden vier Jahren insgesamt 4 Mrd. Euro in die Modernisierung, Instandhaltung und den Ausbau ihrer Infrastruktur sowie in den Rollout intelligenter Messgeräte (Smart Meters) investieren.³¹ Bis Ende 2015 waren 7,4 Prozent der insgesamt 6,159 Mio. Zähler von Haushalts-, KMU- und Landwirtschaftskunden in Österreich mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet.³² Die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) gibt bis Ende 2017 eine Rolloutquote von 70 Prozent vor.³³ Die von den Netzbetreibern prognostizierte Rolloutquote von etwa 30 Prozent der umzustellenden Zählpunkte zeigt, dass man in den Rolloutprojekten diesen Vorgaben deutlich hinterherhinkt.

Unsere Befragung bestätigt diesen Trend: Auch wenn 57 Prozent der Energieversorgungsunternehmen bereits mit dem Rollout begonnen haben, geht etwa ein Drittel der befragten Unternehmen davon aus, dass es schwierig sein wird, die Vorgaben aus der IME-VO zu erfüllen. Nur 38 Prozent denken, dass sie es mit Sicherheit schaffen werden. Die größten Herausforderungen des Rollouts liegen in der Auswahl der technischen Lösungen (48 Prozent) und dem Aufbau und der Anpassung der IT-Systeme (43 Prozent).

Auch wenn sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Rollout intelligenter Messgeräte bzw. -systeme zwischen Österreich und Deutschland ganz wesentlich unterscheiden, lassen sich doch viele Erfahrungen, die die österreichischen Netzbetreiber bei ihren Rollouts machen, auch in Deutschland nutzbringend verwerten.³⁴

Für viele Befragte spielen beim Rollout intelligenter Messgeräte zudem Fragen der IT-Sicherheit eine herausfordernde Rolle (33 Prozent). Insgesamt wird diesem Thema in Österreich große Aufmerksamkeit gewidmet: 91 Prozent der Unternehmen setzen sich damit im Verteilnetzbereich stark oder sehr stark auseinander. Im Vergleich zu Deutschland werden die Gefahren eines Netzausfalls infolge von Hackerangriffen jedoch geringer eingeschätzt. Nur 53 Prozent sehen eine hohe oder sehr hohe



Bedrohung - im Vergleich zu 73 Prozent in Deutschland. Dabei ist der Stand der bereits getroffenen Gegenmaßnahmen (Installation der Funktion eines IT-Sicherheitsbeauftragten, Einsatz eines ISMS, Zertifizierung nach DIN ISO/IEC 27001) geringer ausgeprägt als in Deutschland. Die Umsetzungshinweise zu den BDEW-Sicherheitsanforderungen durch Österreichs Energie ist dabei einer Mehrheit unbekannt bzw. die Befragten gehen davon aus, dass sie nicht betroffen wären.

Das Thema Digitalisierung hat in der österreichischen Energiewirtschaft verstärkt Einzug gehalten: Vier von zehn Unternehmen haben bereits eine Strategie zur digitalen Transformation, weitere 24 Prozent planen eine solche. Ähnlich wie in Deutschland stuft auch ein zunehmender Teil der österreichischen Energieunternehmen (17 Prozent) die Digitalisierung jetzt eher als Bedrohung ein. Nach wie vor bewertet jedoch eine Mehrheit (57 Prozent) die Digitalisierung als Chance.

Insgesamt wird der Stand der Digitalisierung im Verteilnetzbereich in Österreich deutlich höher eingestuft als seitens der deutschen Stadtwerke: 48 Prozent gegenüber nur 19 Prozent. Ein Grund dürfte in dem in Österreich weiter fortgeschrittenen Rollout intelligenter Messgeräte zu suchen sein. Dennoch ist die eigene Einschätzung zum Stand der Digitalisierung in den Energieunternehmen weiterhin mit einer gewissen Skepsis zu betrachten.

²⁹ Vgl. dazu E-Control, Jahresbericht 2016, S. 45 ff.

³⁰ Vgl. dazu E-Control, Tarife 2.0 - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, April 2017.

³¹ E-Control, Jahresbericht 2016, S. 7.

³² E-Control, Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich, 2016, S. 26.

³³ Siehe § 1 Ziffer 2 IME-VO.

³⁴ Vgl. dazu auch Kapitel 3.2.2.

4

Die Ergebnisse für Österreich und die Schweiz

Nur 20 Prozent stufen den eigenen Digitalisierungsstand im Verteilnetzbereich als gering oder sehr gering ein, obwohl sich nur jedes vierte Unternehmen mit Themen wie Data Analytics oder der Digitalisierung von Unterstützungsprozessen beschäftigt. Möglicherweise wird das Potenzial digitaler Technologien auch weiterhin noch stark unterschätzt. Auch hier gilt, dass eine gesamtheitliche Sicht mit der Erfassung der Interessen aller Stakeholder und aller Dimensionen in einem vom Management unterstützten Digitalisierungsprojekt notwendig ist.³⁵

Neben Planung, Bau und Betrieb von Netzen sehen die österreichischen Stromnetzbetreiber - wie die deutschen VNB - auch im Betrieb einer Datenplattform zunehmend ein zweites Standbein ihres Geschäfts. Zwei Drittel der Manager erwarten, dass der Betrieb einer Datenplattform (stark) an Bedeutung gewinnen wird, und bereits 57 Prozent sind in der Erfassung, Übertragung, Analyse und Bereitstellung netz- und kundenbezogener Daten aktiv. Im Gegensatz zu Deutschland sieht eine Reihe der österreichischen Netzbetreiber den Betrieb einer TK-Infrastruktur als zukünftiges Geschäftsmodell an (43 Prozent sind hier bereits aktiv, im Gegensatz zu Deutschland, wo sich lediglich 14 Prozent engagieren). Auch hier machen sich der weitere Fortschritt beim Rollout intelligenter Messgeräte und die damit im Zusammenhang stehende Notwendigkeit, eine verlässliche Kommunikationslösung zu finden, offensichtlich bemerkbar.

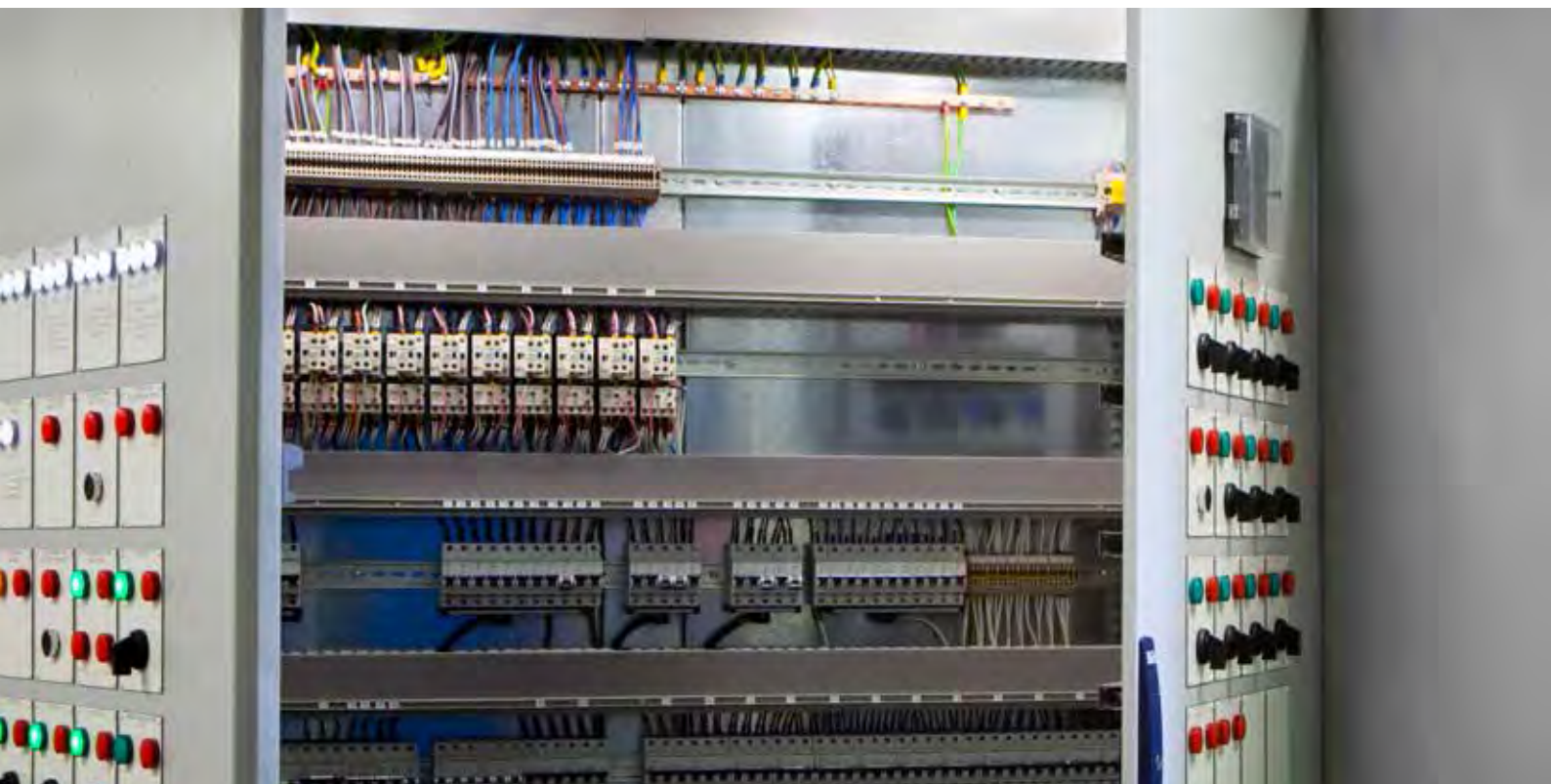
4.2 Schweiz

Schweizer Energiepolitik

Die Schweizer Energiepolitik ist wesentlich durch die Energiestrategie 2050 und ihre Maßnahmenpakete geprägt. Die Energiestrategie 2050 findet bei Schweizer Energieversorgern mit 72 Prozent große Unterstützung. Etwas zurückhaltender sieht die Branche deren Umsetzbarkeit, die nur 55 Prozent der befragten Unternehmen als realistisch einschätzen. Damit ist die Unterstützung im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozentpunkte zurückgegangen.

Als zielführend werden innerhalb der Energiestrategie vor allem die vorübergehende Förderung der Schweizer Wasserkraft, die Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden und der Ausbau der erneuerbaren Energien angesehen. Im Gegensatz dazu werden gemäß den befragten Unternehmen die Gesamtkosten der Energiestrategie für Unternehmen und Bevölkerung unterschätzt (68 Prozent), ebenso wie die Themen Versorgungssicherheit und die zweite Stufe der Strommarktöffnung.

Die vollständige Liberalisierung des Strommarktes erwarten 59 Prozent der Schweizer Energieversorger im Zeitraum bis 2026 - wobei hiervon die meisten mit einer Marktöffnung im Jahr 2024 rechnen. Jedoch erwarten weitere 37 Prozent der befragten Unternehmen, dass die Öffnung erst danach bzw. gar nicht erfolgt.



Geschäftserfolg 2016 und -ausblick

Der Geschäftserfolg im vergangenen Jahr wird deutlich positiver als noch ein Jahr zuvor bewertet. 34 Prozent beurteilen ihn als „sehr gut“ (im Vergleich zu 0 Prozent im Vorjahr) und 52 Prozent als „gut“ (Vorjahr: 61 Prozent). Somit ist in der Gesamtsicht der guten und sehr guten Beurteilungen ein Anstieg von 61 auf 86 Prozent festzustellen.

Aktuelle Themen

Unter den Top-3-Themen auf der Agenda der Schweizer Energieversorger stehen Smart Metering/Grids, die Umsetzung IT-gestützter Prozesse sowie die Optimierung interner Prozesse und betriebliche Reorganisation. Im Gegensatz zum Vorjahr hat vor allem das Thema Absatz/Marketing/Kundenbetreuung/CRM sehr stark an Gewicht verloren, während Smart Metering wieder vermehrt in den Vordergrund rückt.

Die Relevanz von Kooperationen und strategischen Allianzen hat insgesamt leicht abgenommen, ebenso die Gewinnung qualifizierten Nachwuchses und die Personalentwicklung. Innovation hat als Thema (sowohl bei Geschäftsprozessen als auch bei Produkten/Services) etwas an Bedeutung gewonnen und rangiert im oberen Drittel der aktuellen Themenbereiche. Einzig im Bereich der Geschäftsmodelle wird - analog zum Vorjahr - wenig Innovationspotenzial gesehen.

Fokus Verteilnetzbetrieb

Der Verteilnetzbereich ist zu 87 Prozent noch integriert, d. h. ein rechtlich nicht entflochtener Bestandteil eines Energieversorgungsunternehmens. In 11 Prozent der Fälle wurde die Netzgesellschaft rechtlich entflochten.³⁶

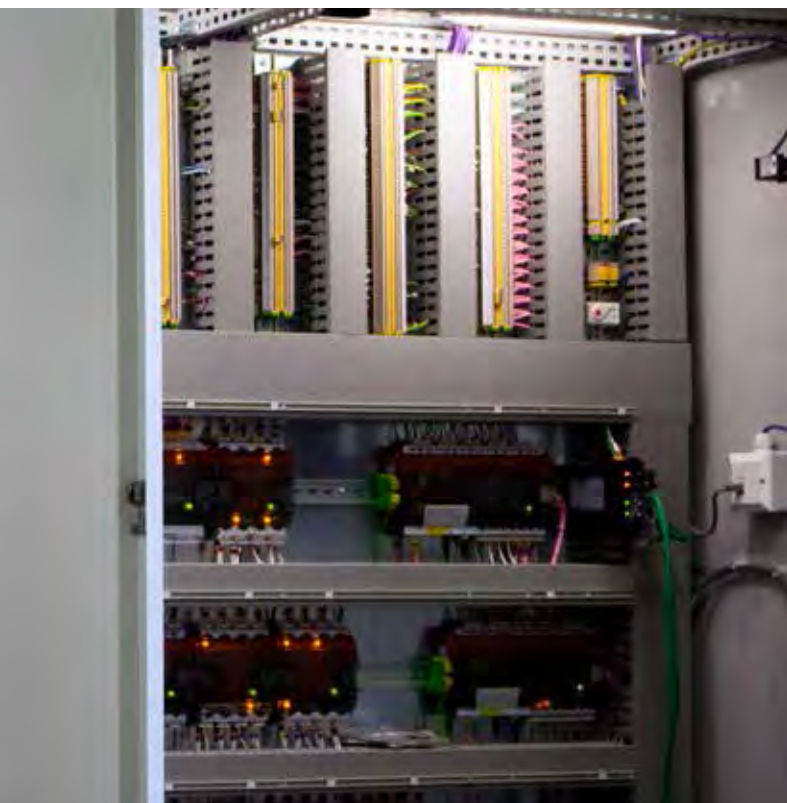
Ihre Hauptaufgabe sehen Schweizer Verteilnetzbetreiber im Thema „Netzplanung, -bau und -betrieb“. Auch der Betrieb einer eigenen IT hat eine große Bedeutung: 61 Prozent der befragten Unternehmen haben ihn bereits umgesetzt, weitere 18 Prozent planen dies noch. Der Betrieb einer eigenen Kommunikationsinfrastruktur wird von 50 Prozent der Unternehmen als Aufgabe angesehen, 34 Prozent verfolgen diesbezüglich keine weiteren Pläne.

Insgesamt wird dem Netzbereich eine wichtige Rolle zugewiesen. Für 88 Prozent hat er eine sehr hohe oder hohe Bedeutung.

Das Thema Digitalisierung wird ähnlich wie im Vorjahr von 59 Prozent der Energieversorger als Chance gesehen, 10 Prozent betrachten es als Bedrohung und 31 Prozent stehen dem Thema indifferent gegenüber. Entsprechend haben bzw. planen 48 Prozent der Unternehmen eine ganzheitliche Strategie zur digitalen Transformation, die zu 80 Prozent direkt durch die Geschäftsführung verantwortet wird. Der Verteilnetzbereich ist dabei zu 97 Prozent Teil des Projekts. Konkrete Projektergebnisse liegen jedoch erst zu 23 Prozent vor.

Die Gefahr von Hackerangriffen auf das Netz durch die Digitalisierung wird von 68 Prozent der Energieversorger als hoch bzw. sehr hoch eingestuft. Allerdings beschäftigt erst rund ein Drittel der Energieversorger einen IT-Sicherheitsbeauftragten oder setzt ein ISMS ein.

Rund ein Drittel der Schweizer Energieversorger werden Ende 2017 mit dem Massenrollout von Smart Meters begonnen haben. Alle übrigen planen diesen entweder für einen späteren Zeitpunkt oder warten vorerst ab.



³⁵ Vgl. dazu ausführlicher Kapitel 3.2.1.

³⁶ Die fehlenden zwei Prozent machten hierzu keine Angabe.

5

Fazit

Der Verteilnetzbereich spielt innerhalb der Stadtwerke eine wichtige Rolle. Obwohl unabhängig agierend, ist er eine wichtige Schnittstelle zu den Endkunden und strahlt so auf das Gesamtunternehmen aus. Er bildet den Kern des Energiegeschäfts und liefert nachhaltige Ergebnisbeiträge.



Der Verteilnetzbereich wird zum Enabler der Energiewende

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Stadtwerkemanager die neue Rolle der VNB im Rahmen der Energiewende angenommen haben: Sie entwickeln sich - zusätzlich zu ihrer traditionellen Rolle, einen sicheren und verlässlichen Netzbetrieb diskriminierungsfrei zu gewährleisten - zum Enabler und Market Facilitator des zukünftigen dezentralen Energiemarktes. Digitale Technologien helfen ihnen dabei.

Im Mittelpunkt digitaler Technologien steht momentan bei vielen Stadtwerken der Rollout intelligenter Messsysteme. Die Hälfte der Unternehmen weiß bereits, wie sie das Thema angehen wollen, viele sind aber noch in der Findungsphase. Dennoch nimmt das intelligente Messwesen in Deutschland langsam Gestalt an und dürfte mit ein Hauptgrund dafür sein, dass die Digitalisierung der Energiebranche an Schwung gewonnen hat.

Die Digitalisierung ist im vergangenen Jahr zu einem Topthema geworden und steht bei vielen Unternehmen ganz oben auf der Agenda. Es ist aber auch mehr Realismus hinsichtlich seiner Auswirkungen eingetreten. Mehr als ein Viertel der Stadtwerke stuft sie heute eher als Bedrohung denn als Chance ein. Gerade bei kleineren Stadtwerken hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass die Digitalisierung enorme Möglichkeiten bietet, die aber nicht alle von ihnen selbst umgesetzt und genutzt werden können.

Eine weitere Gefahr der Digitalisierung wird in Hackerangriffen und einem möglichen Netzausfall gesehen. 73 Prozent der Befragten stufen die Gefahren als hoch oder sehr hoch ein. Gegenmaßnahmen wie der Aufbau eines ISMS oder die Umsetzung des IT-Sicherheitskatalogs der BNetzA werden momentan in vielen Unternehmen ergriffen - es bleibt aber noch viel zu tun. Die

Gefahren von Hackerangriffen sind zu einer so ernst zu nehmen- den Bedrohung in der digitalen Energiewirtschaft geworden, dass sich wirklich jedes Unternehmen darauf vorbereiten muss - was heute noch nicht der Fall ist.

Der Verteilnetzbetrieb der Zukunft wird immer mehr von einem eigenen professionellen Datenmanagement abhängig werden. Neben Planung, Bau und Betrieb von Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmenetzen - den Primärtechnologien - und ggf. von Sekundärtechnologien wie einem eigenen TK- und Informationsnetz wird das Datenmanagement zur dritten Säule des VNB werden. Den Rahmen hierfür setzt eine Vielzahl rechtlicher Anforderungen (Energieinformationsnetz, Marktstammdatenregister, Messstellenbetriebsgesetz, Network Codes etc.). Ein professionelles Datenmanagement wird es dem Verteilnetzbetreiber ermöglichen, effizienter zu agieren und neue Geschäftsmodelle (Vermarktung von Daten) zu entwickeln.

In Zeiten einer fundamentalen Transformation des Energiesektors bleibt auch der Verteilnetzbereich davon nicht unberührt. Im Gegenteil: Durch seine zentrale Rolle als Verbindung zwischen Endkunden, Messstellenbetreibern, vorgelagerten Verteilnetz- wie Übertragungsnetzbetreibern und Erzeugern muss sich der VNB in einer komplexer werdenden Energiewelt neu ausrichten. Er wird zum Enabler der Energiewende, der dafür sorgt, dass andere Marktakteure in einem sicheren Umfeld ihre eigenen Geschäftsmodelle entwickeln, anbieten und umsetzen können, damit am Ende die Energiewende gelingen kann.



6

Ansprechpartner

Impressum

Herausgeber

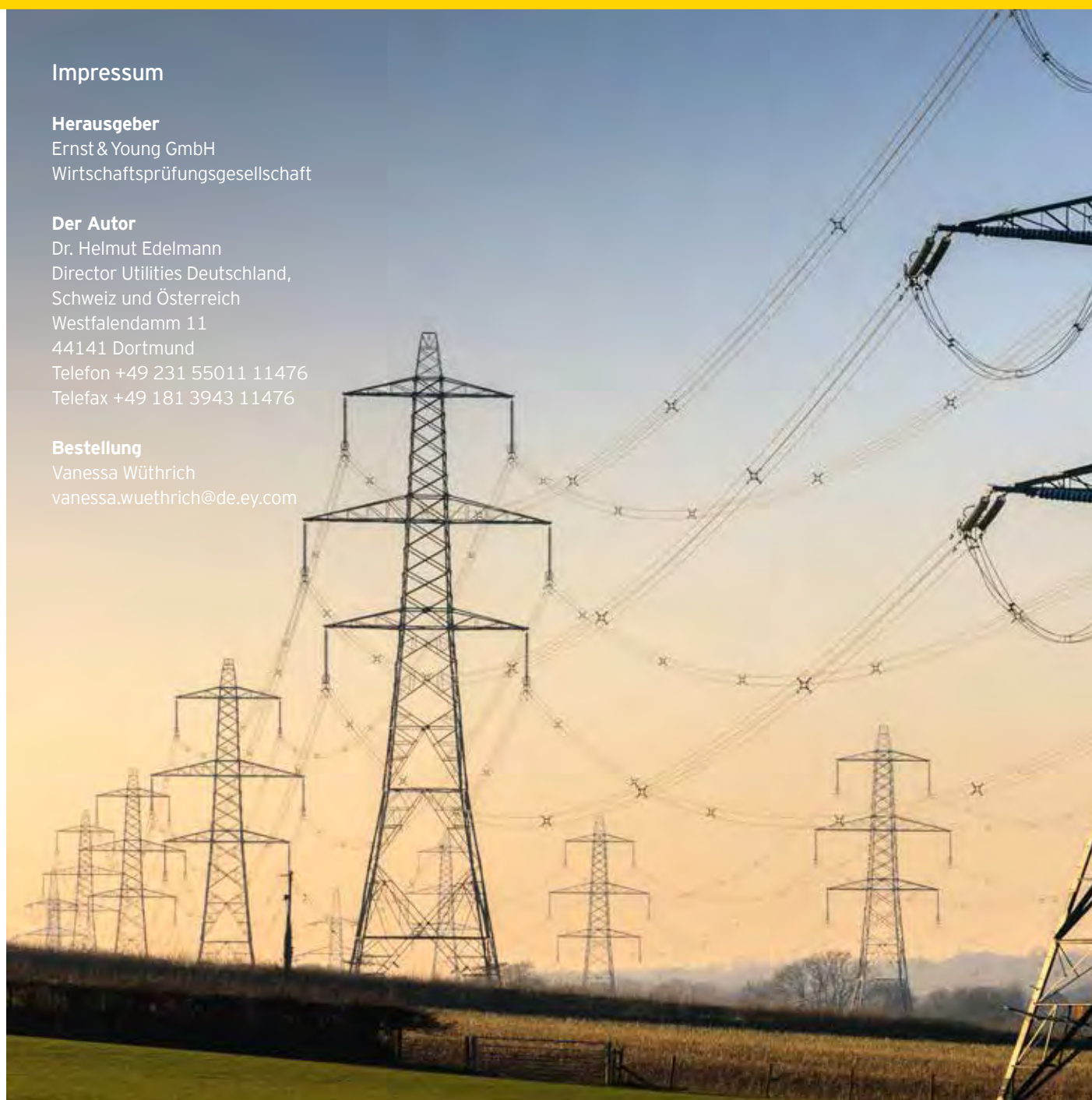
Ernst & Young GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Der Autor

Dr. Helmut Edelmann
Director Utilities Deutschland,
Schweiz und Österreich
Westfalendamm 11
44141 Dortmund
Telefon +49 231 55011 11476
Telefax +49 181 3943 11476

Bestellung

Vanessa Wüthrich
vanessa.wuethrich@de.ey.com



Metin Fidan

Energy Sector Leader Deutschland,
Schweiz und Österreich
Friedrichstraße 140
10117 Berlin
Telefon +49 30 25471 21379
metin.fidan@de.ey.com

Dr. Helmut Edelmann

Director Utilities Deutschland,
Schweiz und Österreich
Westfalendamm 11
44141 Dortmund
Telefon +49 231 55011 11476
helmut.edelmann@de.ey.com

Christian von Tschirschky

Advisory Services
Arnulfstraße 59
80636 München
Telefon +49 89 14331 28533
christian.von.tschirschky@de.ey.com

Hendrik Hollweg

Assurance Services
Graf-Adolf-Platz 15
40213 Düsseldorf
Telefon +49 221 2779 20140
hendrik.hollweg@de.ey.com

Martin Selter

Transaction Advisory Services
Friedrichstraße 140
10117 Berlin
Telefon +49 30 25471 21284
martin.selter@de.ey.com

Stefan Waldens

Tax Services
Graf-Adolf-Platz 15
40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 9352 12085
stefan.waldens@de.ey.com

Dr. Frank Fleischle

Digital Grid
Graf-Adolf-Platz 15
40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 9352 11494
frank.fleischle@de.ey.com

Elfriede Baumann

Wagramer Straße 19
1220 Wien, Österreich
Telefon +43 1 211 701141
elfriede.baumann@at.ey.com

Stefan Uher

Wagramer Straße 19
1220 Wien, Österreich
Telefon +43 1 211 701213
stefan.uher@at.ey.com

Alessandro Miolo

Maagplatz 1
8005 Zürich, Schweiz
Telefon +41 58 286 4654
alessandro.miolo@ch.ey.com

Benjamin Teufel

Maagplatz 1
8005 Zürich, Schweiz
Telefon +41 58 286 4446
benjamin.teufel@ch.ey.com

Michael Nickel

BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
Telefon +49 30 300199 1600
michael.nickel@bdew.de

Svetlana Eidelman

BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
Telefon +49 30 300199 1718
svetlana.eidelman@bdew.de

About EY

EY is a global leader in assurance, tax, transaction and advisory services. The insights and quality services we deliver help build trust and confidence in the capital markets and in economies the world over. We develop outstanding leaders who team to deliver on our promises to all of our stakeholders. In so doing, we play a critical role in building a better working world for our people, for our clients and for our communities.

EY refers to the global organization, and may refer to one or more, of the member firms of Ernst & Young Global Limited, each of which is a separate legal entity. Ernst & Young Global Limited, a UK company limited by guarantee, does not provide services to clients. For more information about our organization, please visit ey.com.

© 2017 EYGM Limited.
All Rights Reserved.

GSA Agency
SRE 1705-040
ED None



In line with EY's commitment to minimize its environmental impact this document has been printed CO₂ neutral and on FSC®-certified paper that consists of 60 % recycled fibers.

This publication contains information in summary form and is therefore intended for general guidance only. Although prepared with utmost care this publication is not intended to be a substitute for detailed research or the exercise of professional judgment. Therefore no liability for correctness, completeness and/or currentness will be assumed. It is solely the responsibility of the readers to decide whether and in what form the information made available is relevant for their purposes. Neither Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft nor any other member of the global EY organization can accept any responsibility. On any specific matter, reference should be made to the appropriate advisor.

www.ey.com