

Barometer Digitalisierung der Energiewende

Digitalisierung 2020:
Spürbare Fortschritte sowie neue
Hindernisse bei Regulierung und
Umsetzung

Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie

The EY logo consists of the letters 'EY' in a bold, white, sans-serif font. A yellow triangle is positioned above the 'Y', pointing downwards towards the letters.

Building a better
working world

Barometer Digitalisierung der Energiewende Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
Berichtsjahr 2020

Ansprechpartner

Dr. Frank Fleischle

Partner
Leiter Digitale Infrastruktur Energiewirtschaft
Deutschland, Schweiz und Österreich
Graf-Adolf-Platz 15
40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 9352 11494
frank.fleischle@de.ey.com

Mathias Kaniut

Director
Digitale Infrastruktur Energiewirtschaft
Deutschland, Schweiz und Österreich
Mergenthalerallee 3-5
65760 Eschborn
Telefon +49 6196 996 16111
mathias.kaniut@de.ey.com

Catharina Geiselhart

Manager
Digitale Infrastruktur Energiewirtschaft
Deutschland, Schweiz und Österreich
Ritterstraße 24
10969 Berlin
Telefon +49 30 25471 24994
catharina.geiselhart@de.ey.com

1. Management Summary: Fortschritte bei Regulierung und Rollout, aber lang erwartete Regelungen stehen noch aus	5
2. Digitalisierungsfortschritt 2020 durch Marktkommunikation, moderne Messeinrichtungen und 450 MHz	9
2.1 Zertifizierung: Der Startschuss für den Pflicht-Rollout ist gefallen	10
2.2 Marktkommunikation: Praxistauglichkeit der Marktprozesse und Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom	11
2.3 10-Prozent-Quote im mME-Rollout vorzeitig erreicht; iMSys-Rollout trotz Corona weitgehend problemlos	12
2.4 Erfolgreiche übergreifende Zusammenarbeit und Planungssicherheit im Standardisierungsprozess	13
2.5 Technologieangebot: erfolgreiches Update auf neue TAF	15
2.6 Keine Lieferengpässe bei mME, iMSys und sonstigen Materialien für den Rollout	15
2.7 Kommunikationsanbindung: Entscheidung über die Nutzung des 450-MHz-Bandes zugunsten der Energiewirtschaft ist gefallen	16
2.8 Leicht positive Entwicklung der Akzeptanz der Digitalisierung der Energiewende bei Gewerbe und Letztverbrauchern	17
2.9 Gesamtbewertung: Die Digitalisierung der Energiewende benötigt weiterhin die digitale Plattform des SMGW	18
3. Wesentliche Weichenstellungen stehen noch aus	21
3.1 Ausweitung des Rollouts auf Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen bislang noch nicht umgesetzt	23
3.2 EEG-Reform umgesetzt, aber Reform des § 14a EnWG stockt	29
3.3 Für eine gelingende Energiewende braucht es eine übergreifende Zusammenarbeit und mehr Fahrt	37
4. Entscheidung zu 450-MHz-Frequenznutzungsrechten zugunsten der Energiewirtschaft	45
4.1 Stabile Kommunikationsanbindung als Voraussetzung für die Versorgungssicherheit der Zukunft	45
4.2 Ein langer Entscheidungsprozess endet zugunsten der Energiewirtschaft	46
4.3 Zügiger Ausbau der 450-MHz-Infrastruktur für ein Gelingen der Energiewende unabdingbar	50
5. Marktverbreitung von Geschäftsmodellen: Durchbruch bedarf neuer Impulse	53
5.1 Regulierung und Standards: belastbarer Branchendialog, aber schwereres Fahrwasser durch politischen und juristischen Klärungsbedarf	53
5.2 Weiterhin mangelnde Skalierung für neue Geschäftsmodelle, aber erste Pionierangebote mit iMSys als Lösungsbaustein	55
5.3 Marktverbreitung von Smart-Meter-basierten Geschäftsmodellen im Ausland: variable Tarife und energieferne Anwendungen	58
6. Anhaltendes Interesse, aber Kundenwahrnehmung der Energiewende kaum verändert	61
6.1 Letztverbraucher: großes Interesse an der Digitalisierung der Energiewende, aber weiterhin geringer Wissensstand	61
6.2 Bereitschaft, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, und auch Interesse an Mehrwertdiensten	64
6.3 Anhaltend hoher Stellenwert von Datenschutz und -sicherheit spielt dem SMGW in die Karten – aber weitere Vermittlung dieser Stärke nötig	67
7. Ausblick	71
Anhang	
Das Barometermodell	73
Interpretation	79
Abkürzungsverzeichnis	80
Abbildungsverzeichnis	81
Tabellenverzeichnis	81



Management Summary: Fortschritte bei Regulierung und Rollout, aber lang erwartete Regelungen stehen noch aus

Im Jahr 2019 wurde mit dem lang erwarteten Durchbruch bei der Zertifizierung und Markterklärung das erste Etappenziel für die Digitalisierung der Energiewende erreicht. Im letztjährigen Barometer haben wir darauf aufbauend vier Weichenstellungen für das Jahr 2020 in den Bereichen Regulierung und Umsetzung beschrieben. Ob und inwieweit diese vorgenommen werden konnten, ist Gegenstand dieses Barometerberichts 2020.

Auch im vorliegenden Barometerbericht bilden wir zunächst den Fortschritt bei der Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) wie im Vorjahr auf der Basis von acht Schlüsselfaktoren ab.

Im Ergebnis steht in diesem Jahr ein Gesamt-Barometerwert von 44 Punkten von 100. Das sind 8 Punkte mehr als im Vorjahr und 22 Punkte mehr im Vergleich zum Basisjahr 2018, für das der erste Barometerbericht erstellt wurde.

Die Verbesserung geht maßgeblich auf die erfolgreiche Umsetzung der Marktkommunikation 2020 (MaKo 2020), den andauernden Rollout von modernen Messeinrichtungen und die Entscheidung zur Vergabe der 450-MHz-Frequenznutzungsrechte zugunsten der Energiewirtschaft zurück.

Die COVID-19-Situation hat nach einhelliger Einschätzung der Akteure das Geschehen im Rollout und den Fortgang der Digitalisierung der Energiewende nur zu Beginn der Krise im Frühjahr 2020 und nicht maßgeblich beeinträchtigt.

Insgesamt hat sich das Digitalisierungstempo aber etwas verlangsamt, auch weil wichtige regulatorische Weichenstellungen noch nicht erfolgt sind oder umgesetzt werden konnten und weil strukturelle Hindernisse für die Skalierung der Rollout-Zahlen und für neue Geschäftsmodelle fortbestehen.

Zum Ende des Jahres 2020 waren nunmehr vier statt bislang drei Gerätehersteller vom BSI *zertifiziert*. Ein Hersteller hat im Jahr 2020 auch die Rezertifizierung für ein erweitertes Geräteprofil mit drei neuen Tarifanwendungs-

fällen erfolgreich absolviert, sodass der durch marktverfügbare Smart-Meter-Gateways abgedeckte Funktionsumfang zugenommen hat.

Die *Marktprozesse* der MaKo 2020 haben ihre Praxistauglichkeit erwiesen; aus der Branche kommen überwiegend positive Rückmeldungen. Alle regulatorisch vorgegebenen Marktprozesse und Datenformate sind verfügbar und in der Praxis anwendbar. Im Dezember 2020 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) zudem zahlreiche bestehende Prozesse überarbeitet und die neue Marktrolle des Energie-serviceanbieters geschaffen.

Der *Rollout* moderner Messeinrichtungen (mMEs) verlief auch im Jahr 2020 mit insgesamt 5,8 Mio. verbauten Einheiten oder 11 Prozent des Bestands weiterhin zügig (2019: 2,5 Mio. verbaute Einheiten). Angaben zur Menge der 2020 erstmals im Rollout befindlichen intelligenten Messsysteme (iMSys) liegen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch nicht vor. Es kann aber geschätzt werden, dass die Zahl nach dem ersten Jahr im niedrigen sechsstelligen Bereich liegt.

Beim *Standardisierungsprozess* gab es sowohl substanzielle Fortschritte als auch Rückschläge. Das aktuelle Berichtsjahr war geprägt von einem gemeinsamen Kraftakt mit dem Ziel, notwendige regulatorische Reformen umzusetzen und die technische Weiterentwicklung voranzutreiben.

Ein *erstes erklärtes Ziel* für das Jahr 2020 war die EEG-Reform mit der Fortschreibung des Rechtsrahmens zur Ausweitung des SMGW-Pflicht-Rollouts zur Verbrauchsmessung und Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen auch unterhalb von 100 kW. Die EEG-Novelle vom 21. Dezember

1

Management Summary: Fortschritte bei Regulierung und Rollout, aber lang erwartete Regelungen stehen noch aus

2020 enthält entsprechende verbindliche Festlegungen. Damit ist ein erster wichtiger Schritt getan. Voraussetzung für die Umsetzung ist die BSI-Markterklärung, die im Verlauf des Jahres 2021 erwartet wird, sodass es zur Umsetzung der gesetzlichen Regelung erst in diesem Jahr kommen wird.

Zweitens wurde der Fortschreibung des Rechtsrahmens zur netzorientierten Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG im Jahr 2020 eine hohe Priorität zuerkannt, insbesondere um den bevorstehenden starken Ausbau der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität zu meistern und eine stabile Basis für digitale Geschäftsmodelle mit flexiblen Lasten zu schaffen. Hier konnte trotz sorgfältiger Vorarbeit auf Verwaltungsebene und eines aufwendigen Abstimmungsverfahrens mit den relevanten Stakeholdern bislang kein Konsens zwischen den Sektoren Energie- und Automobilwirtschaft erzielt werden.

Hier zeigt sich beispielhaft, wie stark die Digitalisierung wirtschaftliche Interessen über Sektorengrenzen hinweg berührt und eine sektorenübergreifende Abwägung von Verteilungsfragen erfordert: Auch scheinbar technische Regulierungsentscheidungen zur Digitalisierung der Energiewende können das Marktdesign grundsätzlich prägen, potenziell Umverteilungen auslösen und sektorenübergreifend wirtschaftliche Interessen berühren. Diese potenziell weitreichenden Folgen erfordern eine frühzeitige Berücksichtigung im Meinungsbildungsprozess.

Eine hilfreiche Überlegung dazu kann auch die Erstellung einer ganzheitlichen Digitalisierungslandkarte für die Energiewirtschaft sein, die die Komponenten der Digitalisierung abbildet, Zuständigkeiten zuschreibt und jeweils Zusammenhänge zu Stakeholder-Interessen (Geschäftsmodelle, Marktdesign) aufzeigt. Ansätze dazu finden sich bereits im „Digitalisierungsfahrplan“ des BMWi und in der BMWi/BSI-Roadmap.



Drittens haben gerade der fortgesetzte BMWi/BSI-Roadmap-Prozess zwischen Behörden und Stakeholdern und die Entwicklung des „Stufenmodells“ das Vertrauen in ein strukturiertes, transparentes Vorgehen zur Weiterentwicklung der technischen Standards und des Rechtsrahmens gestärkt. Entsprechend äußert sich auch eine Mehrheit der befragten Teilnehmer positiv zu diesem Prozess. Allerdings wird gleichzeitig auch die allseitige Erkenntnis beklagt, dass er sich als komplex und zeitintensiv erweist. Entsprechend wird eine nachhaltige und zügige Fortsetzung angemahnt. Auch die Anwendung der technischen Richtlinien in der Praxis, zum Beispiel die Durchführung von Rezertifizierungsverfahren und eichrechtlichen Prüfungen, bedarf einer Beschleunigung und flexibleren Handhabung.

Derzeit zeichnet sich durch Entwicklungen wie den Eilbeschluss des Oberverwaltungsgerichts Münster vom 4. März 2021 zum Pflicht-Rollout von intelligenten Messsystemen ab, dass es gegebenenfalls noch Handlungsbedarf bei der rechtssicheren Umsetzung der technischen Richtlinien gibt. Für kurzfristige Änderungen des Rechtsrahmens erscheint das Zeitfenster bis zur Sommerpause und den Bundestagswahlen im Herbst hingegen bereits recht klein. Die Zeit bis zu einem Urteil in der Hauptsache kann aber durchaus noch genutzt werden, um Verbesserungen in den Verfahren zur Zertifizierung und Standardisierung vorzubereiten und umzusetzen. Dies gilt insbesondere für die Zertifizierung der Interoperabilität von Smart Metern. Zur Erarbeitung der notwendigen Maßnahmen hat das BMWi bereits einen Arbeitsprozess unter Beteiligung mehrerer Verbände ins Leben gerufen. In diesem Prozess wurden erste Maßnahmenbündel zur Stärkung des Energiewende- und Verbrauchernutzens aus Gesetzesanpassungen und Verbesserungen im Verwaltungsverfahren entwickelt.

Die benannten Gesetzesanpassungen sind bereits ressortabgestimmt und werden in die laufende EnWG-Novelle eingebracht.

Beim Kriterium der Verfügbarkeit der *Telekommunikationsinfrastruktur* wurden wiederum Fortschritte erzielt. Für die Energiewirtschaft auf der Habenseite zu verbuchen sind vor allem die Grundsatzentscheidung der BNetzA zur Nutzung der 450-MHz-Frequenzen vorrangig für Anwendungen kritischer Infrastrukturen vom November 2020 sowie der im März 2021 erfolgte Zuschlag der Frequenznutzungsrechte an die 450connect GmbH.

Diese Entscheidungen können in ihrer Bedeutung für die Digitalisierung der Energiewende nicht hoch genug eingeschätzt werden. Der deutschlandweite Aufbau des LTE-Funknetzes wird jetzt zunächst noch erhebliche Investitionen in den Standortausbau erfordern und mindestens bis 2024 dauern. Aber damit ist zumindest der Weg für eine sichere Kommunikationsanbindung der Versorgungsinfrastruktur frei gemacht. Durch den zentralen Aufbau und Betrieb der Infrastruktur sind Skaleneffekte zu erwarten, die eine hohe Kostendegression und damit ein breites wirtschaftliches Nutzungsfeld in Form von digitalen Geschäftsmodellen auf der iMSys-Plattform eröffnen.

Die *Kundensicht* auf die Digitalisierung der Energiewende macht nur langsame Fortschritte: Wie auch bereits im vergangenen Barometer aus dem Berichtsjahr 2019 können in der Befragung von Haushalten und Gewerbetreibenden kaum Unterschiede in der Bekanntheit der Digitalisierung der Energiewende festgestellt werden. Der Informationsstand zum Rollout und die Bekanntheit elektronischer Zähler sind nach wie vor gering und es besteht weiterhin vielfältiger Informationsbedarf.

Es kann allerdings festgehalten werden, dass die Akzeptanz und die Befürwortung des Rollouts von Smart Metern sowohl bei den Haushalten als auch beim Gewerbe zugenommen haben. Die Aufgeschlossenheit der Befragten gegenüber digitalen Lösungsangeboten besteht unverändert fort.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang aber auch die wiederholte Erkenntnis, dass es letztlich die attraktiven Lösungsangebote sind, die die Verbraucher motivieren, sich an der Energiewende aktiv zu beteiligen. Insofern kommt der *Anbieterseite* hier weiterhin eine maßgebliche Verantwortung zu. Trotz sichtbarer Fortschritte bei Technologieentwicklung und Standards ist die Entwicklung von Smart Meter-basierten Geschäftsmodellen in weiten Teilen noch nicht über die Konzept- und Pilotphase hinausgekommen. Neue Impulse zeichnen sich hier für die Zukunft vor allem durch die gesetzliche Bündelkundenoption im Bereich Mehrspartenmesswesen sowie bei variablen Tarifen für die Elektromobilität ab. Wichtig für einen Fortschritt wäre die Vorgabe einer klaren Zielarchitektur für die Vernetzung der relevanten Endkundengeräte wie Wärmepumpen, privaten Ladeeinrichtungen und PV-Anlagen. Maßnahmen zur Steigerung der installierten Stückzahlen für eine schnellere Marktverbreitung von Lösungsangeboten auf SMGW-Technologie-Basis haben weiterhin Priorität.



Digitalisierungsfortschritt 2020 durch Marktkommunikation, moderne Messeinrichtungen und 450 MHz

Auch in diesem Berichtsjahr haben wir den Status quo und den Fortschritt der Digitalisierung der Energiewende anhand von insgesamt acht Faktoren bewertet. Diese bilden die Grundvoraussetzungen für die Digitalisierung der Energiewende ab und bestimmen deren Tempo. Die Bewertung der Schlüsselfaktoren erfolgt jeweils auf der Grundlage einer Vielzahl von Indikatoren. Deren konkrete Bewertung findet sich im Anhang zu diesem Bericht wieder. Zwischen den Faktoren bestehen vielfach Interdependenzen, die bei der Bewertung jedoch zunächst außer Acht gelassen werden. Stichtag für die Erfassung und Bewertung der Indikatoren und Schlüsselfaktoren war der 31. Januar 2021.

Mit der Fortschreibung des Barometers können durch den Vorjahresvergleich Rückschlüsse sowohl auf die Geschwindigkeit der Digitalisierung in den einzelnen Handlungsfeldern als auch auf noch bestehende Herausforderungen gezogen werden.

Die erfassten und bewerteten Schlüsselfaktoren sind die folgenden:

1. Stand der Zertifizierung

BSI-Zertifizierung von Geräten und Gateway-Administratoren, mess- und eichrechtliche Zulassung der Geräte

2. Marktkommunikation (MaKo)

Vollständigkeit der Definition der Marktprozesse für eine sternförmige Kommunikation in allen Einsatzbereichen des GDEW

3. Rollout durch Messstellenbetreiber (MSB)

Stand des Rollouts durch MSB sowie Umgang mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

4. Stand der Standardisierung für eine sektorenübergreifende Digitalisierung der Energiewende

Vollständigkeit und Eindeutigkeit von BSI- und Industriestandards in den Einsatzbereichen des GDEW

5. Technologieangebot

Umfang des Technologieangebots (Hardware und Software), das den Anforderungen des GDEW Genüge leistet (Interoperabilität, Datenschutz und -sicherheit) und dabei praktikabel ist

6. Verfügbarkeit von Geräten

Verfügbarkeit der Geräte (Zähler, SMGW, Steuereinheit) und des Installations- und Montagematerials am Markt

7. Verfügbarkeit der Telekommunikationsinfrastruktur

Möglichkeiten der flächendeckenden Datenübertragung aus dem SMGW als Plattformlösung durch Nutzung geeigneter Kommunikationsinfrastruktur

8. Kundensicht

Bekanntheit, Akzeptanz und Nutzung von „smarten“ Technologien durch die Endkunden in den Einsatzbereichen des GDEW



2.1 Zertifizierung: Der Startschuss für den Pflicht-Rollout ist gefallen

Mit der von der Branche lange erwarteten offiziellen zweiten Marktanalyse¹ konnte das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) am 31. Januar 2020 die technische Möglichkeit des Einbaus intelligenter Messsysteme gem. § 30 MsbG für einzelne Einbaugruppen feststellen und damit den formalen Start für den Pflicht-Rollout einläuten.

Zu diesem Zeitpunkt waren die für den Pflicht-Rollout notwendigen Geräte von drei unabhängigen Herstellern für das Schutzprofil BSI-CC-PP-0073 durch das BSI zertifiziert und erfüllten damit die Anforderungen gemäß § 22 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 MsbG nach dem Stand der Technik.

Im Laufe des Jahres 2020 konnte ein weiterer Hersteller sein Smart-Meter-Gateway erfolgreich zertifizieren.² Alle vier Geräte erfüllten das Basis-Geräteprofil SMGW_G1_BASIS und damit die Tarifierungsfälle (TAF) 1, 2, 6 und 7.



Mit der Veröffentlichung der technischen Richtlinie TR-03109-1 v1.0.1 und der Anlage VII wurde zusätzlich zum Basisprofil das Geräteprofil SMGW_G1_Netz zur Verfügung gestellt. Dies beinhaltet grundlegende Funktionen für den Smart-Grid-Einsatzbereich durch die TAF 9 und 10. Ein Hersteller hat bereits die Implementierung des Geräteprofils SMGW_G1_Netz und die hierzu notwendigen Rezertifizierungen (CC und Bauartzulassung) erfolgreich abgeschlossen. Netzbetreiber können seitdem mithilfe intelligenter Messsysteme (iMSys) wichtige Informationen über die aktuelle Belastung ihres Netzes erhalten und so mögliche Engpässe rechtzeitig erkennen und diesen vorbeugen. Zusätzlich zu den TAF 9 und 10 wurde durch den Hersteller der TAF 14 zur Bereitstellung hochfrequenter Messwerte für Mehrwertdienste implementiert. Die anderen drei Hersteller befinden sich bereits im Rezertifizierungsverfahren für das Geräteprofil SMGW_G1_Netz.³

Insgesamt ergibt sich durch die erfolgte Gerätezertifizierung und die daraus resultierenden zusätzlichen Anwendungsfälle ein Anstieg der Bewertung des Indikators „Zertifizierung der Geräte“ um 10 Punkte: von 60 Punkten im vorjährigen Barometer auf nunmehr 70 Punkte. Die Differenz zu 100 resultiert nach wie vor aus den noch nicht freigegebenen Einbaugruppen für den Pflicht-Rollout (Bewertungsabschlag von 10 Punkten) und der fehlenden Zertifizierung weiterer wichtiger Tarifierungsfälle (Bewertungsabschlag von 20 Punkten).

Die vier Hersteller haben neben der Bestätigung des Geräteprofils SMGW_G1_BASIS dem BSI die relevanten mess- und eichrechtlichen Baumusterprüfbescheinigungen vorgelegt und damit laut Aussage der BSI-Marktanalyse in der Version 1.2 die notwendige Interoperabilität nachgewiesen. Der Indikator „Mess- und eichrechtliche Zulassung SMGW“ bleibt analog zum Vorjahr bei dem Maximalwert von 100 Punkten.

Die durch den Eilbeschluss des OVG Münster in jüngster Zeit entstandene Verunsicherung bezüglich der Rechtmäßigkeit der Zertifizierung hat noch keinen Eingang in die Bewertung gefunden, da noch kein endgültiges Urteil vorliegt und diese Entwicklung nach dem Stichtag für das Barometer 2020 eingetreten ist. Weiter unten wird jedoch noch inhaltlich auf die Thematik eingegangen.

¹ Quelle: BSI-Marktanalyse in der Version 1.1 vom 31. Januar 2020

² Quelle: BSI-Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30. Oktober 2020

³ Quelle: BSI-Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30. Oktober 2020

Die Zahl der zertifizierten SMGW-Administratoren (SMGWA) ist im Vorjahresvergleich von 39 auf 41 gestiegen. Neun der 41 Zertifikate sind mit Stand 30. April 2021 bereits abgelaufen. Aufgrund der Einschränkungen bei den Rezerifizierungsaudits bedingt durch die Corona-Pandemie behalten die bereits abgelaufenen Zertifikate allerdings bis auf Weiteres ihre Gültigkeit. Im Ergebnis bestätigt sich die Bewertung des Indikators „Zertifizierung der SMGW-Administratoren“ mit wiederholten 100 von 100 möglichen Punkten.

Insgesamt ergibt sich für den Schlüsselfaktor „Zertifizierung“ eine Bewertung von 70 Punkten und somit ein Anstieg um 10 Punkte gegenüber dem Vorjahr. Dies begründet sich hauptsächlich durch die Zertifizierung eines weiteren Geräts und die Umsetzung neuer Tarifanwendungsfälle.

2.2 Marktkommunikation: Praxistauglichkeit der Marktprozesse und Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom

Im vergangenen Berichtsjahr konnte die erfolgreiche Umsetzung der Vorgaben aus der MaKo 2020 festgestellt werden. Die Marktprozesse sind seit dem 1. Dezember 2019 in Kraft.

Mit der Feststellung der technischen Möglichkeit des Einbaus intelligenter Messsysteme am 31. Januar 2020 und dem damit verbundenen Start des Pflicht-Rollouts musste sich auch die Eignung der neuen Marktprozesse unter Beweis stellen.

Aus der Branche konnte ein weitgehend positives Feedback aufgenommen werden. Alle gesetzlich und regulatorisch vorgegebenen Marktprozesse und Datenformate sind verfügbar und in der Praxis anwendbar. Damit gilt die MaKo 2020 als vollständig umgesetzt und in der Praxis erprobt.⁴

Auch die Einbindung sog. Heizkostenverteiler, insb. bei Zentralheizungen in Mehrfamilienhäusern, erfolgte laut Umfrage in der Branche problemlos über den CLS-Kanal.

Neben den gesammelten Praxiserfahrungen mit den Marktprozessen der „MaKo 2020“ hat die Beschlusskammer 6 der BNetzA mit dem Beschluss „BK6 20 160 – Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom“ vom 21. Dezember 2020 neue Vorgaben gemacht.⁵ Wie auch bei der MaKo 2020 wurden dabei zahlreiche bestehende Prozesse der GPKE, der MPES, der WiM Strom und der MaBiS überarbeitet und auch neue Prozesse vorgegeben. Eine wesentliche Änderung stellte die Einführung der neuen Marktrolle der Energieserviceanbieter (ESA) inkl. neuer Prozesse zur Anfrage und Übermittlung von Werten dar (Anfrage-, Angebots- und Bestellprozess, Übermittlung von Werten, Beendigung der Übermittlung). Darüber hinaus wurden durch die MaKo 2022 neue Prozesse zum Austausch von Zählzeitdefinitionen eingeführt. Der Lieferant hat durch die neuen Prozesse eine einfachere Möglichkeit, seinen Kunden tagesparameterabhängige oder lastvariable Tarife anzubieten. Somit kann er z. B. einen Anreiz zur Energieeinsparung schaffen oder zur Steuerung des Energieverbrauchs anregen. Die neuen Vorgaben müssen durch die Branche bis zum 1. April 2022 umgesetzt werden.

Durch die inzwischen erwiesene Praxistauglichkeit der Marktprozesse der MaKo 2020 und die Weiterentwicklungen durch die MaKo 2022 steigt die Bewertung im Bereich Smart Metering/Sub-Metering im Vergleich zum Vorjahr um 10 Punkte auf 60 Punkte.

Im Smart-Grid-Bereich konnten im Berichtsjahr 2020 keine Fortschritte bei den Marktkommunikationsprozessen festgestellt werden. Mit der Zertifizierung der TAF 9 und 10 wurde die Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern und steuerbaren Lasten grundsätzlich ermöglicht. Die derzeit zertifizierten SMGWs sind in vielen Fällen für den Einsatz im Smart Grid zur Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen und von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung geeignet, allerdings wurden noch keine Marktprozesse für die Steuerung über das SMGW definiert. Die Bewertung bleibt somit gleich, bei 25 Punkten.

Die neuen Vorgaben der Beschlusskammer 6 der BNetzA⁶ aus dem Beschluss „BK6 20 160 – Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom“

⁴ Quelle: Umfrage unter EVU vom März 2021

⁵ Quelle: BNetzA-Beschluss „BK6 20 160 – Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom“ vom 21. Dezember 2020

⁶ Quelle: BNetzA-Beschluss „BK6 20 160 – Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom“ vom 21. Dezember 2020

vom 21. Dezember 2020 betreffen neben dem Bereich Smart Metering auch die Smart Mobility. Mit dem Beschluss legt die BNetzA erstmals auch Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität fest (NZR-EMob). Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden verpflichtet, spätestens ab 1. Juni 2021 auf Verlangen eines Betreibers von Ladepunkten für Elektromobile einen Netzzugang zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung nach Maßgabe der NZR-EMob zu gewähren. Diese Stromnetzbetreiber werden zudem verpflichtet, auf der Grundlage der NZR-EMob Vorschläge für die nähere Ausgestaltung der prozessualen Abwicklung sowie für die vertragliche Ausgestaltung zwischen Betreibern von Ladepunkten und denjenigen von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu erarbeiten und diese der BNetzA bis spätestens 31. Dezember 2021 vorzulegen. Insgesamt zeichnet sich Bewegung im Bereich Smart Mobility ab. Der entsprechende Indikatorwert verdoppelt sich aus diesem Grund im Vergleich zum Vorjahr auf 30 Punkte.

Ein Novum stellt im diesjährigen Barometer die Betrachtung der Bereiche Smart Home/Smart Building und Smart Services in Bezug auf die Marktkommunikation dar. Hier ist aus Sicht der Gutachter noch grundsätzlich zu klären, ob und wenn ja, wann eine Ausweitung der Marktkommunikation auf die Bereiche Smart Home/Smart Building und Smart Services und auch auf weitere Sparten über Strom und Gas hinweg sinnvoll ist. Zumindest sind nach aktueller Einschätzung hier keine Fortschritte im Zeitraum der Barometerbetrachtung zu erwarten. Das Barometer versteht sich als Spiegel und Begleiter der Digitalisierung im Rahmen der Energiewende und reagiert in dieser Funktion auf Veränderungen in diesem volatilen und agilen Vorhaben. Aus diesem Grund wurde die Wertung der Indikatoren Smart Home/Smart Building und Smart Services aus der diesjährigen Barometerbewertung herausgenommen.

Insgesamt ergibt sich für den Schlüsselfaktor „Marktkommunikation“ eine neue Bewertung von 41 Punkten und somit ein Anstieg um 9 Punkte gegenüber dem Vorjahr.

2.3 10-Prozent-Quote im mME-Rollout vorzeitig erreicht; iMSys-Rollout trotz Corona weitgehend problemlos

Auch in diesem Berichtsjahr setzt sich der zügige Rollout der modernen Messeinrichtungen fort. Wurden laut Monitoringbericht der BNetzA bis zum 31. Dezember 2018 etwa 2,5 Mio. mMEs verbaut,⁷ sind es mit Stichtag 31. Dezember 2019 bereits rund 5,8 Mio.⁸ Dies entspricht einer Rollout-Quote von ca. 10,9 Prozent und damit einer Barometerbewertung mit der Maximalpunktzahl 100, eine Steigerung um 53 Punkte im Vergleich zum Vorjahr. Die Pflicht zur Erfüllung der 10-Prozent-Quote für den Rollout moderner Messeinrichtungen ist am 1. Juli 2020 ausgelaufen. Es sind keine Fälle bekannt, in denen ein MSB das Nichterreichen des Quotenziels bei der BNetzA angezeigt hat.

Die Verbrauchertransparenzfunktionen werden von den Kunden auch in diesem Berichtsjahr nur in seltenen Fällen in Anspruch genommen. Generell kam von befragten Unternehmen die Rückmeldung, dass das Interesse an den neuen Zählern und den damit einhergehenden Funktionen bei den Kunden sehr verhalten ist.⁹

Trotz der Corona-Pandemie ist die Umsetzung des iMSys-Rollouts auf Nachfrage bei den MSB ohne große Unterbrechungen und weitgehend planmäßig angelaufen. Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind insgesamt ca. 5 Mio. Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Laut Monitoringbericht der BNetzA wurden bis zum Stichtag 31. Dezember rund 1.000 iMSys 2019 ausgerollt. Dies entspricht einer Rollout-Quote von 0,02 Prozent. Die Rollout-Quote für 2020 – das erste Jahr im Pflicht-Rollout – wird mit dem kommenden Monitoringbericht der BNetzA für das Berichtsjahr 2021 veröffentlicht. Eine entsprechende Bewertung im Barometer findet daher auch erst im Berichtsjahr 2021 statt. Auf der Basis der Rollout-Daten aus dem Monitoringbericht 2020 verbleibt die Bewertung des Indikators „Rollout-Quote iMSys“ zunächst also aus berichtstechnischen Gründen bei 0 Punkten.

⁷ Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2019 vom 13. Januar 2020

⁸ Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2020 vom 27. Januar 2021

⁹ Quelle: Befragung von VKU-Unternehmen

Unter der Annahme, dass sich der Pflicht-Rollout in den ersten drei Jahren am gesetzlichen 10-Prozent-Rollout-Ziel orientiert und weitgehend linear verläuft, ist zum Jahresende 2020 von einer niedrigen sechsstelligen Zahl ausgerollter iMSys auszugehen.

Rückmeldungen aus einer im Barometerprozess geführten Stadtwerkebefragung¹⁰ haben ergeben, dass die ersten Erfahrungen im Installationsprozess mit intelligenten Messsystemen überwiegend herausfordernd waren. Der Einbau stellt die Versorgungsunternehmen vor technische Probleme, die Komplexität steigt im Vergleich zu konventionellen Zählern und modernen Messeinrichtungen deutlich und erfordert spezifische Kompetenzen, zum Beispiel in der Beherrschung der Übertragungstechnik. Dies führt dazu, dass viele der befragten Messstellenbetreiber Leistungen für die Installation der Geräte bei Dienstleistern zukaufen.

Die Umsetzung und Handhabung des MsbG hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert. Es zeigt sich, dass noch viele Fragen offen sind. In diesem Barometer wurde die Umsetzung und Handhabung des MsbG wie bereits im vergangenen Jahr mit 33 Punkten bewertet.

Insgesamt ergibt sich für den Schlüsselfaktor „Rollout durch MSB“ eine Bewertung von 40 Punkten und damit ein Anstieg um 14 Punkte gegenüber dem Vorjahr, hauptsächlich begründet durch den Anlauf des Rollouts bei iMSys und die erfolgreiche Erfüllung der Rollout-Quote bei mMES.

2.4 Erfolgreiche übergreifende Zusammenarbeit und Planungssicherheit im Standardisierungsprozess

Wie bereits im vergangenen Barometer beschrieben erfordert die Digitalisierung der Energiewende ein Auflösen gewohnter Strukturen mitsamt einhergehenden Handlungsmustern. Aber auch eine zielstrebige Umsetzung

notwendiger Maßnahmen ist unabdingbar für eine erfolgreiche Weiterentwicklung der für die Energiewende notwendigen digitalen Plattform.

Das aktuelle Berichtsjahr war geprägt von einem gemeinsamen Kraftakt mit dem Ziel, notwendige regulatorische Reformen umzusetzen und die technische Weiterentwicklung voranzutreiben.

Dabei gab es sowohl substanzielle Fortschritte als auch Rückschläge.

Positiv zu vermerken ist vor allem das Funktionieren der Zusammenarbeitsmodelle in der Ausgestaltung des Spitzenglättungsmodells in den § 14a-Workshops und der technischen Weiterentwicklung in den BMWi/BSI-Task-Forces. Letztere brachten im Berichtsjahr 2020 mit der Verabschiedung des Stufenmodells zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende einen deutlichen Fortschritt in der Planbarkeit. Im Gesetzgebungsverfahren konnte eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die EEG-Novelle 2021, beschlossen werden und zum 1. Januar 2021 in Kraft treten. Eine der zentralen Neuerungen des Gesetzes ist eine Pflicht für EEG- und KWK-Anlagen, die Fernsteuerung und/oder die Abrufung von Einspeisedaten mit technischen Einrichtungen über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) durchzuführen.

Der aus dem Prozess zum Spitzenglättungsmodell resultierende Referentenentwurf zur Neugestaltung des § 14a EnWG im Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) wurde nach einer ca. zwei Jahre andauernden Konsultationsphase in letzter Instanz durch den Bundeswirtschaftsminister zurückgezogen. Der fachliche Austausch mit den Vertretern der betroffenen Branchen zur Neuregelung des §14a EnWG dauert an. Vom Fortgang dieser Gespräche ist es auch abhängig, ob ein mögliches Ergebnis noch vor Ende der Legislaturperiode Eingang in die Gesetzgebung finden kann. Aus heutiger Sicht konnte in Bezug auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Ergebnis kein Fortschritt erzielt werden.

¹⁰ Quelle: eigene Expertenbefragungen im Zeitraum Februar/März 2021 von Stadtwerken/EVU des VKU und weiterer Behörden und Verbände, u. a. BSI, BNetzA, BDEW und DIHK.

Im Bereich der Gebäudeenergie wurde das Gebäudeenergiegesetz (GEG) zum 3. Juli 2020 beschlossen und am 1. November 2020 in Kraft gesetzt. Das GEG bündelt das bisherige Energieeinsparungsgesetz (EnEG), die bisherige Energieeinsparverordnung (EnEV) und das bisherige Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), die wiederum zum 1. November 2020 außer Kraft getreten sind. Nach dem GEG muss eine Verordnung regeln, dass die zum Zwecke der Datenverarbeitung eingesetzte Technik einem Stand der Technik zu entsprechen hat, der Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gewährleistet und in technischen Richtlinien und Schutzprofilen des BSI festgelegt wird (§ 6 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 5 GEG).

Die zum 25. Oktober 2020 geforderte Umsetzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie (EED) in nationales Recht konnte im Berichtsjahr noch nicht realisiert werden. Mit einer Novelle der Heizkostenverordnung (HKV) sollen die Vorgaben der EED, die die HKV betreffen, und die Empfehlung des Bundeskartellamtes zur Interoperabilität von Wärme- und Wasserzählern umgesetzt werden. Die Ermächtigungsgrundlage für die vorgesehenen Änderungen findet

sich in dem oben genannten § 6 GEG. Nachrichtlich sei erwähnt, dass sich der neue Referentenentwurf der HKV seit 11. März 2021 in der Verbändeanhörung befindet. Wir werden dies im Barometer 2021 erneut aufgreifen.

Gepaart mit dem zum 1. Januar 2021 in Kraft getretenen § 6 MsbG zur Wahlfreiheit eines Messstellenbetreibers durch den Anschlussnehmer anstelle des Anschlussnutzers ergibt sich eine Vielzahl von Optionen im Bereich Sub-Metering.

Der Entwurf der Zweiten Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung sieht vor, dass energiewirtschaftlich relevante Lade- und Steuerungsvorgänge zwingend über Smart-Meter-Gateways abgewickelt werden sollen. Die Ladesäulenverordnung regelt die technischen Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile sowie weitere Aspekte des Betriebs von Ladepunkten wie Authentifizierung, Nutzung und Bezahlung.¹¹ Die Verordnung liegt im Referentenentwurf vor, 24 Stellungnahmen sind bis zum 23. Dezember 2020 eingegangen.



¹¹ Quelle: Ladesäulenverordnung, § 1 Anwendungsbereich: <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html> (zuletzt abgerufen am 06.04.2021)

Insgesamt ergibt sich für diesen Schlüsselfaktor ein Wert von 41 und damit ein Anstieg von 7 Punkten gegenüber dem Vorjahreswert.

2.5 Technologieangebot: erfolgreiches Update auf neue TAF

Die Bewertung des Technologieangebots teilt sich in die Bereiche Vielfalt, Interoperabilität, Praktikabilität und Zukunftssicherheit.

Nach wie vor dominieren in der Praxis proprietäre Lösungen im Kontext des GDEW den Markt. Diese decken allerdings in der Regel lediglich einen speziellen Anwendungsfall ab und bringen den Nachteil der fehlenden Interoperabilität und meist geringere Ansprüche an Datenschutz und -sicherheit mit. Das Smart-Meter-Gateway bietet in vielen Fällen heute allerdings noch keine Alternative, da wesentliche Anwendungsfälle noch nicht umgesetzt und zertifiziert sind. Durch den gewachsenen Funktionsumfang eines Herstellers durch die neuen Tarifierungsfälle 9, 10 und 14 wurde die Bewertung der Vielfalt des Technologieangebots im Vergleich zum Vorjahr dennoch um 5 Punkte auf 45 Punkte angehoben.

Mit der Veröffentlichung der TR-03109-1 Version 1.0.1 und der neu hinzugekommenen Anlage VII hat das BSI die technische Richtlinie um ein Interoperabilitätsmodell und funktionale Geräteprofile erweitert. Die Zertifizierungen durch das BSI auf der Grundlage der TR-03109-1 stehen zum jetzigen Zeitpunkt allerdings noch aus. Durch die Baumusterprüfbescheinigungen (BMP) für die Geräteprofile SMGW_G1_BASIS und SMGW_G1_NETZ wird u. a. bescheinigt, dass jeweils eine ausreichende Anzahl Messgerätekombinationen und die Kompatibilität mit einer ausreichenden Anzahl GWA-Systemen unterstützt werden. Gerade der letzte Punkt wurde auch 2020 in der Branche kontrovers diskutiert. Der jüngste Beschluss des Oberverwaltungsgerichts (OVG) Münster zeigt, dass es gerade bei der Interoperabilität und im Besonderen bei der Kompatibilität mit den GWA-Systemen zu unterschiedlichen rechtlichen Beurteilungen kommt.¹² Diese aktuelle Entwicklung hat aber keinen Einfluss auf die Barometerbewertung für das Jahr

2020. Gesamtheitlich kommt es zu einer Bewertung der Interoperabilität von 50 Punkten und somit 10 Punkten mehr als im Vorjahr.

In der praktischen Anwendung der intelligenten Messsysteme kommt es noch zu starken Einschränkungen. Elemente eines iMSys wie die Transparenz- und Displaysoftware (TRuDI) oder notwendige Prozesse wie die sichere Lieferkette (SiLKe) weisen noch Mängel in der praktischen Handhabung auf. Allerdings konnten mit Start des Rollouts erste Erfahrungen in der Wirkumgebung gesammelt werden. Dies führt zu einer Bewertung der Praktikabilität von 25 Punkten, 5 Punkte über dem Vorjahreswert.

Die Mehrheit der heute im Markt verfügbaren, meist proprietären Technologien ist vor allem aufgrund von Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen nur als Übergangslösung einzustufen. Das SMGW bringt die notwendige Zukunftssicherheit mit; so konnte zumindest bei der Rezertifizierung weiterer Tarifierungsfälle durch einen Hersteller die Software-Updatefähigkeit ohne Austausch von Hardwarekomponenten gezeigt werden. Insgesamt erscheint es allen Verfahrensbeteiligten notwendig, den Prozess zur Erstellung technischer Richtlinien für neue TAF möglichst zu beschleunigen, um die Funktionalität der SMGW-Technologie schnell zu steigern. In der Bewertung hat sich die Zukunftstauglichkeit im Gegensatz zum Vorjahr um 5 Punkte auf 35 Punkte gesteigert.

Insgesamt fällt die Bewertung des Technologieangebots mit 39 Punkten um 6 Punkte höher aus als im Vorjahr.

2.6 Keine Lieferengpässe bei mME, iMSys und sonstigen Materialien für den Rollout

Die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen für den Rollout ist in ausreichendem Maße bei unterschiedlichen Anbietern gegeben. Aus den Rückmeldungen der Branche geht zusätzlich hervor, dass die beginnende Skalierung auch zu einer Reduzierung des Preisniveaus bei den Geräten führt.¹³ Der Indikator für die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen wird aus diesem Grund analog zum Vorjahr mit dem Maximalwert von 100 Punkten bewertet.

¹² Der OVG-Beschluss fließt nicht in die Bewertung mit ein, da das Ergebnis des Hauptsacheverfahrens noch offen ist.

¹³ Quelle: Befragung von VKU-Unternehmen

Auch die Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme stellt keine Hürde für den Rollout dar. Hier müssen allerdings Abstriche gemacht werden, da die verfügbaren Tarifanwendungsfälle und die Marktvielfalt unter anderem aufgrund inkonsistenter Kompatibilität mit den unterschiedlichen GWA-Systemen¹⁴ noch sehr eingeschränkt sind. Auch meldet die Branche lange Lieferzeiten von SMGWs von drei bis sechs Monaten. Dies führt zu einer diesjährigen Barometerbewertung von 70 Punkten, 1 mehr im Vergleich zum Vorjahr.

Bei der Verfügbarkeit sonstiger Materialien besteht kein bzw. nur vereinzelte Lieferengpässe. Die Bewertung entspricht der Vorjahresbewertung von 100 Punkten.

Die Steuereinheit wird von verschiedenen Herstellern am Markt angeboten. Die praktische Umsetzbarkeit der Steuerbarkeit am Netzanschlusspunkt mit dem EEBUS-Standard und der neuen VDE-Anwendungsregel E VDE-AR-E-2829-6-1 unter Nutzung einer Steuerbox nach dem FNN-Standard konnte in einem Förderprojekt erfolgreich demonstriert werden.¹⁵ Dadurch fällt die Bewertung der Verfügbarkeit der Steuereinheit mit 25 Punkten 5 Punkte über dem Vorjahreswert aus.

Somit ergibt sich insgesamt für die Verfügbarkeit der Geräte ein neuer Wert von 41 Punkten. Der Anstieg gegenüber dem Vorjahreswert von 35 Punkten ist vor allem darauf zurückzuführen, dass sowohl für den mME- als auch für den iMSys-Rollout die Geräteversorgung als gesichert erscheint.

2.7 Kommunikationsanbindung: Entscheidung über die Nutzung des 450-MHz-Bandes zugunsten der Energiewirtschaft ist gefallen

Schon im ersten Barometerbericht hat sich gezeigt, dass die vorhandenen TK-Netze und Angebote die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Anforderungen der Digitalisierung der Energiewende nicht vollumfänglich erfüllen können.

Eine stabile, schwarzfallfeste Telekommunikationsinfrastruktur spielt gerade bei netzkritischen Anwendungen wie dem Messen und Steuern von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen zur Sicherung der Netzstabilität eine bedeutsame Rolle.

Stand Mitte 2020 waren lediglich rund 14 Prozent der Haushalte in Deutschland an das Glasfasernetz (FFTB/H) angeschlossen. Ende 2020 waren 96,5 Prozent der Fläche in Deutschland von mindestens einem Mobilfunknetzbetreiber mit 4G (LTE) versorgt. Mit nur einer der bis dato verfügbaren Kommunikationstechnologien kann demnach keine ausreichende Abdeckung und Verfügbarkeit gewährleistet werden. Hybride Lösungen wären notwendig.

Hinzu kommen zum Teil gravierende regulatorische Hemmnisse bei der Nutzung der meisten technisch geeigneten Kommunikationstechnologien im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende. Beispielsweise erschwert der aktuell dem Bundestag vorliegende Gesetzentwurf des TTDSG die Nutzung von Daten über Endeinrichtungen und begründet das Erfordernis der Einwilligung des Endnutzers.

Die Nutzung der 450-MHz-Frequenz ist daher eine unabdingbare Voraussetzung zur sicheren Integration der erneuerbaren Energiequellen in das Energiesystem. Die 450-MHz-Frequenz ist damit ein zentraler Baustein für die Umsetzung der Energie- und Verkehrswende und damit für die Erreichung der Klimaziele in Deutschland.¹⁶

In diesem Sinne wegweisend war damit die Grundsatzentscheidung der BNetzA vom November 2020 zur Nutzung der 450-MHz-Frequenz vorrangig für Anwendungen kritischer Infrastrukturen. Am 9. März 2021 erfolgte dann auch die Zuschlagsentscheidung für die ausgeschriebenen Frequenznutzungsrechte bei 450 MHz durch die BNetzA zugunsten der Energiewirtschaft an die 450connect GmbH.

Bei der 450connect GmbH handelt es sich um einen Zusammenschluss von Gesellschaftern, der bisherigen Alleingesellschafterin Alliander AG, einem Konsortium regionaler Energieversorger, der E.ON sowie der Versorgerallianz 450 MHz, zu der mehrere Stadtwerke und Energie- und

¹⁴ Quelle: BSI-Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30. Oktober 2020 – Baumusterprüfbescheinigungen

¹⁵ Quelle: SINTEG-Förderprojekt C/sells

¹⁶ Quelle: VDE-FNN-Position zur 450-MHz-Zuteilung für Anwendungen kritischer Infrastrukturen 1i09127

Wasserversorger gehören. Das Bundeskartellamt hatte das Zusammenschlussvorhaben im Februar 2021 freigegeben.¹⁷

Mit dem Zuschlag an die 450connect GmbH werden die Weichen für die Digitalisierung der Energie- und Verkehrswende gestellt. Nach Erteilung des Zuschlags kann die Zuteilung der Frequenznutzungsrechte auf Antrag des Unternehmens nun schnellstmöglich erfolgen.

Bedingt durch den steigenden Anteil an dezentraler Erzeugung und durch die Elektrifizierung in vielen Bereichen, vor allem getrieben durch die Elektromobilität, steigen die Anforderungen an die Verteilung von Energie. Die Stabilität der Versorgung stellt eine große Herausforderung für

die Netzbetreiber dar, die Stromnetze werden immer mehr gefordert. Mit teils neuen regulatorischen Vorgaben (z. B. EEG-Reform) besteht für den Netzbetreiber die Möglichkeit, Digitalisierungsmaßnahmen zu ergreifen, um Sichtbarkeit von Netzengpässen herzustellen und bei Bedarf die Stabilität durch steuernde Eingriffe zu gewährleisten. Ohne eine sichere, flächendeckende Vernetzung ist dies allerdings nicht möglich. Es besteht somit noch ein großer Ausbaubedarf für das 450-MHz-Funknetz.

Bislang erfolgt der Ausbau erst in regionalen Teilnetzen, der flächendeckende Ausbau steht noch aus.

Im Ergebnis ist der Schlüsselfaktor „Verfügbarkeit der Telekommunikationsinfrastruktur“ durch die wesentlichen Entwicklungen im Bereich 450 MHz um 10 Punkte von 40 auf 50 gestiegen.

2.8 Leicht positive Entwicklung der Akzeptanz der Digitalisierung der Energiewende bei Gewerbe und Letztverbrauchern

Wie auch bereits im vergangenen Barometer aus dem Berichtsjahr 2019 können in der Befragung von Haushalten und Gewerbetreibenden¹⁸ kaum Unterschiede in der Bekanntheit der Digitalisierung der Energiewende festgestellt werden. Der Informationsstand zum Rollout und die Bekanntheit elektronischer Zähler sind nach wie vor gering. Der Indikatorwert für die Bekanntheit aus Kundensicht sinkt sogar um 1 Punkt auf rund 21 Punkte.

Ein Anstieg konnte allerdings bei der Akzeptanz des Rollouts elektronischer Zähler erkannt werden. Während im Berichtsjahr 2019 noch 52 Prozent der befragten Haushalte den Rollout moderner Messeinrichtungen befürworteten, waren es in der Befragung 2020 bereits 61 Prozent. Eine ähnliche Tendenz ist bei den befragten Gewerbetreibenden zu erkennen. Im Berichtsjahr 2019 befürworteten noch 52 Prozent den Einbau intelligenter Zähler, im diesjährigen Barometer waren es bereits 64 Prozent. Der Indikator zur Akzeptanz aus Kundensicht steigt aus diesem Grund um gute 9 Punkte von 50,4 auf 59,6 Punkte.



¹⁷ Quelle: BNetzA, Zuschlagsentscheidung für die Frequenznutzungsrechte 450 MHz

¹⁸ Quelle: Prolytics, repräsentative telefonische Befragung von 1.000 Privathaushalten und 400 Unternehmen im Rahmen des Projekts im Zeitraum Februar/März 2021

Auch die Corona-Krise hat zu keinen maßgeblichen Veränderungen bei den Letztverbrauchern geführt. Die Aufgeschlossenheit gegenüber digitalen Lösungsangeboten und die Bereitschaft zur Nutzung digitaler Technologien, z. B. zur Optimierung der eigenen Energieversorgung, haben sich für die Mehrheit der Befragten nicht verändert, obwohl der Energieverbrauch bei der Mehrheit der Befragten durch die Krise deutlich angestiegen ist.

Es besteht offensichtlich weiter Bedarf für eine nachhaltige Informationspolitik: 43 Prozent der befragten Haushalte fühlen sich noch immer schlecht informiert und sehen die Energieversorger und die Regierung gleichermaßen in der Pflicht. Dabei stehen für die meisten Befragten Informationen zu den Folgen der Digitalisierung der Energiewende und zu den dadurch entstehenden Kosten im Vordergrund. Aber auch die Vorteile der Digitalisierung der Energiewende und die Möglichkeiten, einen persönlichen Beitrag zu leisten, stoßen auf großes Interesse.

Der Stellenwert der Energiewende ist nach wie vor für die deutliche Mehrheit der Befragten sehr hoch, die Bereitschaft, einen Beitrag im Rahmen der Energiewende zu leisten, ist ebenfalls groß. Es gilt, die Letztverbraucher auf dieser Reise mitzunehmen, denn sie sind ein wesentlicher Faktor zum Gelingen der Energiewende.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang aber auch die im letzten Barometer ausführlich beschriebene Erkenntnis, dass es letztlich die attraktiven Lösungsangebote sind, die die Verbraucher motivieren, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen. Insofern kommt der Anbieterseite hier weiterhin eine maßgebliche Verantwortung zu.

Insgesamt ist die Bewertung des Schlüsselfaktors Kundensicht durch die gesteigerte Akzeptanz im Vergleich zum Vorjahresbericht um 4 Punkte auf 30 Punkte gestiegen.

2.9 Gesamtbewertung: Die Digitalisierung der Energiewende benötigt weiterhin die digitale Plattform des SMGW

Im Ergebnis steht in diesem Jahr ein Gesamt-Barometerwert von 44 von 100 möglichen Punkten, das sind 8 Punkte mehr als im Vorjahr. Diese Verbesserung geht maßgeblich auf die Entscheidung im Vergabeverfahren der 450-MHz-Nutzungsrechte, den weiterhin reibungslosen Rollout der modernen Messeinrichtungen und eine gesicherte Geräteversorgung sowie auf die Erfolge in der Umsetzung und Weiterentwicklung der Marktkommunikation zurück.

Diese Entwicklung ist auch ein Ergebnis der durchgängigen Bemühungen aller beteiligten Stakeholder und des weiterhin sehr zielorientierten Branchendialogs und kann als eine weiterhin ermutigende Tendenz auf einem komplexen, herausfordernden Pfad zur Digitalisierung der Energiewende gesehen werden. Der neue Gesamtwert zeigt aber auch, dass noch nicht alle Vorhaben wie geplant im Berichtsjahr umgesetzt werden konnten. Insbesondere das Vorantreiben der technischen Regulierung unter Einbeziehung aller Stakeholder erweist sich im Urteil der Beteiligten als ein zu störanfälliger und auch noch zu schleppender Prozess.

Im Sinne eines Plattformgedankens und des Bestrebens, das SMGW für möglichst viele Anwendungsfälle zu öffnen und als Energiewendepattform zu etablieren, besteht noch vielfältiger Regelungsbedarf. Gesetze wie die Weiterentwicklung des § 14a EnWG, aber auch die übergreifende Harmonisierung der sektorkonvergenten Rechtsrahmen wie z. B. MsbG, GEG, HKV, Ladesäulenverordnung u. v. m. müssen auf den Weg gebracht werden, Fragestellungen zur Interoperabilität und damit zur Integrität der Geräte müssen geklärt werden, die aufkommende Schnelllebigkeit beim technischen Gerätefortschritt muss im Rezertifizierungsverfahren gehandhabt werden, die Angebotsfähigkeit für Mehrwertdienste und neue digitale Produkte muss hergestellt werden und es müssen pragmatische Lösungen u. a. für die Bereiche der Marktkommunikation gefunden werden.

Der Weg zur Digitalisierung der Energiewende erweist sich als steinig, aber in der Sache auch als alternativlos.





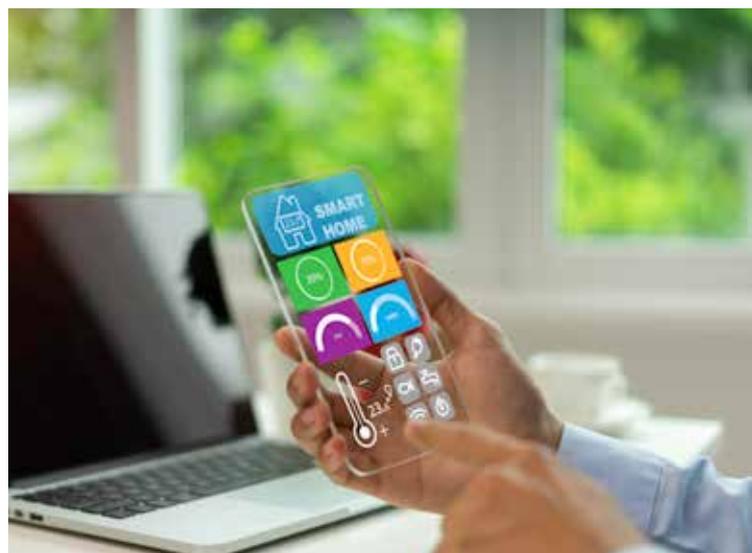
Wesentliche Weichenstellungen stehen noch aus

Nach dem Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende des BMWi ist das Ziel, die Digitalisierungsstrategie konsequent und ambitioniert voranzutreiben. Dafür steht der Digitalisierungsansatz, auch Erzeugungsanlagen, die sich nicht in der Direktvermarktung befinden, sowie flexible Verbrauchseinrichtungen mit einem SMGW auszustatten, um Verbrauchstransparenz und Steuerbarkeit herzustellen. Durch die stärkere Skalierung und Verbreitung der SMGW-Technologie soll zudem der Weg für die Verbreitung von energiewirtschaftlichen Anwendungen und Lösungsangeboten auf dieser Plattform geebnet werden.

Dazu wurde eine Anpassung des Rechtsrahmens, insbesondere des EEG und des EnWG (§ 14a), als notwendig erkannt und im Jahr 2020 vorbereitet.¹⁹

Mit der Novelle des EEG vom 21. Dezember 2020 wurde in § 9 auch die Einbaupflicht von SMGWs bei dezentralen Erzeugungsanlagen unter den Voraussetzungen der Übergangsbestimmungen²⁰ geregelt. EEG- und KWKG-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW unterliegen künftig der Einbaupflicht zur Verbrauchsmessung, bei Anlagen mit mehr als 25 kW ist zusätzlich auch die Steuerung der Anlagen durch das SMGW zu ermöglichen.

Damit ist ein wichtiger Schritt getan und die gesetzliche Regelung stellt sicher, dass die bezeichneten EEG- und KWKG-Anlagen ausschließlich über BSI-zertifizierte SMGWs und nach den technischen Richtlinien und Schutzprofilen des BSI gesteuert und angebunden werden. Voraussetzung für die Umsetzung ist die BSI-Markterklärung. Die nächste Markterklärung des BSI wird im Laufe des Jahres 2021 erwartet, sodass es zur Umsetzung der gesetzlichen Regelung erst in diesem Jahr kommen wird. Zum anderen sollte der Rechtsrahmen zur Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen insbesondere durch die Ausgestaltung des § 14a EnWG weiterentwickelt werden, mit dem Ziel, den Einsatzbereich bereits zertifizierter SMGWs zur Verbrauchsmessung und Steuerung zu erweitern.



Trotz sorgfältiger Vorbereitung auf Verwaltungsebene konnte das Gesetzgebungsvorhaben zum § 14a EnWG im Ergebnis im Jahr 2020 noch nicht umgesetzt werden. Darauf wird im Weiteren noch näher eingegangen.

Die einzelnen Maßnahmen des Fahrplans zur weiteren Digitalisierung der Energiewende vom Frühjahr 2020 sind in Tabelle 1: *Maßnahmen für die weitere Digitalisierung der Energiewende* noch einmal zusammenfassend dargestellt.

¹⁹ Quelle: BMWi, Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende

²⁰ Quelle: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021), § 100 Abs. 4: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_100.html (zuletzt abgerufen am 06.04.2021)

Tabelle 1: Maßnahmen für die weitere Digitalisierung der Energiewende

Ziel	Notwendige Maßnahmen	Federführende Akteure
Zügiger Start des Rollouts	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Veröffentlichung der aktualisierten Marktanalyse und Feststellung der technischen Möglichkeit („Markterklärung“) am 31. Januar 2020 	BSI
Optimierung des Rollouts, insbesondere Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Fortschreibung des Rechtsrahmens im Interesse einer raschen Ausweitung des Rollouts auf weitere Einsatzbereiche, insbesondere zur Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen über BSI-zertifizierte Gateways ▶ Vorlage von Eckpunkten einer gesetzlichen Regelung einschließlich des beschriebenen Pfades im 1. Halbjahr 2020 	BMWi
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Fortschreibung des Rechtsrahmens zur netzorientierten Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG bis Ende 2020 (Fortführung des laufenden Stakeholder-Prozesses) 	BMWi
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Eckpunkte zur Weiterentwicklung der technischen Standards, Richtlinien und Schutzprofile entsprechend den gesetzlichen Regelungen zur Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen und flexiblen Verbrauchseinrichtungen bis Ende 2020 (zügige Fortführung des laufenden Task-Force-Prozesses) 	BMWi, BSI
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ beschleunigte Umsetzung der technischen Standards (in Form von Schutzprofilen und technischen Richtlinien) und notwendiger Software-Updates durch die Marktakteure 	BSI sowie insbesondere Hersteller und SMGW-Administratoren
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Prüfung weiterer Maßnahmen im Jahr 2020, um den Rollout auf der Basis der BSI-zertifizierten Smart-Meter-Gateways zu beschleunigen und weitere Anwendungsbereiche einzubeziehen 	BMWi
Übergang zur sternförmigen Kommunikation	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Die „MaKo 2020“ soll bis zur technischen Realisierbarkeit der sternförmigen Kommunikation abrechnungsrelevanter Daten für Messstellen mit Smart-Meter-Gateways übergangsweise fortgelten. ▶ Der Stand der Technik und die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen werden auf der Grundlage des Messwertverarbeitungskonzepts bis zum 30. Juni 2023 evaluiert. ▶ Sobald die Evaluation die technische Realisierbarkeit der sternförmigen Kommunikation abrechnungsrelevanter Daten für Messstellen mit Smart-Meter-Gateways bestätigt, wird der Zeitpunkt der Umstellung bestimmt; diese Umstellung fällt frühestens in das Jahr 2026. ▶ Ungeachtet dessen findet die Datenübertragung auch im Rahmen der „MaKo 2020“ im Jahr 2022 über die Smart-Metering-Public-Key-Infrastruktur statt 	BNetzA, BSI, PTB, Messstellenbetreiber, Hersteller
Bürger und Kunden mitnehmen	<ul style="list-style-type: none"> ▶ beschleunigte Bereitstellung von Mehrwerten (z. B. Kunden-Online-Portal, dynamische Tarife) auf der Basis von Daten aus den intelligenten Messsystemen 	Messstellenbetreiber, Vertriebe, Hersteller
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ fortlaufende Verbesserung und Ausweitung der Öffentlichkeitsarbeit 	alle Akteure
Kostentransparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▶ stetige und nachvollziehbare Kostenabgrenzungen für die neuen Aufgaben der Messung und des Messstellenbetriebs zwischen Erlös- und Preisobergrenzen gemäß den Regelungen des § 6b EnWG 	Netzbetreiber/grundzuständige Messstellenbetreiber für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme
Das volle Potenzial der Digitalisierung für die Energiewende heben	<ul style="list-style-type: none"> ▶ zügige Weiterentwicklung von technischen Standards nach BMWi/BSI-Roadmap für die Bereiche Smart Grid, Smart Mobility und Smart Metering/Sub-Metering; hierzu Vorlage der Eckpunkte insbesondere zu den technischen Anforderungen bis Ende 2020 (Fortführung des laufenden Task-Force-Prozesses) 	BSI, BMWi
Enge Koordinierung zwischen allen Beteiligten sicherstellen	<ul style="list-style-type: none"> ▶ fortlaufende Verbesserung der sparten- und zuständigkeitsübergreifenden Zusammenarbeit 	alle Akteure
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ fortlaufendes und konsequentes Voranbringen und Controlling aller Vorhaben, Koordinierung und Projektmanagement 	BMWi

3.1 Ausweitung des Rollouts auf Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen bislang noch nicht umgesetzt

Am 30. Oktober 2020 wurde die aktualisierte Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG vorgelegt und durch das BSI in der Version 1.2 veröffentlicht.

Damit gab das BSI einen Überblick über den Umsetzungsstand der Voraussetzungen für einen Rollout intelligenter Messsysteme.

Abbildung 1:
Prüfungsumfang der BSI-Marktanalyse²¹



²¹ Quelle: BSI Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30.10.2020 (https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_2.pdf?jsessionid=2E2162D73761D15E0C85DFAE62BE73EA.internet461?__blob=publicationFile&v=1)

Ein weiterer Hersteller und drei zusätzliche Tarifanwendungsfälle konnten erfolgreich zertifiziert werden

In der Marktanalyse stellte das BSI fest, dass die vier Hersteller Power Plus Communications AG (PPC), Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH (Dr. Neuhaus), EMH metering GmbH & Co. KG (EMH) und Theben AG ihre Smart-Meter-Gateways erfolgreich im Verfahren nach Common Criteria (CC) zertifizieren konnten (s. Tabelle 2: SMGW-Zertifizierungen bis Ende Oktober 2020) und damit die Anforderungen gemäß § 22 Abs. 1 Nr. 1-3 MsbG nach dem Stand der Technik erfüllen:

- ▶ Erhebung, Zeitstempelung, Verarbeitung, Übermittlung, Speicherung und Löschung von Messwerten, damit zusammenhängenden Daten und weiteren über ein intelligentes Messsystem oder Teile davon geleiteten Daten
- ▶ Zugriffsschutz auf die im elektronischen Speicher- und Verarbeitungsmedium abgelegten Messdaten
- ▶ sichere Zeitsynchronisation des SMGW mit einer vertrauenswürdigen Zeitquelle im Weitverkehrsnetz

Tabelle 2: SMGW-Zertifizierungen bis Ende Oktober 2020²²

Zertifizierungsnummer	Produktname	Antragsteller	Zertifiziert am
BSI-DSZ-CC-0918-2020	CONEXA 3.0 Version 1.0	Theben AG	24. Juli 2020
BSI-DSZ-CC-0910-2019	CASA 1.0	EMH metering GmbH & Co. KG	17. Dezember 2019
BSI-DSZ-CC-0822-2019	SMARTY IQ-GPRS/LTE, Version 1.0	Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH	25. September 2019
BSI-DSZ-CC-0831-2018	SMGW-Integrationsmodul Version 1.0	OPENLiMIT signCubes AG Sponsor: Power Plus Communications AG	12. Dezember 2018
BSI-DSZ-CC-0831-V2-2020	SMGW Version 1.1	Power Plus Communications AG	30. Oktober 2020

Neben den vier erfolgreichen Zertifizierungen befinden sich derzeit noch fünf weitere Hersteller im Zertifizierungsverfahren.

Tabelle 3: Liste der in Evaluierung befindlichen SMGWs²³

Zertifizierungsnummer	Produktname	Antragsteller
BSI-DSZ-CC-1049	METEROIT 4.0	Discovery GmbH
BSI-DSZ-CC-1000	Smart Grid Hub SGHv3	EFR GmbH
BSI-DSZ-CC-0982	Kiwigrid Smart Meter Gateway	Kiwigrid GmbH
BSI-DSZ-CC-0934	devolo Smart Meter Gateway	devolo AG
BSI-DSZ-CC-0905	Landis+Gyr Smart Meter Gateway	Landis+Gyr AG

²² Quelle: BSI-Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30.10.2020 (https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_2.pdf;jsessionid=2E2162D73761D15E0C85DFAE62BE73EA.internet461?__blob=publicationFile&v=1)

²³ Quelle: BSI-Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30.10.2020 (https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_2.pdf;jsessionid=2E2162D73761D15E0C85DFAE62BE73EA.internet461?__blob=publicationFile&v=1)

Mit der Veröffentlichung der TR-03109-1 in der Version 1.0.1 und der neu hinzugekommenen Anlage VII hat das BSI die technische Richtlinie um funktionale Geräteprofile erweitert. Letztere ermöglichen die Entwicklung spezialisierter SMGWs für bestimmte Anwendungszwecke. Derzeit stehen zwei Geräteprofile zur Verfügung.

Das Geräteprofil „SMGW_G1_BASIS“ (Basisprofil) beinhaltet grundlegende Funktionalitäten, die z. B. für die Administration der Geräte und für die sichere Kommunikation im HAN, WAN und LMN benötigt werden. Darüber hinaus umfasst das Basisprofil die für den Einsatzbereich Smart Metering grundlegenden Tarifenwendungsfälle 1, 2, 6 und 7. Jedes zertifizierte Gerät muss mindestens dieses Geräteprofil erfüllen.

Das Geräteprofil „SMGW_G1_NETZ“ beinhaltet die Umsetzung der TAF 9 (Ist-Einspeisung) und 10 (Netzzustandsdaten) und damit die grundlegenden Funktionen für den Einsatzbereich Smart Grid. Die Implementierung des Geräteprofils „SMGW_G1_Netz“ erfolgt durch alle vier zertifizierten SMGW-Hersteller. Der SMGW-Hersteller PPC hat die Implementierung des Geräteprofils „SMGW_G1_Netz“ und die hierzu notwendigen Rezertifizierungen (CC und Bauartzulassung) bereits erfolgreich abgeschlossen. Zusätzlich zu den im Geräteprofil „SMGW_G1_Netz“ geforderten TAF 9 und 10 hat PPC auch TAF 14 implementiert, mit dem Messwerte hochfrequent für Mehrwertdienste bereitgestellt werden können. Die SMGW-Hersteller EMH, Theben und Sagemcom Dr. Neuhaus befinden sich ebenfalls bereits im Rezertifizierungsverfahren.

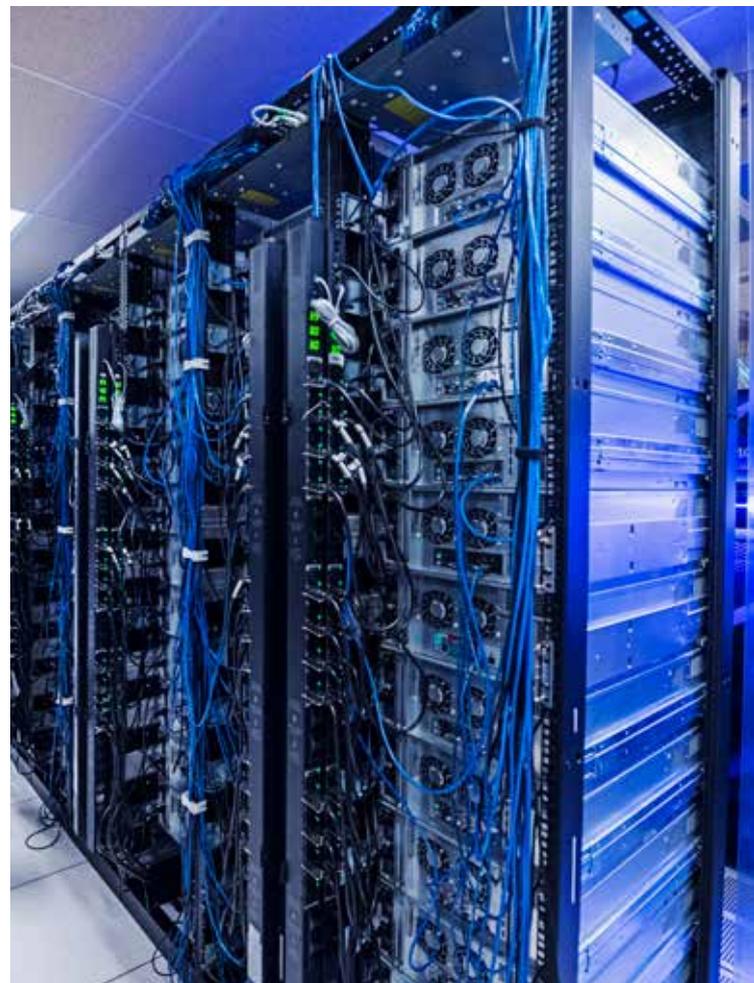
Nachweis der Interoperabilität über eine Zertifizierung steht noch aus

Mit der Veröffentlichung der TR-03109-1 Version 1.0.1 hat das BSI die technische Richtlinie darüber hinaus um ein Interoperabilitätsmodell erweitert. Der Nachweis über die Einhaltung der Geräteprofile und damit einhergehend über die Erreichung des geforderten Interoperabilitätsniveaus zur Erfüllung der Anforderungen gemäß § 22 Abs. 1 Nr. 4 MsbG erfolgt zukünftig im Rahmen der TR-Zertifizierung.

Der Zeitpunkt der Nachweispflicht wird durch das BSI noch festgelegt und in dem dafür vorgesehenen Verfahren bekannt gemacht.

Solange noch keine Verpflichtung zum Nachweis der Interoperabilität durch ein TR-Zertifikat besteht, müssen die SMGW-Hersteller die Einhaltung eines oder mehrerer Geräteprofile durch eine verbindliche Konformitätserklärung (Eigenerklärung) gegenüber dem BSI bestätigen.

Wesentlicher Bestandteil der vom Hersteller geforderten Konformitätserklärung ist die Baumusterprüfbescheinigung (BMP) der PTB. Neben dem Nachweis der Konformität mit den eichrechtsrelevanten Funktionalitäten der Geräteprofile enthält die BMP weiterhin Aussagen dazu, mit welchen GWA-Systemen die SMGWs eichrechtskonform betrieben werden dürfen (s. Tabelle 4: Überblick über die Baumusterprüfbescheinigungen der bisher zertifizierten SMGWs).



3

Wesentliche Weichenstellungen stehen noch aus

Tabelle 4: Überblick über die Baumusterprüfbescheinigungen der bisher zertifizierten SMGWs²⁴

SMGW-Hersteller	Power Plus Communications AG	Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH
Stammdaten		
Typbezeichnung	SMGW-...	SMARTY IQ-...
Nr. der BMP	DE-18-M-PTB-0041, Revision 3	DE-18-M-PTB-0036, Revision 2
Zertifizierung	26. Oktober 2020	20. April 2020
Gültig bis	16. April 2028	17. Juni 2028
Eichrechtskonforme Funktionen		
Elektrische Energie	Zähler mit drahtgebundener LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2, 6 und 7	Zähler mit drahtgebundener LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2, 6 und 7
Andere Medien (z. B. Gas)	Zähler mit funkbasierter LMN-Schnittstelle: TAF 1 und 6	Zähler mit funkbasierter LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2 und 6
Für die mess- und eichrechtskonforme Verwendung zugelassene SMGWA-Systeme	Bosch Software Innovations GmbH: Meter Gateway Manager	
	BTC AG: AMM Gateway Administrator	Discovery GmbH: GWA
	GÖRLITZ AG: IDSpecto.GWA	
	Next Level Integration GmbH: myBusiness SmartEnergy	Next Level Integration GmbH: myBusiness SmartEnergy
	Robotron Datenbank Software GmbH: robotron*GWA-Manager	Robotron Datenbank Software GmbH: robotron*GWA-Manager
	Sagemcom Fröschl GmbH: SMGWA-F	Sagemcom Fröschl GmbH: SMGWA-F
	Siemens	
	Tremondi GmbH: SMGA.SUITE (iGWA)	Tremondi GmbH: SMGA.SUITE (iGWA)
Sonstiges		
Besondere funktionale Eigenschaften	TAF 9, TAF 10, TAF 14	
SMGW-Hersteller	EMH metering GmbH & Co. KG	Theben AG
Stammdaten		
Typbezeichnung	CASA...	CONEXA 3.0
Nr. der BMP	DE-18-M-PTB-0048, Revision 3	DE-17-M-PTB-0030, Revision 2
Zertifizierung	20. April 2020	7. Oktober 2020
Gültig bis	23. Januar 2029	27. November 2028
Eichrechtskonforme Funktionen		
Elektrische Energie	Zähler mit drahtgebundener LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2, 6 und 7	Zähler mit drahtgebundener LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2, 6 und 7
Andere Medien (z. B. Gas)	Zähler mit funkbasierter LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2 und 6	Zähler mit funkbasierter LMN-Schnittstelle: TAF 1, 2 und 6
	Zähler mit funkbasierter LMN-Schnittstelle: TAF 1 und 6	Zähler mit funkbasierter LMN-Schnittstelle: TAF 1 und 6
Für die mess- und eichrechtskonforme Verwendung zugelassene SMGWA-Systeme	Bosch Software Innovations GmbH: Meter Gateway Manager	
	BTC AG: BTC AMM Gateway Manager	BTC AG: BTC AMM GWM
	GÖRLITZ AG: IDSpecto.GWA	GÖRLITZ AG: IDSpecto.GWA
	Next Level Integration GmbH: GWA-System myBusiness SmartEnergy	Next Level Integration GmbH: GWA-System myBusiness SmartEnergy
	Robotron Datenbank-Software GmbH: robotron*GWA-Manager	Robotron Datenbank-Software GmbH: robotron*GWA-Manager
		Tremondi GmbH: SMGA.SUITE (iGWA)
	Thüga SmartService GmbH: SmartClient7 GWA-Plattform	Thüga SmartService GmbH: SmartClient7 GWA-Plattform

²⁴ Quelle: BSI Marktanalyse in der Version 1.2 vom 30.10.2020 (https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_2.pdf;jsessionid=2E2162D73761D15E0C85DFAE62BE73EA.internet461?__blob=publicationFile&v=1)

Angebotsvielfalt bei SMGW-Administration weiterhin gegeben

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Digitalisierungsbarometers haben sich insgesamt 41 Unternehmen, die Dienstleistungen zur Administration für den Betrieb von SMGW anbieten, beim BSI erfolgreich registriert. Neun der 41 Zertifikate sind mit Stand 30. April 2021 bereits abgelaufen. Aufgrund der Einschränkungen bei den Rezertifizierungsaudits bedingt durch die Corona-Pandemie behalten die bereits abgelaufenen Zertifikate allerdings bis auf Weiteres ihre Gültigkeit.

Das Dienstleistungsspektrum der Gateway-Administratoren (GWAs) reicht vom Angebot von notwendigen Systemen als „Software as a Service“ oder als IT-Infrastruktur-Dienstleister bis hin zur Übernahme der vollständigen SMGW-Administration. Einige bieten ihre Dienstleistungen bundesweit und grundsätzlich allen Messstellenbetreibern am Markt, andere erbringen ihre Dienstleistungen ausschließlich für Unternehmen des eigenen Konzernverbundes. Damit steht dem Markt ein breites Angebot an SMGWA-Dienstleistungen zur Verfügung, das grundsätzlich unterschiedliche Geschäftsmodelle zulässt. Insbesondere kleinen Messstellenbetreibern bietet sich hierdurch die Möglichkeit, die anspruchsvollen Anforderungen an die Smart-Meter-Gateway-Administration zu erfüllen.

Marktkommunikation sieht den Netzbetreiber für die Sparte Gas in der Pflicht

Mit der Veröffentlichung der Marktanalyse in der Version 1.2 wird durch das BSI erstmals bestätigt, dass die Marktkommunikation im Gassektor hinreichend geregelt ist, um die Anbindung von Gas-Messeinrichtungen an das SMGW zu ermöglichen.

Abweichend von den Regelungen im Stromsektor ist der Netzbetreiber im Gassektor für die Aufbereitung der Messwerte, insbesondere für die Plausibilisierung und die Ersatzwertbildung, und für die Datenübermittlung an die berechtigten Empfänger zuständig. Für die Anbindung von Gas-Messeinrichtungen im Sinne von § 20 MsbG verpflichtet die Festlegung der BK7 die Marktbeteiligten, einheitliche Vorgaben hinsichtlich der Anbindungsprozesse und der Kommunikation untereinander zu erarbeiten (vgl. BK7-17-050).

Die Marktanalyse des BSI stellt die technische Machbarkeit für Letztverbraucher bis 100.000 kWh und für die Anbindung von Gaszählern fest, die restlichen Einbaugruppen bleiben offen

Bereits die vergangene Marktanalyse konnte die technische Machbarkeit für die Einbaugruppen *Letztverbraucher bis 10.000 kWh Jahresverbrauch* und *Letztverbraucher zwischen 10.000 bis 100.000 kWh Jahresverbrauch* feststellen und den Rollout-Start entsprechend erklären. Neben den beiden genannten differenziert das BSI den Einbau intelligenter Messsysteme in die folgenden Einbaugruppen:

1. Neue Messeinrichtungen für Gas (SLP)

Gemäß § 40 Abs. 2 MsbG sind neue Messeinrichtungen für Gas im Sinne von § 20 MsbG bei registrierender Leistungsmessung ab dem Jahr 2025 an ein vorhandenes SMGW anzubinden. Liegt keine registrierende Leistungsmessung vor, muss die Anbindung ab dem Zeitpunkt erfolgen, zu dem die Anbindung technisch möglich ist.

Ausweislich der jeweiligen Baumusterprüfbescheinigungen sind die derzeit zertifizierten SMGWs für die Messwert-erfassung bei Gas mittels TAF 1 und 6 eichrechtlich zugelassen. Die regulatorischen Grundlagen zur Verteilung und Abrechnung der erfassten Messwerte im Rahmen der Marktkommunikation hat die BNetzA bereits im August 2018 festgelegt. Die Verfügbarkeit geeigneter SLP-Gaszähler, die an ein SMGW angebinden werden können, wird durch die Erhebungen des BSI zu kompatiblen Messeinrichtungen belegt.

Die Voraussetzungen für eine Anbindung neuer Messeinrichtungen Gas (SLP) im Sinne von § 20 MsbG sind daher erfüllt. Eine gesonderte Markterklärung seitens des BSI, um die Anbindungsverpflichtung gemäß § 40 Abs. 2 MsbG auszulösen, ist nicht nötig, sodass diese bereits jetzt umzusetzen ist.

2. Letztverbraucher mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder RLM

Die Voraussetzungen für die Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme gemäß § 30 MsbG bei Letztverbrauchern mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder RLM konnten wie schon in der vorangegangenen Marktanalyse nicht festgestellt werden.



Im Rahmen des BMWi/BSI-Roadmap-Prozesses werden die konkreten Anforderungen dieser Kundengruppen an die Messung erst erarbeitet und im Anschluss in BSI-Vorgaben überführt. Dies war zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Barometers allerdings noch offen.

3. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung

Auch die technische Möglichkeit zum Einbau von Smart Metern bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung wurde in der Marktanalyse in der Version 1.2 nicht wie geplant festgestellt. Zum Zeitpunkt der Marktanalyse (30. Oktober 2020) wurden zwar die grundlegenden Inhalte der § 14a-Novelle erarbeitet und durch das BMWi bereits mit den Fachkreisen diskutiert, ein Entwurf der erforderlichen Rechtsänderungen lag allerdings noch nicht vor.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Barometers war die finale regulatorische Ausgestaltung der Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen weiterhin offen. Trotz umfangreicher Vorarbeiten ist es bislang nicht gelungen, eine einvernehmliche Lösung zwischen den Stakeholdern der

Energiewirtschaft und der Automobilindustrie zu erreichen. Dies ist aber zeitnah erforderlich, da u. a. die Frage der Handhabung von Flexibilitäten im Verteilnetz grundlegend für den Ausbau der Elektromobilität in Deutschland ist.

4. EEG- und KWKG-Anlagen

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Marktanalyse in der Version 1.2 wurde die EEG-Novelle 2021 gerade durch das Bundeskabinett verabschiedet (am 23. September 2020). Eine abschließende Beurteilung zur Feststellung der technischen Möglichkeit des Einbaus intelligenter Messsysteme bei EEG- und KWKG-Anlagen kann durch das BSI allerdings erst nach Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens erfolgen.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Barometers war das Gesetzgebungsverfahren wie erwartet abgeschlossen und die Novelle trat zum 1. Januar 2021 in Kraft. Für die kommende Marktanalyse ist also zu erwarten, dass die technische Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme bei EEG- und KWKG-Anlagen festgestellt und der Rollout auf diese Einbaugruppe erweitert werden kann.

Die Veröffentlichung der ursprünglich für Ende Januar 2021 avisierten Marktanalyse ist aus den genannten Gründen noch nicht erfolgt, ein Veröffentlichungstermin wurde bisher noch nicht benannt.

Bewertung

Mit der Verabschiedung der EEG-Novelle wurde ein wichtiger Meilenstein zur Ausweitung des Smart-Meter-Rollouts auf relevante Erzeugungsanlagen erreicht, wenngleich die zugehörige Markterklärung des BSI und damit die tatsächliche Umsetzung noch ausstehen.

Ebenfalls ausstehend ist weiterhin die bereits für 2020 erwartete Markterklärung zur Ausweitung des Pflicht-Rollouts auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung. Dies liegt an der weiter ausstehenden Gesetzesreform zum § 14a EnWG. Gerade diese Reform ist von maßgeblicher Bedeutung, u. a. für einen geregelten und schnellen Ausbau der Elektromobilität in Deutschland.

Um den Fortschritt der Digitalisierung der Energiewende nicht zu gefährden, kommt es im laufenden Jahr 2021 besonders auf die zeitnahe Umsetzung dieser wichtigen Reform an.

3.2 EEG-Reform umgesetzt, aber Reform des § 14a EnWG stockt

Im Barometer 2019 konnten u. a. zwei zentrale Weichenstellungen für ein Gelingen der Digitalisierung der Energiewende im Bereich der gesetzlichen Regulierung benannt werden:

- ▶ die geplante EEG-Reform mit der Fortschreibung des Rechtsrahmens zur Ausweitung des SMGW-Pflicht-Rollouts, auch zur Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen bis 100 kW installierter Leistung mit anschließender Aktualisierung der Marktanalyse des BSI
- ▶ die Fortschreibung des Rechtsrahmens zur netzorientierten Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, die insbesondere durch den bevorstehenden starken Ausbau der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität immer mehr an Bedeutung gewinnt

Wie bereits im vergangenen Berichtsjahr wurde auch in diesem Barometer der Fortschritt in der Umsetzung der ausgesprochenen Handlungsempfehlungen begutachtet, um daraus Rückschlüsse auf die weitere Ausgestaltung der Digitalisierung der Energiewende zu ziehen.

Der Schwerpunkt der Gesetzgebung zur weiteren Digitalisierung der Energiewende lag im Jahr 2020 auf der Herstellung der Sichtbarkeit und Steuerbarkeit systemrelevanter Erzeugungsanlagen sowie von Verbrauchsanlagen nach § 14a EnWG. Ziele waren die Harmonisierung der dafür relevanten Gesetze EEG und EnWG und das Angleichen an die Anforderungen des MsbG sowie die Vereinheitlichung der für die Sichtbarkeit und die Steuerung vorgegebenen technischen Lösung.

Daneben galt es auch, energienahe Bereiche, vor allem die Wohnungswirtschaft und die Elektromobilität, einzubeziehen. Es ging dabei um die Harmonisierung der unterschiedlichen Rechtsrahmen und einen konsistenten Lösungs-

ansatz für Verbraucher und Erzeuger, aber auch um die ganzheitliche Ausgestaltung der Sektorkopplung von Strom, Gas, Wasser, Wärme und Elektromobilität.

Die EEG-Novelle bringt die Einbaupflicht von Smart-Meter-Gateways

Die Einführung des EEG liegt mittlerweile gute 20 Jahre zurück und ist eine zentrale Grundlage für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Die ersten Erzeugungsanlagen laufen bereits aus der auf 20 Jahre angelegten Förderung.

Unter anderem aus diesem Grund und wegen des ambitionierten Ausbaupfades mit dem Langfristziel einer Treibhausgasneutralität vor 2050 hat der Bundestag am 17. Dezember 2020 das neue EEG 2021 beschlossen. Ziel der Novelle ist es, „ein klares Zukunftssignal für mehr Klimaschutz und mehr Erneuerbare Energien“²⁵ zu setzen. Das Gesetz ist zum 1. Januar 2021 in Kraft getreten und beinhaltet im Kern folgende zwei Regelungen mit unmittelbarem Bezug zur Digitalisierung:²⁶

- ▶ weitere Integration der Erneuerbaren in das Stromsystem durch verbesserte Vorgaben für neue Anlagentechnik und bessere Steuerbarkeit der Anlagen (über das Smart-Meter-Gateway)
- ▶ Übergangsregelung für ausgeförderte Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW (außer Windanlagen) zur weiteren Vermarktung des Stroms über den Netzbetreiber, um den Marktwert abzüglich der Vermarktungskosten zu erhalten. Die Vermarktungskosten reduzieren sich, wenn die Anlagen mit intelligenter Messtechnik ausgestattet werden.

Wie im Fahrplan des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)²⁷ angekündigt, werden insbesondere die Anforderungen an die Sichtbarkeit und Steuerbarkeit von EEG- und KWKG-Anlagen ausgeweitet und die Ausstattung mit SMGWs weiter vorangetrieben.

²⁵ Quelle: Pressemitteilung des Bundeswirtschaftsministers Peter Altmaier zur EEG-Novelle 2021: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/09/20200923-altmaier-eeg-novelle-2021-klares-zukunftssignal-fuer-mehr-klimaschutz-und-mehr-erneuerbare.html> (zuletzt abgerufen am 23.03.2021)

²⁶ Quelle: BMWi, Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/gesetz-zur-aenderung-des-eeg-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.html> (zuletzt abgerufen am 23.03.2021)

²⁷ Quelle: BMWi, Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/fahrplan-fuer-die-weitere-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (zuletzt abgerufen am 23.03.2021)

Auszug BT-Drs. 19/23482, S. 101:

„Für die Gesamtleistung des Energiesystems ist es essenziell, dass nicht nur der Netzbetreiber, sondern alle steuerungsberechtigten Akteure ihre Steuersignale ausschließlich über das sichere intelligente Messsystem an die angebundenen technischen Anlagen senden.“²⁸

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2021 kommt die Pflicht zur Ausstattung der Erzeugungsanlagen mit intelligenten Messsystemen zur Fernsteuerung und Abrufung von Einspeisedaten von EEG-Anlagen. Dabei soll zukünftig bei allen EEG- und KWKG-Anlagen ab einer Leistung von mehr als 25 kW und allen EEG-Anlagen, die am gleichen Netzanschluss wie mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG betrieben werden (kumulative Voraussetzungen), die Ist-Einspeisung abrufbar und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regelbar sein. Betreiber von EEG- und KWKG-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 7 kW bis zu einer Leistung von höchstens 25 kW ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG am gleichen Netzanschluss müssen die technische Möglichkeit zur Abrufung der Ist-Einspeisung schaffen (vgl. § 9 Abs. 1a EEG 2021). Eine Steuerung ist in diesen Fällen nicht notwendig. Voraussetzung ist allerdings die noch ausstehende Feststellung der technischen Möglich-

keit zum Einbau intelligenter Messsysteme durch die nächste Marktanalyse des BSI, die bis zum Zeitpunkt der Erstellung des Barometers noch ausstand (siehe Tabelle 5: Ausstattungsverpflichtungen für EEG-Anlagen).

Um die Leistungsgrenzen für einen verpflichtenden Einbau eines intelligenten Messsystems entspann sich rege Kritik aus der Branche und dem Bundesrat.²⁹ Im Ergebnis hat der Gesetzgeber die Leistungsgrenze zur Ausstattungsverpflichtung gegenüber dem ursprünglichen Gesetzentwurf (BT-Drs. 19/23482) von 1 auf 7 kW angehoben. Kleinere Anlagen (unter 7 kW) sind nur erfasst, wenn sie hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG betrieben wird. Der Schwellenwert zur Steuerbarkeit wurde auf 25 kW festgelegt.

Mit dem EEG 2021 wurden in § 95 weitere Verordnungsermächtigungen ermöglicht. Unter anderem wird in § 95 Nr. 2 die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundestages (vgl. § 96 Abs. 1 EEG 2021) „im Anwendungsbereich des § 9 zu regeln, ab welchem Schwellenwert die Pflichten des § 9 Abs. 1 oder 1a auch für Anlagen und KWKG-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt gelten, und, soweit erforderlich, dafür kostenschützende Regelungen angelehnt an die Preisobergrenzen in § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes vorzusehen“.³⁰

Tabelle 5: Ausstattungsverpflichtungen für EEG-Anlagen

	EEG-/KWKG-Anlage > 25 kW	EEG-/KWKG-Anlage mit § 14a-Anlage	EEG-/KWKG-Anlage > 7 kW und ≤ 25 kW ohne § 14a-Anlage
Zeitpunkt	Neuanlagen: ab Feststellung der techn. Möglichkeit durch das BSI (Marktanalyse) Bestandsanlagen: ab Ausstattung mit iMSys nach Vorgabe des MsbG		
Abrufung Ist-Einspeisung	X	X	X
Ferngesteuerte Regelung	X	X	X

²⁸ Quelle: Deutscher Bundestag, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/234/1923482.pdf> (zuletzt abgerufen am 23.03.2021)

²⁹ BR-Drs. 569/1/20, S. 99: „Vor diesem Hintergrund beobachtet der Bundesrat mit Sorge, dass sich die von der Bundesregierung geplante Ausweitung der Einbaupflicht für intelligente Messsysteme auf sehr kleine Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ab 1 kW negativ auf den Zubau von privaten Erzeugungsanlagen auswirken könnte. Aus Sicht des Bundesrates besteht durch die mit der neuen Messtechnik verbundenen deutlich höheren Kosten für den Messstellenbetrieb die Gefahr, dass viele kleine Anlagen unwirtschaftlich werden.“

³⁰ Auszug aus § 95 Nr. 2 EEG 2021

Neben der Umsetzung der EEG-Reform für die Erzeugerseite galt es, einen konsistenten Lösungsansatz auch für Verbraucher zu finden. Dieser sollte im Rahmen einer Novellierung des § 14a EnWG erarbeitet werden.

Die notwendige Flexibilisierung für den Hochlauf der Elektromobilität bleibt weiter ungeklärt

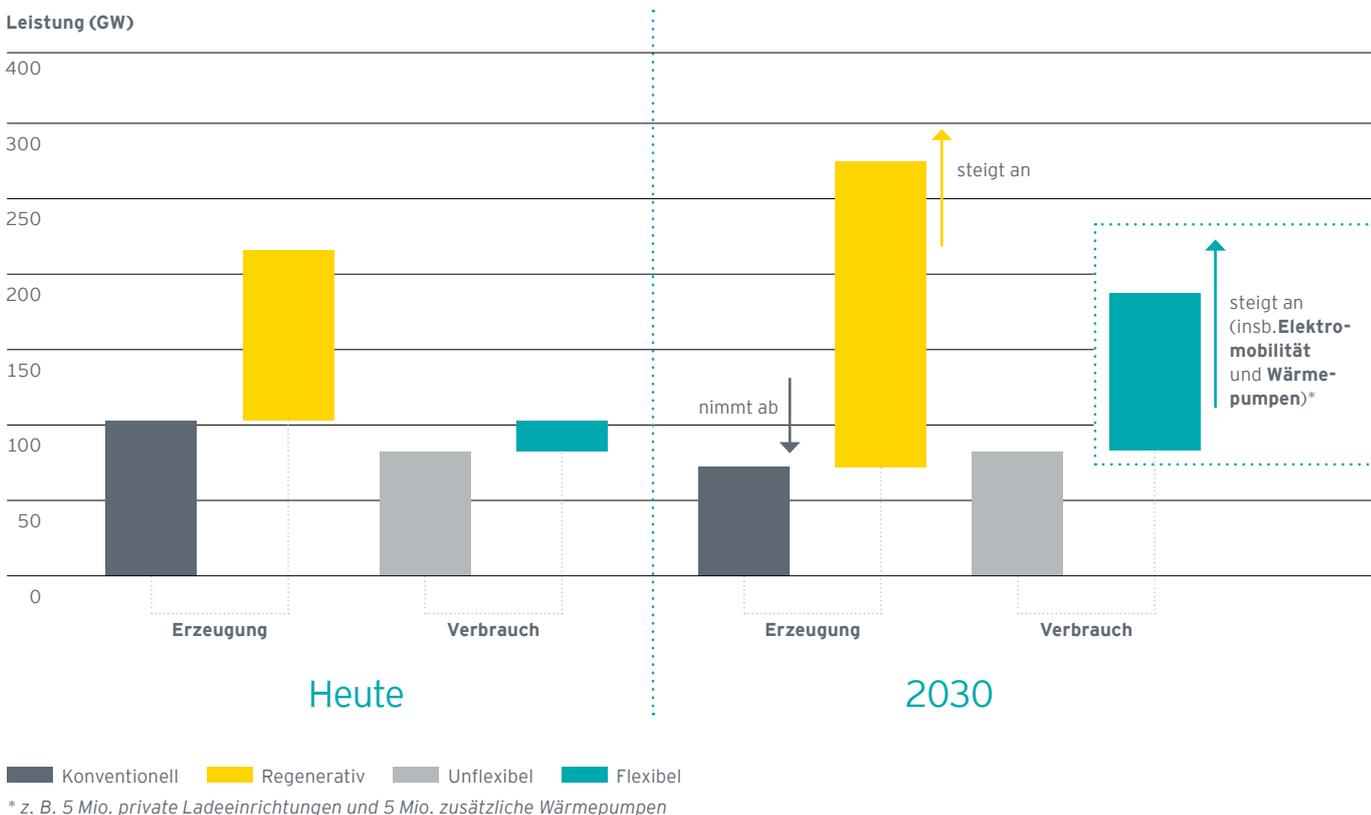
In einem mehrjährigen Prozess wurde unter Beteiligung der Branche vertreten durch Unternehmen und Verbände der Energiewirtschaft, der Automobilindustrie wie auch aus weiteren interessierten Bereichen das Modell zur „Spitzenglättung“ erarbeitet, das die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilitäten regelt. Wegen des bevorstehenden starken Ausbaus der Elektromobilität und mithin der Ladeinfrastruktur wird eine zeitnahe Regulierung für steuerbare flexible Lasten dringend notwendig.

Das Verfahren wurde mehrstufig aufgesetzt und mündete in einem Referentenentwurf, der in letzter Instanz auf

ministerialer Ebene ausgesetzt wurde, um die Diskussion mit den Stakeholdern aus Automobilindustrie und Energiewirtschaft fortzusetzen, die einen grundsätzlichen Gegensatz offengelegt hat.

Die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen regenerativer Energien (vor allem PV) und die weiter vorschreitende Elektrifizierung, vor allem durch die Elektromobilität, aber auch durch das steigende Aufkommen von Wärmepumpen, stellen das Energiesystem und allen voran die Niederspannungsnetze vor neue Herausforderungen. Um dem nicht mit einem spontanen massiven Netzausbau zu begegnen, werden digitale Maßnahmen zur Flexibilisierung und somit zur effektiveren Nutzung der Energienetze benötigt. Die sichere Steuerung von Anlagen soll hier die nötige Flexibilität ins System bringen und den notwendigen zusätzlichen Netzausbau im Niederspannungsnetz auf das notwendige Maß reduzieren bzw. wirtschaftlich sinnvoll gestaltbar machen.

Abbildung 2: Im Jahr 2030 werden dezentrale flexible Lasten mit über 60 GW eine systemrelevante Größenordnung erreichen



Beauftragt durch das BMWi wurde im ersten Schritt ein Modell entwickelt, das Verbrauchern mit flexiblen Lasten wie z. B. privaten Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen und dezentralen Speichern die Entscheidung ermöglicht,

- ▶ welche Leistung sie jederzeit uneingeschränkt beanspruchen wollen und dafür bei Überschreitung eines Schwellenwertes (angedacht war eine Leistungsgrenze von 5 kW, die die gängigen Anwendungen eines Haushalts abdeckt) im Zuge der Verursachergerechtigkeit bereit wären, einen monetären Beitrag für einen ggf. dann notwendigen Netzausbau zu leisten (erhöhtes Netzentgelt), oder
- ▶ ob sie bereit sind, eine gewisse Flexibilität aufzubringen und einen Teil der zur Verfügung stehenden Leistung unter bestimmten Bedingungen zur Sicherung der Netzstabilität bereitzustellen und dafür von reduzierten Netzentgelten zu profitieren.

Das Modell zur „Spitzenglättung“ unterschied dabei zwischen der sogenannten unbedingten Leistung, sprich einer Leistung, die unter keinen Umständen durch den Netzbetreiber beeinflusst wird, und der bedingten Leistung, bei der ein Netzbetreiber zur Sicherung der Netzkontinuität in Ausnahmefällen bei drohender Überlastung Leistung reduzieren könnte.

Bereits im ursprünglichen Gutachten (Topthema 2) wurde zwischen unflexiblen, teilflexiblen und voll flexiblen Kunden differenziert. Kerngedanke war, dass die gängigen Anwendungen eines Standardhaushalts von der Neuregelung des § 14a EnWG unberührt bleiben. Im Modell der Spitzenglättung können die Kunden frei wählen, ob sie für ihre flexiblen, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch Mehrzahlung auch unbedingte Leistung nutzen wollen oder ob sie die Leistung zu Zwecken der Netzstabilität in Ausnahmefällen regelbar machen wollen und davon finanziell profitieren. Im Falle des teilflexiblen Kunden bezieht sich die Wahl zwischen bedingter und unbedingter Leistung lediglich auf den Verbrauch der flexiblen Verbrauchseinrichtungen, beim voll flexiblen Kunden auf den gesamten Hausanschluss.

Damit sollen Verbraucher belohnt werden, die zu Flexibilität bereit sind und helfen, das Stromsystem bestmöglich und kosteneffizient auszunutzen. Netzbetreiber werden damit in die Lage versetzt, neue Verbrauchseinrichtungen (z. B. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und dezentrale Speicher) zunächst schnell und systemdienlich in das vorhandene System zu integrieren und eventuelle temporäre Lastspitzen ohne sofortigen Netzausbau zu vermeiden.

Im ersten Schritt wurde das Modell in einem Gutachten beschrieben.³¹ Bereits bei Erstellung des Gutachtens wurden die interessierten Akteure der Energiewirtschaft, aber auch der angrenzenden Branchen mit einbezogen. Hierzu wurde u. a. ein Beirat ins Leben gerufen, der durch Behörden, Verbände, Institutionen und Unternehmen der Energiewirtschaft, der Automobilbranche, der Wohnungswirtschaft und der Telekommunikation breit besetzt war.

Nach Veröffentlichung des Gutachtens am 28. August 2019 rief das BMWi einen breiten, durch die Gutachter gestützten Diskussionsprozess im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“ ins Leben, mit dem



³¹ Quelle: BMWi, Topthema 2 „Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“: https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt abgerufen am 24.03.2021)

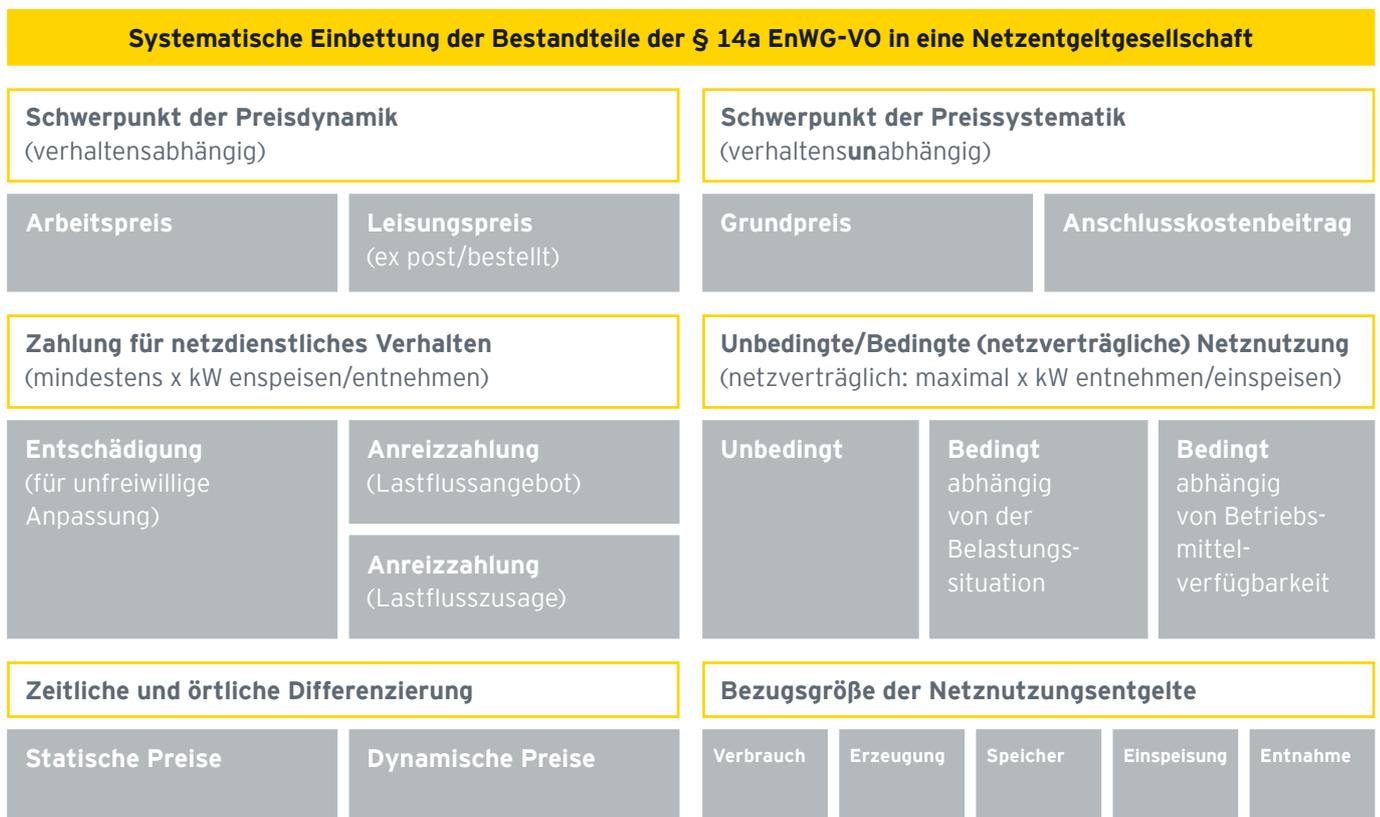
Ziel, im Branchendialog die Ausgestaltung des § 14a EnWG voranzutreiben. Damals war bereits klar, dass die Umsetzung nur dann erfolgreich sein kann, wenn Lösungen an einem Tisch mit allen relevanten Akteuren gefunden werden. Die Teilnehmer der Workshops setzen sich deshalb aus Vertretern verschiedener Branchen zusammen. Neben Behörden, Wissenschaft und Verbänden sind energiewirtschaftliche Unternehmen vertreten, unter anderem Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Lieferanten, Vertriebe und Aggregatoren, darüber hinaus die Bereiche Automobilwirtschaft, Produktion von flexiblen Anlagen, Dienstleistungen, Telekommunikation, innovative Betriebsmittel, Industrie und andere. Gegenstand der Branchendiskussion waren unter anderem die Herstellung eines gemeinsamen Verständnisses des Vorschlags, die Diskussion kontroverser

Fragen, das Schließen inhaltlicher Lücken und eine vertiefte Detaillierung und Präzisierung zu folgenden Themenfeldern:

- ▶ genaue Ausgestaltung des § 14a EnWG
- ▶ Auswirkungen auf Netzanschluss und Netzanschlussnutzung
- ▶ Einbindung in die Netzentgeltssystematik
- ▶ Auswirkungen auf Marktprozesse, IKT und SMGWs
- ▶ Übergangsregelungen

Bei der Betrachtung wurden bereits zu Beginn des Prozesses alle Ausgestaltungsoptionen mit in den Lösungsraum einbezogen (s. Abbildung 3: Einbeziehung aller Ausgestaltungsoptionen in einen möglichen Lösungsraum).

Abbildung 3: Einbeziehung aller Ausgestaltungsoptionen in einen möglichen Lösungsraum



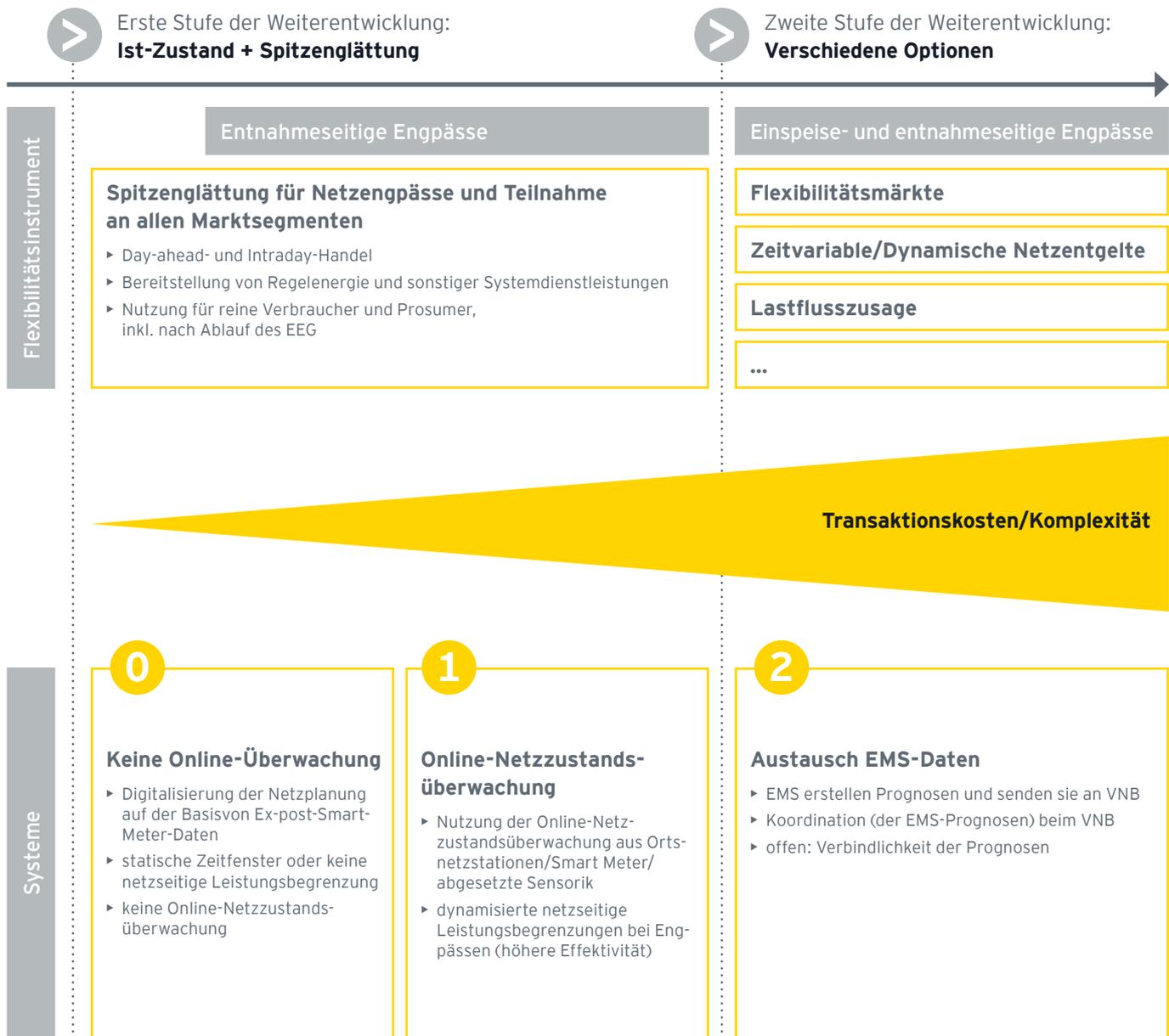
3

Wesentliche Weichenstellungen stehen noch aus

Im Ergebnis wurde das Modell zur „Spitzenglättung“ als *ein erster Schritt* in einem Multi-Use-Ansatz zum Aufbau eines umfassenden Systems gesehen (s. Abbildung 4:

Multi-Use-Ansatz zum Aufbau eines umfassenden Systems zur Netzflexibilisierung), mit verschiedenen Optionen zur Weiterentwicklung in marktlich geprägten Ansätzen.

Abbildung 4: Multi-Use-Ansatz zum Aufbau eines umfassenden Systems zur Netzflexibilisierung



Mit den Workshops und der damit verbundenen Ausgestaltung der „Spitzenglättung“ wurde ein Modell entwickelt, das die folgenden Bedingungen erfüllt:

- ▶ *sichere und reibungslose Integration* dezentraler flexibler Lasten in das Niederspannungsnetz und den Energiemarkt
- ▶ *klarer Anspruch auf schnellen Netzanschluss*: Beseitigung von Netzengpässen, die den Hochlauf der E-Mobilität behindern könnten
- ▶ *bessere und effiziente Nutzung bestehender Netze*
- ▶ *verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten, Schutz der Kleinverbraucher* vor Kostenerhöhung infolge von flexiblen Lasten, die nicht netzverträglich genutzt werden
- ▶ *klare und verlässliche Ausgangsbedingungen für Geschäftsmodelle* mit dezentraler Flexibilität unabhängig von Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber
- ▶ *faire Übergangsregelungen* und Verbesserungspotenziale für Bestandsanlagen

Das Modell ist zudem flexibel für Weiterentwicklungen, deren Umsetzung aber noch offenbleibt:

- ▶ *Ausdehnung auf die Mittel- und Hochspannungsebene* in Form der (n-0)-sicheren Netznutzung: Brachliegende Netzkapazität wird für gewerbliche und industrielle Flexibilität erschlossen
- ▶ *Kombination der Spitzenglättung mit anderen Instrumenten* zur Bewirtschaftung von einspeisebedingten Netzengpässen in der Mittel- und Hochspannungsebene
- ▶ *perspektivisch eine Erweiterung der Netzzustandsüberwachung um einen Datenaustausch* zwischen den im Netzstrang installierten EMS:
 - ▶ verbesserte Prognostizierbarkeit des Zeitpunkts einer netzseitigen Leistungseinschränkung

- ▶ Ermöglichung des lokalen Ausgleichs zwischen EE-Überspeisung (Einspeiseengpässe) und flexiblen Lasten innerhalb eines Niederspannungsnetzstrangs statt Abregelung oder pauschaler Leistungsbegrenzung von EE

Aus dem erarbeiteten Modell heraus erstellte das BMWi nach einem zweijährigen Branchenbeteiligungsprozess einen Referentenentwurf für das Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) zur Neugestaltung des § 14a EnWG und gab ihn am 23. Dezember 2020 in die Verbändeanhörung.

Nach der Rückmeldefrist für Kommentierungen und Stellungnahmen bis zum 15. Januar 2021 wurde der Referentenentwurf von der Hausspitze des Ministeriums zurückgezogen. Der Entwurf wurde insbesondere durch die Automobilwirtschaft scharf kritisiert,³² da das Recht der Netzbetreiber auf eine pauschale Reduktion der Anschlussleistung über bis zu 120 Minuten pro Tag ein Hemmnis für den Erwerb eines Elektroautos darstelle. Diese angebliche „Zwangssteuerung“ verhindere intelligente Lösungen, die Kosten für Elektromobilität und Wärmepumpen würden erhöht und zugleich neue, mentale Hürden für Verbraucher errichtet. Dabei ist es vielmehr so, dass die Kunden im Spitzenglättungsmodell frei zwischen unbedingter und bedingter Leistung wählen können.

Anschließend wurden Gespräche mit Verbänden der Energiewirtschaft und der Automobilwirtschaft zur Integration der Elektromobilität in die Verteilernetze initiiert. Sollte es in dieser Legislaturperiode keine Lösung mehr geben, könnte eine von einer neuen Regierung beschlossene Regelung wohl erst 2023 in Kraft treten.

Ganzheitliche Ausgestaltung der Sektorkopplung im Bereich Wärme und Elektromobilität nimmt Formen an

In dem Bestreben, einen ganzheitlichen Ansatz des SMGW insbesondere für Messung, Abrechnung, Tarifierung, Steuerung und Protokollierung auch in sektornahen Bereichen zu finden, gab es 2020 einige inhaltliche Fortschritte, wengleich wichtige Umsetzungsschritte noch ausstehen.

Ein Beispiel ist die zum 25. Oktober 2020 geforderte Umsetzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie (EED) in nationales Recht.

³² Quelle: energate, Runde zur Spitzenlastglättung vertagt sich: <https://www.energate-messenger.de/news/209887/runde-zur-spitzenlastglaettung-vertagt-sich> (zuletzt abgerufen am 24.03.2021)

Zwar wurde das GEG zum 3. Juli 2020 beschlossen und am 1. November 2020 in Kraft gesetzt; die notwendige Anpassung der HKV liegt allerdings bis dato erst in einem Referentenentwurf vor und befindet sich seit 11. März 2021 in der Verbändeanhörung.

Das GEG bündelt das bisherige EnEG, die bisherige EnEV und das bisherige EEWärmeG, die zum 1. November 2020 außer Kraft gesetzt wurden. Nach dem GEG muss eine Verordnung regeln, dass die zum Zwecke der Datenverarbeitung eingesetzte Technik einem Stand der Technik zu entsprechen hat, der Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gewährleistet und in technischen Richtlinien und Schutzprofilen des BSI festgelegt wird (§ 6 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 5 GEG).

Mit der Novelle der HKV sollen die Vorgaben der EED, die die HKV betreffen, und die Empfehlung des Bundeskartellamtes zur Interoperabilität von Wärme- und Wasserzählern umgesetzt werden. Die Ermächtigungsgrundlage für die vorgesehenen Änderungen findet sich in dem oben genannten § 6 GEG.

Ein weiteres Beispiel ist die Ladesäulenverordnung. Der Entwurf der Zweiten Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung sieht zwar vor, dass energiewirtschaftlich relevante Lade- und Steuerungsvorgänge zwingend über Smart-Meter-Gateways abgewickelt werden sollen. Die Ladesäulenverordnung regelt die technischen Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile sowie weitere Aspekte des Betriebs von Ladepunkten wie Authentifizierung, Nutzung und Bezahlung.³³ Die Verordnung liegt aber auch hier erst im Referentenentwurf vor, 24 Stellungnahmen sind bis zum 23. Dezember 2020 eingegangen.

Bewertung

Es kann festgestellt werden, dass die angekündigten regulatorischen Schritte im Bestreben, eine Harmonisierung der unterschiedlichen Rechtsrahmen und einen konsistenten Lösungsansatz für Verbraucher und Erzeuger, aber auch die ganzheitliche Ausgestaltung der Sektorkopplung von Strom, Gas, Wasser, Wärme und Elektromobilität zu erreichen, allesamt angegangen, aber noch nicht umgesetzt wurden.

Wenngleich die EEG-Novelle zum 1. Januar 2021 in Kraft getreten ist, fehlt zur tatsächlichen Umsetzung noch die Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsystemen für EEG- und KWKG-Anlagen. Gleichzeitig herrscht in der Branche noch Unsicherheit über die finale Ausprägung der Leistungsgrenzen zur Ausstattungspflicht.

Als Handlungsempfehlungen können zur Erhöhung der Planungssicherheit in der Branche und zur kontinuierlichen Weiterentwicklung der Digitalisierung der Energiewende folgende drei Punkte benannt werden:

1. Zügige Ableitung der Leistungsgrenzen für eine Ausstattungsverpflichtung eines iMSys-Einsatzes für neue PV-Kleinanlagen und eine darauf basierende Marktanalyse mit der Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme für EEG- und KWKG-Anlagen
2. Zeitnahe Umsetzung des Entwurfs zur Spitzenglättung (§ 14a EnWG) in einen gültigen Rechtsrahmen durch eine zielführende Einigung zwischen allen betroffenen und beteiligten Akteuren. Hier ist, wie im „Spitzenglättungsansatz“ bereits angelegt, ein Entwicklungsmodell zu präferieren, das durch die Festlegung der Grundsätze zur Steuerung von Flexibilitäten im Netz einen ersten Rahmen vorgibt. Dieser kann in der Folge dann anhand der Praxiserfahrungen angepasst und weiterentwickelt werden.
3. Stärkung des sektorenübergreifenden Einsatzspektrums des SMGW zum Messen und Steuern in den Bereichen Wärme und Elektromobilität durch die Umsetzung der Heizkosten- und der Ladesäulenverordnung. Dabei sollte möglichst weitgehend auf das MsbG verwiesen werden.

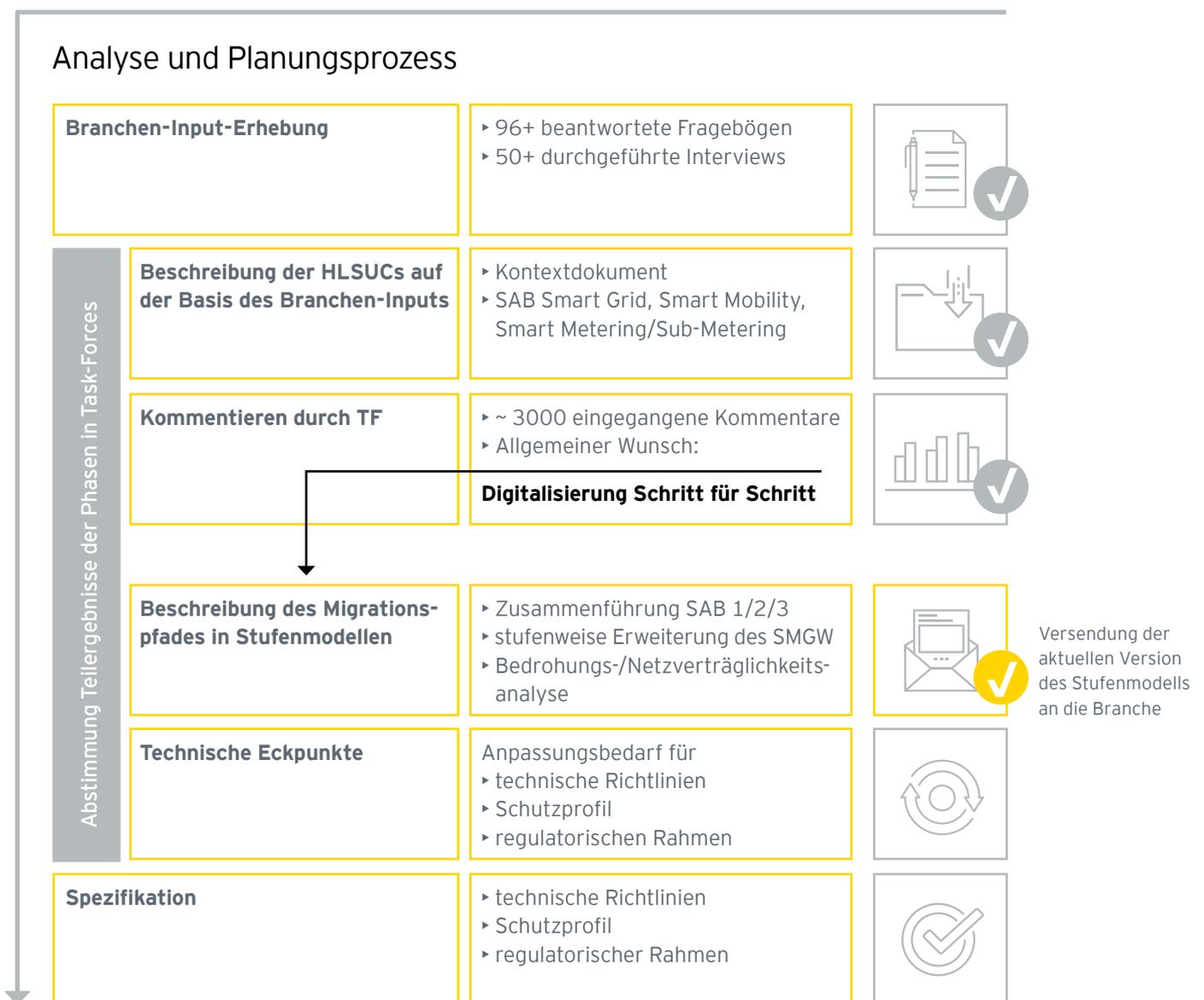
³³ Quelle: Ladesäulenverordnung, § 1 Anwendungsbereich: <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html> (zuletzt abgerufen am 06.04.2021)

3.3 Für eine gelingende Energiewende braucht es eine übergreifende Zusammenarbeit und mehr Fahrt

Neben den Bestrebungen, einen konsistenten Lösungsansatz im Rechtsrahmen für Verbraucher und Erzeuger zu finden, aber auch den Betrachtungswinkel im Sinne der Sektorkopplung auf weitere Bereiche wie Wärme und Elektromobilität auszuweiten, müssen regulatorische Vorgaben und technologische Weiterentwicklung in Einklang gebracht werden.

Dabei gilt es, einen gemeinsamen Pfad zwischen Regulierung und (technischer) Umsetzung zu finden, die Zusammenarbeit über Branchengrenzen hinweg zu fördern und möglichst kontinuierlich die Geschwindigkeit zu erhöhen. Die stufenweise technische Weiterentwicklung muss mittelfristig auch durch den Rechtsrahmen getragen werden. Von der Branche positiv aufgenommen, wurde im Jahr 2020 durch BMWi und BSI im Rahmen der BMWi/BSI-Task-Forces das sogenannte Stufenmodell eingeführt (s. Abbildung 5: BMWi/BSI-Task-Force-Prozess, schematische Darstellung).

Abbildung 5: BMWi/BSI-Task-Force-Prozess, schematische Darstellung



3

Wesentliche Weichenstellungen stehen noch aus

Das Stufenmodell zeigt einen Migrationspfad der technischen Weiterentwicklungen des Smart-Meter-Gateways entlang der mit der Branche festgelegten energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle auf.

Derzeit sieht das Stufenmodell drei Stufen vor.

Stufe 1 beinhaltet vornehmlich die Umsetzung der Tarifanwendungsfälle zur Erhebung abrechnungsrelevanter Daten zur Elektrizität am Netzanschlusspunkt (TAF 1, 2, 6 und 7). Diese Phase ist bereits abgeschlossen, vier Hersteller konnten ihre Geräte erfolgreich für diese Tarifanwendungsfälle zertifizieren (s. Kapitel 3.1 *Ausweitung des Rollouts auf Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen bislang noch nicht umgesetzt*).

Stufe 2 sieht zusätzlich die Erhebung nicht abrechnungsrelevanter Daten zur Elektrizität am Netzanschlusspunkt vor. Dies beinhaltet die Tarifanwendungsfälle 9 (Abruf der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage), 10 (Abruf von Netzzustandsdaten) und 14 (hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste). Nach aktuellem Stand konnte ein Hersteller sein SMGW erfolgreich für diese Tarifanwendungsfälle rezertifizieren, drei weitere befinden sich im Rezertifizierungsverfahren (s. Kapitel 3.1 *Ausweitung des Rollouts auf Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen bislang noch nicht umgesetzt*).

Stufe 3 ist für das Jahr 2021 vorgesehen und beinhaltet mehrere sehr relevante energiewirtschaftliche Anwendungsfälle (EAF):

Tabelle 6: Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle in Stufe 3 des BMWi/BSI-Stufenmodells

Anwendungsfälle/Funktionalitäten

EAF 1: Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14a EnWG)

EAF 2: Energiemanagement von regelbaren Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinrichtungen

EAF 3: Erhebung kompletter Netzzustandsdaten Elektrizität

EAF 4: Fernauslesung von personenbeziehbaren und abrechnungsrelevanten Messdaten aus dem Sub-Meter-System der Liegenschaft

EAF 5: Mehrsparten-Metering: Fernauslesung von personenbeziehbaren und abrechnungsrelevanten Messdaten aus der Hauptmessung verschiedener Sparten

EAF 7: Laden an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur

EAF 11: Messen und Steuern für Redispatch 2.0

EAF 12: Messen und Steuern für Direktvermarktung EEG/KWKG

EAF 14: Bereitstellung von Daten für Energie-Monitoring und für Mehrwertdienste Elektrizität

EAF 16: Laden an privater Ladeinfrastruktur mit separater Erfassung des Energieverbrauchs

EAF 17: Fernauslesung RLM Elektrizität

Im Zuge des Stufenmodells führten BMWi und BSI Interviews mit Verbänden, Institutionen und Unternehmen der Energiewirtschaft und angrenzender Sektoren durch. Im Ergebnis wurden folgende Schwerpunktthemen identifiziert und auf deren Basis ein Entwurf technischer Eckpunkte erarbeitet:

Weiterentwicklung des Metering

- ▶ Weiterentwicklungen im Mehrsparten-Metering
- ▶ Umsetzung „einfacher Lastgangmessung“ und dynamischer Tarife im Backend-System

Sub-Metering

- ▶ Der Datenversand erfolgt über den CLS-Kanal des SMGW (LMN optional).
- ▶ Die Anbindung des Sub-Metering-Systems geschieht über eine eigenständige Sub-Meter-Einheit.
- ▶ Die Daten werden ohne weitere Verarbeitung durch das Gateway an einen aEMT versandt.

Fernsteuerung von Anlagen

- ▶ Die Steuerung erfolgt über den CLS-Proxy.
- ▶ Das SMGW dient als zentraler Sicherheitsanker.
- ▶ Die Steuerung selbst wird von einer eigenständigen Steuereinheit übernommen.

WAN-Anbindung von Anlagen

- ▶ Technische Anlagen können direkt an das SMGW angeschlossen werden, um den CLS-Kanal des SMGW zu verwenden.
- ▶ Angebundene HAN-Komponenten müssen sich selbst vor Angriffen schützen, sofern die zusätzliche WAN-Anbindung verwendet wird.
- ▶ Dafür müssen entsprechende BSI-Anforderungen erfüllt werden (z. B. Netzwerkseparierung, Informationsflusskontrolle).

Anbindung der Ladeinfrastruktur

- ▶ Das SMGW erfasst und verarbeitet die energiewirtschaftlich relevanten Messwerte am Netzanschlusspunkt.
- ▶ Die netzrelevante Steuerung erfolgt über den CLS-Proxy des SMGW.
- ▶ Lademanagement und Ladestromerfassung am Ladepunkt erfolgen über eine herstellereigene Lösung, der Versand über eine separate Kommunikationseinheit.

Zielsetzungen der technischen Eckpunkte waren schnelle Lösungen für die technischen Schwerpunktthemen, eine Beschleunigung des Rollouts, die Herstellung von Planungssicherheit und eine kompakte Darstellungsform. Dabei

galten als Leitlinien eine zeitnahe Umsetzbarkeit mit bestehender Technik, keine disruptiven Veränderungen, die wirtschaftliche Tragfähigkeit und die Sicherheit der Energieversorgung.

Die technischen Eckpunkte zu den oben genannten Schwerpunktthemen wurden in der Sitzung der AG GwS am 25. März 2021 der Branche vorgestellt. Die Beteiligten hatten bis zum 20. April 2021 die Möglichkeit, Feedback beim BMWi/BSI einzubringen, mit dem Ziel, die technischen Eckpunkte zum 6. Mai 2021 zu finalisieren. Die Antworten und Klarstellungen zum Branchenfeedback zu den technischen Eckpunkten wurden am 6. Mai 2021 in der AG GwS vorgestellt.

Die technischen Eckpunkte werden im Anschluss in eine Version 2 des Stufenmodells überführt.

Weitere technische Eckpunkte zu folgenden Schwerpunktthemen sind bereits in Planung:

Protokollierung und Priorisierung

- ▶ Aktualisierung der Vorgaben zu ...
 - ▶ Protokollierung
 - ▶ Verarbeitung
 - ▶ Priorisierung
 - ▶ Überwachung von Steuerungsvorgaben
- ▶ mehr Nutzen für Endkunden, Netzbetreiber und Marktakteure

Metering

- ▶ Fernauslesung von RLM-Zählertechnik ...
 - ▶ für Gas
 - ▶ für Strom
- ▶ optionale Anbindung von Sub-Meter-Einheiten an das LMN

Lademanagement

- ▶ Einbindung und messtechnische Erfassung des Ladepunktes
- ▶ Umsetzung einer sicheren Authentifizierung
- ▶ mögliche Anforderungen an weitere Schnittstellen

Energiemanagement

- ▶ Erweiterung der Interoperabilität auf die syntaktische Ebene
- ▶ Prüfung der Umsetzung auf der Basis existierender Standards (z. B. EEBUS)
- ▶ optionale Integration in das SMGW

Rückmeldungen aus der Branche begrüßen die Planungssicherheit, die durch das Stufenmodell entstanden ist, wünschen im gleichen Atemzug aber noch mehr Geschwindigkeit, Flexibilität und Agilität bei der Umsetzung. Aktuelle Ereignisse wie der Beschluss des Oberverwaltungsgerichts für das Land Nordrhein-Westfalen zeigen allerdings, dass die schrittweise technische Weiterentwicklung und aktuelle regulatorische Festlegungen möglicherweise nicht rechtssicher Hand in Hand gehen.

Wenngleich die Entscheidung nur im Verhältnis zur Klägerin wirkt und eine Hauptsacheentscheidung noch aussteht, sind viele Marktteilnehmer erheblich verunsichert. Um den weiteren Fortgang der Digitalisierung der Energiewende zu sichern, bedarf es jetzt einer zeitnahen Prüfung geeigneter Maßnahmen.

Zunächst wird sicher die Frage zu untersuchen sein, ob der regulatorische Rahmen ausreichend Flexibilität gibt, um technologische Weiterentwicklung in Etappen zu ermöglichen und darauf basierend den Rollout der intelligenten Messsysteme auszurichten. Eine Anpassung der gesetzlichen Regelungen kostet jedoch Zeit. Eine zweite Option, die sicher parallel zu verfolgen ist, ist die „Heilung“ potenzieller rechtlicher Mängel auf dem Verwaltungsweg. Hier ist insbesondere an die zeitnahe Durchführung des Zertifizierungsprozesses entlang der vom BSI inzwischen erstellten Richtlinie zur Interoperabilität zu denken.

Zur Erarbeitung der notwendigen Maßnahmen hat das BMWi bereits einen Arbeitsprozess unter Beteiligung mehrerer Verbände ins Leben gerufen. In diesem Prozess sollen Vorschläge für einen beschleunigten und rechtssicheren Rollout von SMGWs erarbeitet werden.

Darüber hinaus ist zu überlegen, wie der Verunsicherung der Marktteilnehmer im Weiteren entgegengewirkt werden kann. Eine Möglichkeit, neue Orientierung zu geben, kann eine transparentere Gesamtplanung für die Energiewende sein. Diese kann auf bereits bestehenden Initiativen in diese Richtung aufsetzen, etwa dem Digitalisierungsfahrplan des BMWi und der BMWi/BSI-Roadmap.

Der Masterplan Digitalisierung der Energiewende schafft Transparenz und Planungssicherheit

Aus den Rückmeldungen der Branche werden immer wieder Klagen über eine fehlende Gesamtsicht auf die Ziele der Energiewende und die zum Gelingen notwendigen Maßnahmen laut. Es fehle das Big Picture, das z. B. die notwendige Umsetzung des „Spitzenglättungsmodells“ (§ 14a EnWG) in den Kontext der Energiewende und damit in Verbindung mit der Integration des Energiesystems und den Geschäftsmodellinteressen der beteiligten Marktakteure unterschiedlicher Branchen bringt.

Durch die weiter steigende Komplexität der Umsetzung der Energiewende werden auch eine zeitliche Einordnung (Priorisierung) der einzelnen (strategischen) Bausteine und die Darstellung von Abhängigkeiten immer bedeutsamer.

Eine Möglichkeit, diesen Herausforderungen zu begegnen, kann die Entwicklung eines „Masterplans Digitalisierung der Energiewende“ sein (s. Abbildung 6: Methodisches Konzept Masterplan Digitalisierung der Energiewende).

Die einzelnen strategischen Bausteine für ein Gelingen der Energiewende werden in einer Übersicht, dem Masterplan, in Themenfelder gruppiert und in einen inhaltlichen und zeitlichen Bezug zueinander gebracht. Dabei geht es zunächst darum, die Verbindungslinien zwischen regulatorischer und technischer Digitalisierung und den Wirkungen auf mögliche Geschäftsmodelle und Marktinteressen aufzuzeigen. Darüber hinaus können in einem zweiten Schritt Verantwortlichkeiten zugewiesen und Stakeholder identifiziert werden, die für die Bearbeitung der jeweiligen Handlungsfelder einbezogen werden müssen. Auf dieser Grundlage kann der Digitalisierungsprozess u. E. noch zielführender und ganzheitlicher gesteuert werden; die einbezogenen Marktakteure gewinnen mehr Orientierung.

Dabei versteht sich der Masterplan nicht als starres Konstrukt. Bestehende strategische Bausteine können sich zeitlich verschieben und somit in der Priorität bedeutender oder weniger bedeutend werden, neue Bausteine können hinzukommen.

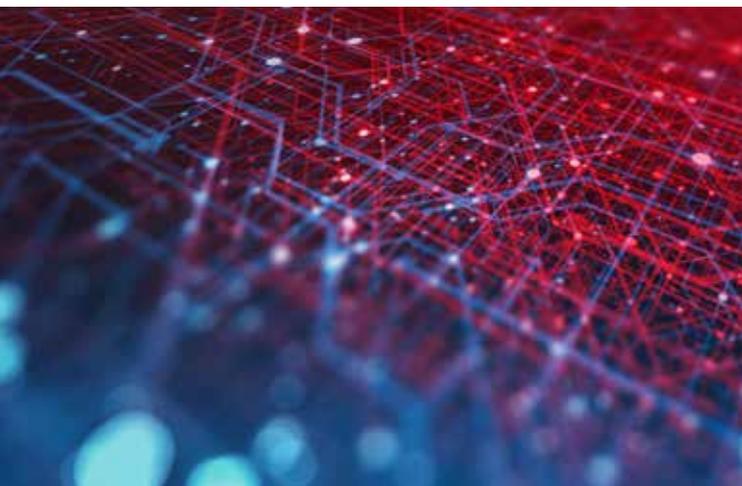
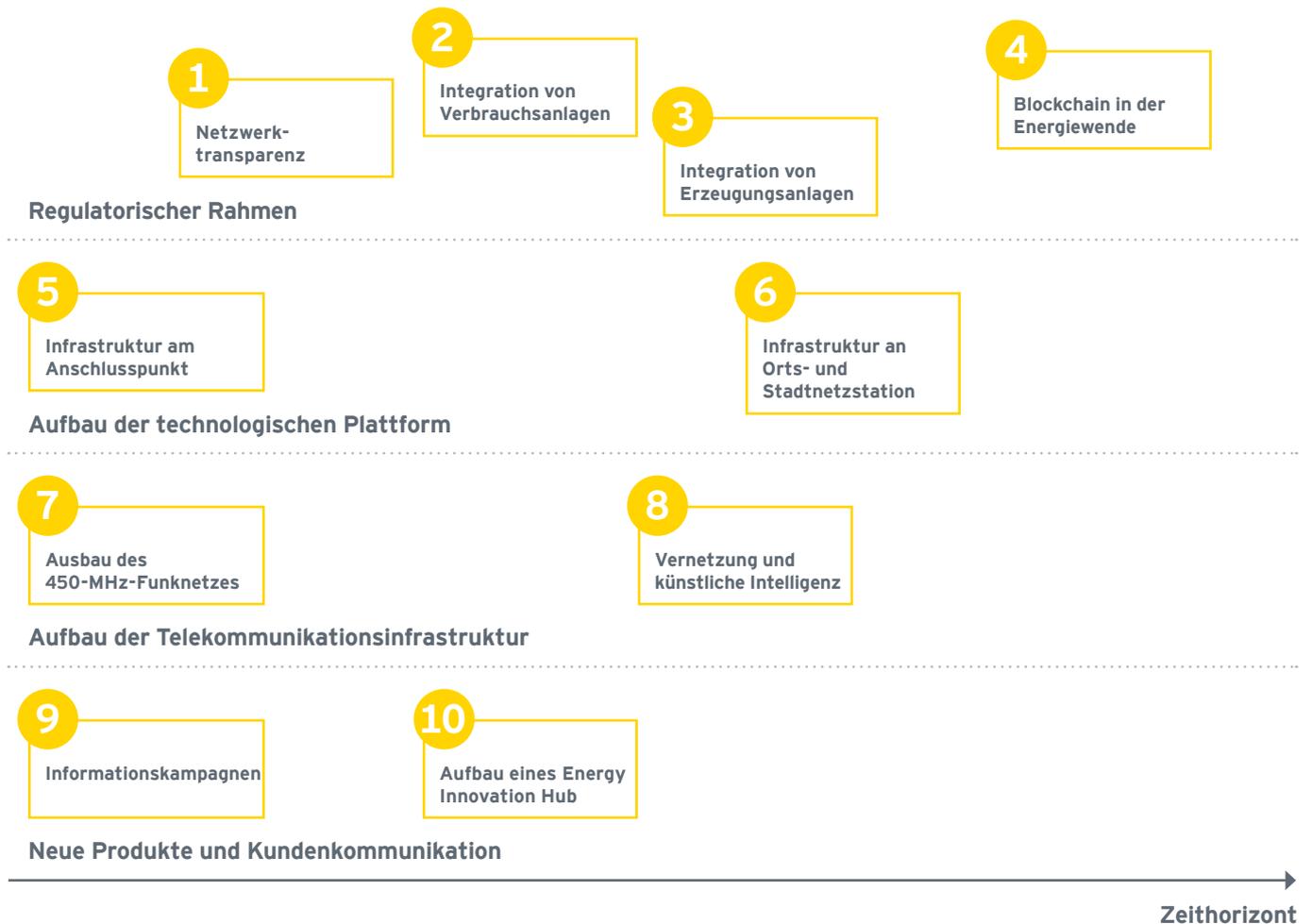


Abbildung 6: Methodisches Konzept Masterplan Digitalisierung der Energiewende³⁴

Masterplan Digitalisierung der Energiewende



Zur Beschreibung der Bausteine wird jeweils ein Steckbrief angelegt (s. Abbildung 7: Exemplarischer Steckbrief eines strategischen Bausteins). Über den Steckbrief werden Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten festgelegt, die

relevanten Stakeholder adressiert, Voraussetzungen und Abhängigkeiten zu anderen Bausteinen dargestellt und ausgehend von der heutigen Situation und der Zielstellung der Umsetzungsweg über eine Fit-Gap-Analyse beschrieben.

³⁴ Quelle: eigene Darstellung zur Anschauung einer möglichen Planung und Methodik für eine erfolgreiche Digitalisierung der Energiewende

3

Wesentliche Weichenstellungen stehen noch aus

Abbildung 7: Exemplarischer Steckbrief eines strategischen Bausteins³⁵

1	<p>Name</p> <h3>Netztransparenz</h3>	<p>Verantwortlichkeit</p> <h3>BMW</h3>	<p>Stakeholder</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ AG INuZ ▶ AG GwS ▶ Gerätehersteller ▶ Automobilwirtschaft ▶ energiewirtschaftliche Verbände (explizit benennen) ▶ ...
<p>Häufige Situation</p> <p>Mit der weiter voranschreitenden Elektrifizierung, vor allem getrieben durch die Elektromobilität, sind kapazitative Engpässe im Niederspannungsnetz ein immer generelleres Szenario. Aktueller kann die Auslastung nicht über das komplette Niederspannungsnetz dargestellt werden. Dies bildet aber die Grundlage, um drohende Engpässe zu erkennen und darauf zu reagieren.</p>			
<p>Zielsetzung</p> <p>Automatisierte Darstellung des Zustandes des gesamten Niederspannungsnetzes. Die notwendigen Informationen zur Interpretation des Netzzustandes erstrecken sich auf die verfügbare Kapazität des Netzes und die aktuelle Last durch Stromverbrauch und -einspeisung. Die Informationen müssen dabei im Minimum eine Aktualität von 15 Minuten haben.</p>			
<p>Road to Success</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Darstellung des Ist-Verbrauchs mithilfe der Smart-Meter-Infrastruktur ▶ Kommunikation des Ist-Verbrauchs über die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur ▶ Darstellung von Kapazität und Last in geeigneten (IT-)Systemen ▶ automatisierte Prozesse zur Alarmfunktion bei drohenden Netzengpässen 			
<p>Voraussetzungen</p> <div style="display: flex; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 30px; height: 30px; text-align: center; line-height: 30px; background-color: #FFD700; color: white;">5</div> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 30px; height: 30px; text-align: center; line-height: 30px; background-color: #FFD700; color: white;">7</div> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 30px; height: 30px; text-align: center; line-height: 30px; background-color: #FFD700; color: white;">9</div> </div>			

Der Masterplan Digitalisierung der Energiewende könnte als ein agiles Toolset und methodisches Vorgehen die weitere strategische Ausrichtung und Umsetzung der Energiewende wirksam unterstützen.

Förderung digitaler Geschäftsmodellinnovationen in der Energiewirtschaft durch neue Denkansätze

Innovative Transformationsprozesse in der Energiewirtschaft bedeuten oftmals ein hohes Risiko für (etablierte) Unternehmen. Somit stellt sich auch aus Anbietersicht immer wieder die Frage, wie auf die Energiewirtschaft ausgerichtete Innovationspolitik im Kontext eines risiko-

reichen, volatilen Umfelds die Entwicklung digitaler Lösungen für plattformgetriebene Geschäftsmodellinnovationen im Messstellenbetrieb fördern kann.

Darauf zielt unser Vorschlag zum Aufbau einer *Energie-Innovationslandschaft*, der im Folgenden beschrieben wird. Dabei geht es nicht darum, ein weiteres Element in die bereits an Initiativen reiche Innovationslandschaft rund um digitale Geschäftsmodelle zu bringen; es ist eher die Idee, die Position des „Hub of Hubs“ zu besetzen, der statt eigene Strukturen aufzubauen, die bestehenden Startup-Netzwerke, Förder- und Clusterinitiativen, Technologie-

³⁵ Quelle: eigene Darstellung zur Veranschaulichung einer möglichen Planung und Methodik für eine erfolgreiche Digitalisierung der Energiewende

zentren, Inkubatoren, Hochschulen etc. zusammenbringt, die bereits an der Entwicklung digitaler Lösungen für die Energiewirtschaft arbeiten.

Herausforderungen und Bedarfe der Akteure

Auf der Basis von Projekterfahrungen, Studien und Experteninterviews lassen sich folgende Anliegen und Bedarfe innerhalb des energiewirtschaftlichen Innovationsökosystems identifizieren:

- ▶ Der Energiebereich hat seit Initiierung der Energiewende den Anspruch, ein Vorreiter im Bereich digitaler (Geschäftsmodell-)Innovationen zu sein. Dieser Anspruch muss mit fortschreitender Digitalisierung immer wieder neu eingelöst werden.
- ▶ Es gibt in Deutschland ein leistungsfähiges Fördersystem für allgemeine Unternehmensgründungen. Dies gilt allerdings nicht in gleichem Maße für die Förderung von Gründungen mit energiewirtschaftlichem Bezug.³⁶
- ▶ In Deutschland besteht eine starke Fragmentierung der einzelnen Initiativen im Bereich „energiewirtschaftliche Startups“. Oft fehlt es nach Einschätzung der Gutachter auch aufseiten der Startups an Orientierung, welche Geschäftsmodelle sich in absehbarer Zeit aus rechtlicher, regulatorischer und technischer Standardisierungssicht tatsächlich verwirklichen lassen.
- ▶ Es ist auch weiterhin zu prüfen, inwieweit öffentliche Anreizstrukturen helfen können, das Marktpotenzial integrierter, digitaler, plattformgetriebener Geschäftsmodelle auszuschöpfen.

Ansatzpunkte für einen Energy Innovation Hub

- ▶ Ein Energy Innovation Hub (EIH) könnte konkrete digitale Innovationsbedarfe identifizieren, innerhalb des energiewirtschaftlichen Ökosystems bearbeiten und z. B. Design Sprints, Wettbewerbe oder maßgeschneiderte Förderinstrumente entwickeln. Dies ist eine Möglichkeit, der Entwicklung digitaler Lösungen im Bereich der Energiewirtschaft ein einheitlicheres Gesicht zu geben und somit den Innovationsgeist der Anbieter zentral zu befördern.

- ▶ Das bereits etablierte Future Energy Lab zur Pilotierung von Zukunftstechnologien wie Blockchain und künstlicher Intelligenz in der Energiewirtschaft bei der Deutschen Energie-Agentur (dena) könnte hierfür weiter ausgebaut werden.

Bewertung

Die aktuellen Entwicklungen rund um die weiteren Anpassungen im EEG und die weitere Ausgestaltung des § 14a EnWG sowie jüngste Ereignisse wie der Beschluss des OVG Münster zum Smart-Meter-Rollout zeigen, dass fortbestehende Interessenkonflikte der Marktakteure, auch über Branchengrenzen hinweg, die Umsetzung der regulatorischen Digitalisierungsschritte behindern. Gerade in der sektorenübergreifenden Diskussion stellen sich kontroverse Standpunkte vor allem zwischen der Automobil- und der Energiewirtschaft dar.

Folgende Empfehlungen können helfen, gerade die Umsetzung des rechtlichen Rahmens zur Digitalisierung der Energiewende weiter zu verbessern und voranzubringen:

1. Setzung von Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Roadmap-Prozesses und zur Umsetzung des BMWi/BSI-Stufenmodells unter den Gesichtspunkten „mehr Geschwindigkeit“, „Agilität“ und „Rechtssicherheit“

2. Prüfung des Konzepts „Masterplan Digitalisierung der Energiewende“, um die Zusammenhänge der Einzelvorhaben und deren Wirkung auf Märkte, Geschäftsmodelle und Marktakteure transparenter zu machen

3. Test ergänzender Formate wie z. B. des EIH, um die Umsetzung neuer, digitaler Geschäftsmodelle zu befördern

³⁶ Quelle: Jens Clausen und Klaus Fichter (2019), *Bedeutung und Förderung grüner Gründungen. Ein Beitrag zur Weiterentwicklung der deutschen Umweltinnovationspolitik*, Berlin: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit



Entscheidung zu 450-MHz-Frequenznutzungsrechten zugunsten der Energiewirtschaft

Die Verfügbarkeit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung ist eine unverzichtbare Grundlage für Wirtschaft und Gemeinwesen in Deutschland. Neben einer hinreichend ausgebauten Leitungsinfrastruktur für Transport und Verteilung von Strom ist im Zeitalter der Digitalisierung zusätzlich eine krisenfeste Telekommunikationsinfrastruktur unabdingbar. Eine stabile, schwarzfallfeste Telekommunikationsinfrastruktur spielt gerade bei netzkritischen Anwendungen wie dem Messen und Steuern von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen zur Sicherung der Netzstabilität eine bedeutsame Rolle.

Wie bereits in den vergangenen Barometern dargelegt, können die vorhandenen TK-Netze und -Angebote die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Anforderungen der Digitalisierung der Energiewende nicht vollumfänglich erfüllen.

Zum einen kann mit nur einer einzigen der bis dato verfügbaren Kommunikationstechnologien wie Glasfaser oder Mobilfunk allein keine ausreichende Abdeckung und Verfügbarkeit gewährleistet werden. Mitte 2020 waren lediglich rund 14 Prozent der Haushalte in Deutschland an das Glasfasernetz (FFTB/H) angeschlossen. Ende 2020 waren 96,5 Prozent der Fläche in Deutschland von mindestens einem Mobilfunknetzbetreiber mit 4G (LTE) versorgt. Hybride Lösungen wären notwendig.

Zum anderen gibt es zum Teil erhebliche regulatorische Hemmnisse bei der Nutzung der meisten technisch geeigneten Kommunikationstechnologien. Beispielsweise erschwert der momentan dem Bundestag vorliegende Entwurf des TTDSG die Nutzung von Daten über Endeinrichtungen vor allem durch das Erfordernis der Einwilligung des Endnutzers.

Eine für die Bedürfnisse der Energiewirtschaft geeignete Funkfrequenz ist daher eine unabdingbare Voraussetzung zur sicheren Integration der erneuerbaren Energiequellen und Verbraucher in das Energiesystem.

4.1 Stabile Kommunikationsanbindung als Voraussetzung für die Versorgungssicherheit der Zukunft

Auch wenn die jederzeitige Verfügbarkeit von Strom für die Anwendungen des täglichen Lebens seit Jahrzehnten als Selbstverständlichkeit wahrgenommen wird, steht dahinter ein mittlerweile hochkomplexes System, das die Akteure der Energiewirtschaft vor immer größere Herausforderungen stellt. Das Zusammenspiel zwischen der voranschreitenden Elektrifizierung auf der Verbrauchsseite, vor allem getrieben durch die Elektromobilität, und der Volatilität und Dezentralität der Gewinnung erneuerbarer Energien auf der Erzeugungsseite kann nur durch digitale Technologien gesteuert werden.

Um Ausfallpotenzial frühzeitig erkennen zu können und diesem vorzubeugen, muss mehr Transparenz in die Netze gebracht werden. Für den Fall, dass es dennoch einmal zu einem Blackout kommt, muss eine schnelle Reaktionsfähigkeit hergestellt werden, um die Netzstabilität zu sichern. Beides ist nur möglich, wenn eine stabile und vor allem schwarzfallfeste Kommunikation mit zu allen relevanten Anschlusspunkten (Verbrauchern und Erzeugern) gewährleistet werden kann. Dabei sind auch schwer zugängliche Orte wie Keller, Schächte, Kanäle, entlegene Gegenden vor allem im ländlichen Raum etc. zu berücksichtigen.

4

Entscheidung zu 450-MHz-Frequenznutzungsrechten zugunsten der Energiewirtschaft

Wie bereits in den vergangenen Barometern und dem Gutachten zum Topthema ³⁷ dargestellt, deckt die exklusive Nutzung der 450-MHz-Funkfrequenz für die Energiewirtschaft das Anforderungsprofil der sog. kritischen Infrastruktur (KRITIS) und damit die notwendigen Gegebenheiten für das Energiesystem der Zukunft ab.

Durch die verhältnismäßig hohe Wellenlänge der 450-MHz-Frequenz können die benötigte Gebäudedurchdringung und die flächendeckende Erreichbarkeit erzielt werden. Zusätzlich erfordert die sehr gute Ausbreitungseigenschaft der Frequenz kein engmaschiges Netz an Funkmasten und bietet somit eine vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit eines Ausbaus. Zur Sicherung der schwarzfallfesten Kommunikation im Krisenfall müssen die einzelnen Masten für den Betrieb mit Notstromaggregaten präpariert werden. Auch hier begrenzt die relativ geringe Anzahl notwendiger Funkmasten die entstehenden Kosten.

4.2 Ein langer Entscheidungsprozess endet zugunsten der Energiewirtschaft

Zur Neuvergabe der zum 31. Dezember 2020 ausgelaufenen Nutzungsrechte an der 450-MHz-Funkfrequenz hatte die BNetzA ein mehrstufiges Verfahren ausgelöst.

Im ersten Schritt wurde eine Frequenzbedarfsabfrage durchgeführt, um insbesondere Informationen zu den konkreten Bedarfen für Anwendungen kritischer Infrastrukturen zu gewinnen.

Im Rahmen dieser Abfrage sind ca. 50 Bedarfsmittelungen und Stellungnahmen eingegangen.³⁸ Die Rückmeldungen kamen vorwiegend von Energie- und Wasserversorgungsunternehmen, Telekommunikationsunternehmen, aber auch von Verbänden und Herstellern.

Die Frequenzbedarfsabfrage hat im Wesentlichen folgendes ergeben:

- ▶ Neben den Betreibern kritischer Infrastrukturen haben auch die Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben (BOS) und die Bundeswehr Bedarfe für diesen Frequenzbereich angemeldet und eine exklusive Widmung der Frequenzen für BOS bzw. Bundeswehr gefordert.
- ▶ Die Energiebranche forderte die Frequenzen im Bereich 450 MHz für ein verlässliches und schwarzfallsicheres Netz.
- ▶ Unterschieden wurde zwischen regionalen Bereitstellungsansätzen (bedarfsgerechter Ausbau, höhere Datensicherheit durch Verbleib der Kommunikationsdaten innerhalb einer Region, schnellerer Aufbau von regionalen Netzen) und einem bundesweiten Ansatz (größere Skaleneffekte, Nutzung der Ausbreitungseigenschaften der Frequenzen, Vermeidung eines höheren Koordinierungsaufwands, Reduktion möglicher Störungen durch Interferenzen).

Im September 2019 hat der Beirat der BNetzA einen Beschluss bezüglich der 450-MHz-Frequenzen gefasst und sich mit Nachdruck dafür ausgesprochen, „[...] dass der Energiewirtschaft auch nach 2020 die erprobte sichere Kommunikationslösung auf Basis der 450-MHz-Funktechnik weiterhin zur Verfügung steht“.

Auf dieser Basis hat die BNetzA vorbehaltlich einer Entscheidung der Bundesregierung zur Vergabe der Nutzungsrechte für die 450-MHz-Frequenz an die Nutzergruppe Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben (BOS) am 28. Januar 2020 ein Eckpunktepapier zur bedarfsgerechten Bereitstellung der Frequenzen für Anwendungen kritischer Infrastrukturen veröffentlicht. Dabei wurden explizit die Wasser- und die Energieversorgung hervorgehoben. In der Begründung wurden die Schwarzfallfestigkeit der Kommunikation, die steigenden Schwankungen der Energieerzeugung und -nachfrage und deren Einfluss auf einen zunehmenden Steuerungsbedarf, speziell im Bereich der Verteilnetze, genannt.

³⁷ Quelle: Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 3: TK-Netzinfrastruktur und TK-Regulierung

³⁸ Quelle: BNetzA, Eckpunkte und Bedarfsermittlung zur zukünftigen Nutzung der Frequenzen im Bereich 450 MHz

Tabelle 7: Eckpunkte der BNetzA zur 450-MHz-Frequenznutzung

Eckpunkt	Erwägungen
Verfügbare Frequenzen	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Die BNetzA strebt an, die Entscheidung über die Frequenzuteilungen im 450-MHz-Bereich noch im Jahr 2020 zu treffen. ▶ Die Bereitstellung soll zukünftig in einem einzelnen Frequenzblock angeboten werden. Diese Tatsache erhöht die übertragbaren Datenraten, und zuvor benötigte Schutzbänder entfallen.
Widmungszweck	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Im 450-MHz-Band können aufgrund der technologieneutralen Widmung alle Technologien eingesetzt werden.
Bundesweite Nutzungsmöglichkeit	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Die Frequenzen sollen für eine bundesweite Zuteilung zur Verfügung gestellt werden. Die BNetzA ist der Ansicht, dass die bundesweite Bereitstellung der Frequenzen in Einklang mit den Regulierungszielen steht und eine effiziente, störungsfreie Frequenznutzung fördert. ▶ Für eine bundesweite Vergabe sprechen die sehr guten Ausbreitungsbedingungen (gute Flächenversorgung wie auch Gebäudedurchdringung). Die Folge ist die Erreichung einer kosteneffizienten, bundesweiten Versorgung. ▶ Die bundesweite Bereitstellung reduziert zusätzlichen Koordinierungsaufwand und vermeidet ggf. eintretende geografische oder frequenztechnische Schutzabstände.
Nutzungszweck	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Die Frequenzen aus dem Bereich 450 MHz sollen vorrangig für die Anwendungen kritischer Infrastrukturen bereitgestellt werden. Ausfallsichere und bundesweit verfügbare Telekommunikationsnetze sind für kritische Infrastrukturen wie zum Beispiel die Energie- und die Wasserwirtschaft entscheidend. ▶ Die BNetzA sieht hier insbesondere einen Bedarf im Bereich der Energie- und der Wasserwirtschaft. Gerade 450-MHz-Frequenzen sind geeignet, Anlagen und Netzsteuerungen kosteneffizient krisensicher zu machen und somit Schwarzfallsituationen zu bewältigen. ▶ Eine Nutzung anderer Telekommunikationsanwendungen ist nicht auszuschließen. In Gebieten, in denen die Frequenzen nicht genutzt werden, ist beispielsweise die Smart-Meter-Anbindung eine weitere Nutzungsmöglichkeit.
Lokale und regionale Bedarfe	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ein bundesweiter Zuteilungsinhaber soll zügig den lokalen und regionalen Bedarf zur Anbindung kritischer Infrastrukturen unter diskriminierungsfreien und zumutbaren Marktbedingungen befriedigen. ▶ Die lokale und regionale Nachfrage nach der Anbindung kritischer Infrastrukturen wird dadurch bedarfsgerecht befriedigt. ▶ Dabei geht die BNetzA davon aus, dass die Frequenzen aus dem Bereich 450 MHz so eingesetzt werden, dass das Netz in räumlicher und qualitativer Hinsicht nachfragegerecht ausgebaut und betrieben wird.
Laufzeit	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Die Befristung der 450-MHz-Frequenzen wird auf den 31. Dezember 2040 festgelegt. Dadurch ergibt sich eine Laufzeit von bis zu 20 Jahren. ▶ Die Anwendungen der kritischen Infrastruktur benötigen eine langfristige Planungs- und Nutzungssicherheit. Somit scheint eine Laufzeit von bis zu 20 Jahren angemessen.
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Für die Zuteilung von Frequenzen werden gemäß § 142 TKG Gebühren erhoben. ▶ Zudem werden Frequenznutzungsbeiträge gemäß § 143 Abs. 1 TKG sowie Beiträge gemäß § 31 des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) und § 35 des Gesetzes über die Bereitstellung von Funkanlagen auf dem Markt (FuAG) erhoben. Die Beiträge werden jährlich neu festgesetzt. ▶ Die Gebühren sollen mit Blick auf kritische Infrastrukturen moderat ausfallen. Hierdurch können negative Auswirkungen auf die Netzausbaukosten und das Investitionsverhalten vermieden werden.

4

Entscheidung zu 450-MHz-Frequenznutzungsrechten zugunsten der Energiewirtschaft



Entlang der sieben benannten Eckpunkte (s. Tabelle 7: Eckpunkte der BNetzA zur 450-MHz-Frequenz-Nutzung) wurde „der interessierte Kreis“ zur Kommentierung der Eckpunkte und zeitgleich interessierte Unternehmen zur Anmeldung ihrer prognostizierten Bedarfe im bundesweit verfügbaren Frequenzbereich von 450 MHz aufgefordert.

Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen und Bedarfsanmeldungen wurde am 29. Juli 2020 der Entwurf einer Vergabeentscheidung der Nutzungsrechte der 450-MHz-Funkfrequenz gefertigt und öffentlich zur Kommentierung gestellt.

Der Entwurf sah vor, dass die Frequenzen für eine bundesweite Nutzung vorrangig für eine Versorgung kritischer Infrastrukturen genutzt werden sollten. Der Zuteilungsnehmer sollte Funknetzinfrastruktur für Betreiber kritischer Infrastrukturen zur Verfügung stellen. Den nachfragenden Betreibern kritischer Infrastrukturen sollten bedarfsgerechte Funkanwendungen angeboten oder Möglichkeiten zu Kooperationen beim Netzaufbau unterbreitet werden. Ebenso bestand die Möglichkeit, Betreibern Frequenzen zu überlassen und so eine Eigennutzung oder Weiternutzung bestehender Funknetzinfrastrukturen zu ermöglichen.

Die Frequenzen sollten in einem Ausschreibungsverfahren vergeben werden, um Sicherheitsbelange und spezielle Schutzanforderungen als Auswahlkriterien besser berücksichtigen und den am besten geeigneten Anbieter für die Bereitstellung der Infrastruktur auswählen zu können.

Bereits im Vorfeld des Entwurfs entbrannte eine rege Diskussion zwischen den zwei Bedarfsträgern BOS und den Akteuren der Wasser- und Energieversorgung.³⁹

Der generelle Frequenzbedarf der BOS wurde zwar durch wissenschaftliche Studien der Beratungshäuser Strategy& und WIK-Consult bestätigt, allerdings liegt dieser angesichts breitbandiger Anwendungen (z. B. Videoübertragung) um den Faktor 3 über dem zur Verfügung stehenden Frequenzumfang bei 450 MHz.⁴⁰ Um diesem Bedarf in Teilen Rechnung zu tragen, wurden den BOS europaweit bereits Frequenzen von 700 MHz zur Verfügung gestellt. Eine weitere Hürde stellten die BOS-Endgeräte dar, da diese erst für eine Nutzung der 450-MHz-Frequenz entwickelt werden müssten.

Anders ist es bei energiewirtschaftlichen Anwendungen; die Technik wird zum Teil schon genutzt, geeignete Endgeräte (z. B. SMGWs) sind am Markt verfügbar. Der Aufbau eines wirtschaftlichen, versorgungssicheren und schwarzfallfesten Netzes ist mit den 450-MHz-Frequenzen kurzfristig möglich.⁴¹

Auch eine gemeinsame Nutzung der 450-MHz-Frequenz stand zur Diskussion, wurde aber schnell verworfen, da sich kleinteilige, häufige Datenübertragungen wie z. B. beim Smart Metering technisch grundlegend von breit-

³⁹ Quelle: energate, *Energiewirtschaft gewinnt Streit um 450-MHz-Funkfrequenzen*

⁴⁰ Quelle: Wirtschaftsdienst, *Energiewende: Funknetzressourcen essenziell*

⁴¹ Quelle: BMWi, *Pressemitteilung „Altmaier: „450 MHz-Frequenzen machen die Stromnetze widerstandsfähig und sicher“*

bandigen Anwendungen unterscheiden. Ein weiterer Aspekt war die ungeklärte Frage der Priorisierung. Und nicht zuletzt ist die Ausbaustrategie grundsätzlich verschieden. Kommt die Energiewirtschaft durch die relativ kleinen Datenmengen mit weniger als 2.000 Sendeanlagen aus, müssten die BOS eine Vielzahl dessen betreiben, um die notwendigen Kapazitäten für die breitbandigen Anforderungen zu erzielen. Eine höhere Zahl von Sendeanlagen ist aufgrund der Ausbreitungseigenschaften der 450-MHz-Frequenz aber technisch ineffizient und verringert die Qualität der Dienste.

Die BNetzA hat am 16. November 2020 die Nutzungsrechte der 450-MHz-Frequenz vorrangig den kritischen Infrastrukturen der Energie- und Wasserwirtschaft zugesprochen. Die BOS und die Bundeswehr sollten nachrangig zugreifen können, sollten die 450-MHz-Frequenzen nicht für Anwendungen kritischer Infrastrukturen eingesetzt werden.⁴²

Folgende Begründung liegt der Entscheidung zugrunde:

- ▶ Die 450-MHz-Frequenzen eignen sich besonders gut für eine flächendeckende, hochverfügbare und zugleich schwarzfallsichere Funknetzinfrastruktur unter anderem in den Bereichen Strom, Gas, (Ab-)Wasser und Fernwärme.
- ▶ Den Betreibern kritischer Infrastrukturen stehen bisher keine alternativen Breitbandfrequenzen und auch keine exklusiven Frequenzbereiche zur Verfügung.
- ▶ Die Bereitstellung der Frequenzen leistet einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende.
- ▶ Die Funktionsfähigkeit kritischer Infrastrukturen ist essenzieller Teil des Gemeinwesens. Eine Beeinträchtigung oder ein Ausfall dieser Infrastrukturen mit auftretenden Versorgungsengpässen können das gesellschaftliche Leben in Deutschland zum Erliegen bringen, die öffentliche Sicherheit und Ordnung gefährden und sogar eine Gefahr für Leib und Leben darstellen.

- ▶ Entsprechend den Anforderungen der Verordnung (EU) 2017/2196 der Europäischen Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex für einen Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes muss eine schwarzfallfeste Kommunikationsanbindung der Versorgungsnetze umgesetzt werden.
- ▶ Im Fall der Versorgung kritischer Infrastrukturen sind die technischen Belange der Zuverlässigkeit und Sicherheit von Kommunikationsnetzen von herausgehobener Bedeutung. Eine ausgeprägte Widerstandsfähigkeit kritischer Infrastrukturdienstleistungen ist eine wesentliche Grundlage für das Funktionieren der modernen Gesellschaft.

Mit Veröffentlichung der Präsidentenkammerentscheidung wurde das Ausschreibungsverfahren zum Ausbau und Betrieb des 450-MHz-Netzes eröffnet. Bewerbungen konnten bis zum 18. Dezember 2020 eingereicht werden. Am 9. März 2021 wurde die Prüfung der eingegangenen Bewerbungen im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Frequenznutzungsrechte bei 450 MHz abgeschlossen.⁴³

Die Auswahl der Bewerbungen erfolgte durch die BNetzA in einem objektiven und diskriminierungsfreien Verfahren. Maßgebliche Kriterien der Entscheidung waren dabei Zuverlässigkeit, Fachkunde, Leistungsfähigkeit und das Konzept zur Frequenznutzung.

Der Zuschlag für die 450-MHz-Frequenzen erging an das Unternehmen 450connect GmbH.

Die 450connect GmbH ist ein Zusammenschluss von vier Gesellschaftern: der bisherigen Alleingesellschafterin Alliander AG, einem Konsortium regionaler Energieversorger, E.ON sowie der Versorgerallianz 450 MHz, zu der mehrere Stadtwerke und Energie- und Wasserversorger gehören. Das Bundeskartellamt hatte im Februar 2021 dem Vorhaben zugestimmt, sodass sich die vier Gesellschaften zusammenschließen konnten.

⁴² Quelle: Entscheidung der Präsidentenkammer der BNetzA

⁴³ Quelle: BNetzA, Pressemitteilung „Erfolgreiche Bewerbung der 450connect GmbH“

4

Entscheidung zu 450-MHz-Frequenznutzungsrechten zugunsten der Energiewirtschaft

4.3 Zügiger Ausbau der 450-MHz-Infrastruktur für ein Gelingen der Energiewende unabdingbar

450connect hat erklärt, eine diskriminierungsfreie Bereitstellung von Funkdiensten für alle Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft vorzunehmen und diese Dienste auch weiteren Betreibern kritischer Infrastrukturen analog den technologischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bereitzustellen.⁴⁴

Das dahinterstehende Plattformkonzept hat drei Dimensionen:

1. *Frequenzeffizienz:* Langwellige 450-MHz-Frequenzen und breitbandige LTE-Technik bedingen einen nationalen Ansatz für ein leistungsfähiges, wirtschaftliches Funknetz mit ausreichender Kapazität.

2. *Leistungsfähigkeit:* Zentrale Planung und Betrieb und kompetente Organisation gewährleisten, dass komplexe Mobilfunktechnik und IT-Systeme die Anforderungen aller Anwender erfüllen.

3. *Wirtschaftlichkeit:* Große Skaleneffekte und Synergien durch ein Netz und dessen gemeinsame Nutzung ermöglichen kostengünstigere Funkdienste.

Dabei erklärt das Unternehmen 450connect, bei der Entwicklung der Plattform Anforderungen und Impulse aller Anwender aufnehmen zu wollen, ob über FNN-Gremienempfehlungen oder Best-Practice-Beispiele. Die Beteiligung von Kunden und Partnern soll über Anwenderforen oder einen Beirat gefördert werden. Aufbau und Betrieb des 450-MHz-Funknetzes basieren auf lokalen und regionalen Infrastrukturen (wie z. B. Funkstandorten), die durch die Betreiber kritischer Infrastrukturen bereitgestellt werden. Der 450-MHz-Funkdienst dient den Betreibern kritischer Infrastrukturen für eigene Zwecke, aber auch zur Vermarktung an Dritte, soweit dies mit den vergebenen Frequenznutzungsrechten vereinbar ist.

Der Aufbau des 450-MHz-Netzes hat bereits begonnen. In enger Kooperation mit der Energiewirtschaft entsteht derzeit ein Funknetz, das ein Fünftel der Fläche Deutschlands abdeckt. Mehrere regionale Funknetze sind schon im Wirkbetrieb und werden bereits für die Überwachung und Steuerung der Stromnetze genutzt.

Tabelle 8: Umsetzungsstand des 450-MHz-Funknetzes⁴⁵

Unternehmen	Anzahl Funkstandorte	Status des 450-MHz-Netzes
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	6	Gesamtnetz im Wirkbetrieb
EWE NETZ GmbH	95	Teilnetz im Wirkbetrieb
Westfalen Weser Netz GmbH	52	Teilnetz im Wirkbetrieb
Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	67	Teilnetz im Wirkbetrieb
Regionetz GmbH	14	Teilnetz im Wirkbetrieb
WEMAG AG	26	Teilnetz im Wirkbetrieb
Harz Energie Netz GmbH	6	Teilnetz im Wirkbetrieb
e-netz Südhessen AG	12	Teilnetz im Wirkbetrieb
EnergieNetz Mitte GmbH	40	im Aufbau
RheinEnergie	24	im Aufbau

⁴⁴ Quelle: 450connect, 450-MHz-Funknetzplattform

⁴⁵ Quelle: 450connect, Kundenprojekte im Überblick

Erklärtes Ziel von 450connect ist es, die für ein flächendeckendes Netz notwendigen rund 1.600 Funkstandorte sukzessive bis Ende 2024 in Betrieb zu nehmen.⁴⁶

Grundsätzlich kann durch die Vergabeentscheidung zu den 450-MHz-Frequenzen positiv festgehalten werden, dass sich die Perspektive im Bereich der Telekommunikationsanbindung verändert hat: weg von einer Technologievielfalt verschiedener hybrider Lösungen mit hohen Kosten und hoher Fehleranfälligkeit, hin zu einer bundesweiten, einheitlichen und flächendeckenden Infrastruktur- und Frequenzlösung.

Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ist diese Entscheidung zu begrüßen, da durch den zentralen Aufbau und Betrieb der Infrastruktur große Skaleneffekte möglich sind, die eine hohe Kostendegression und damit ein breites Nutzungsfeld eröffnen, von dem alle Akteure der Energiewirtschaft profitieren. Dies ist ein positives Beispiel dafür, wie die Entscheidung für zentrale Standards und große Skalen eine sichere technische und wirtschaftliche Perspektive für die Digitalisierung der Energiewirtschaft schafft. Jetzt ist es Aufgabe der 450connect, den zügigen und flächendeckenden Aufbau des 450-MHz-Netzes umzusetzen.



⁴⁶ Quelle: Handelsblatt, „Energieversorger erhalten eigene Funkfrequenzen“



Marktverbreitung von Geschäftsmodellen: Durchbruch bedarf neuer Impulse

Im Barometerbericht 2019 wurde herausgearbeitet, dass es drei wesentliche Gründe sind, die einer dynamischen Marktverbreitung von Geschäftsmodellen auf iMSys-Plattform-Basis noch entgegenstehen:

- ▶ die aus Anbietersicht bestehende Unsicherheit bezüglich der technologischen und regulatorischen Risiken
- ▶ die bislang fehlende Skalierung von intelligenten Messsystemen, die aus Sicht der Anbieter die Entwicklung profitabler Geschäftsmodelle erschwert
- ▶ die geringe aktive Verbrauchernachfrage, die insbesondere im Privat- und Haushaltskundensegment auch in der anhaltend geringen Bekanntheit des Themas iMSys begründet ist

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass trotz sichtbarer Fortschritte bei Technologieentwicklung und Standards die Entwicklung von Smart-Meter-basierten Geschäftsmodellen in weiten Teilen noch nicht über die Konzept- und Pilotphase hinausgekommen ist. Neue Impulse zeichnen sich hier für die Zukunft vor allem durch die gesetzliche Bündelkundenoption im Bereich Mehrspartenmesswesen sowie bei variablen Tarifen für die Elektromobilität ab.

Auf die fortbestehenden Hemmnisse für die Marktverbreitung, erste erkennbare Entwicklungen sowie mögliche Handlungsoptionen wird im Folgenden näher eingegangen.

5.1 Regulierung und Standards: belastbarer Branchendialog, aber schwereres Fahrwasser durch politischen und juristischen Klärungsbedarf

Zusammenfassend hat es im Bereich der Regulierung und Standards trotz neuer Unsicherheiten durch die juristische Auseinandersetzung und den politischen Prozess auch im Jahr 2020 sichtbare Fortschritte gegeben: Der Branchen-

dialog verläuft belastbar und transparent und bedarf jetzt der nachhaltigen Fortsetzung. Die Entscheidung über die Nutzung der 450-MHz-Frequenz zugunsten der Energiewirtschaft zeigt zudem den Lösungsweg für die sichere Kommunikationsanbindung der iMSys-Technologie auf.

Gerade der fortgesetzte BMWi/BSI-Roadmap-Prozess hat zwischen Behörden und Stakeholdern im letzten Jahr das Vertrauen in ein strukturiertes und transparentes Vorgehen zur Weiterentwicklung der technischen Standards und des Rechtsrahmens gestärkt. Mit der Beschreibung des Migrationspfades im sogenannten Stufenmodell unter breiter Einbeziehung der Branche in Dialogplattformen, Interviews, Befragungen und Kommentierungen wurden die Grundlagen und Prioritäten für die weitere Entwicklung erarbeitet.

Entsprechend äußert sich auch eine Mehrheit der befragten Teilnehmer positiv zu diesem Prozess. Allerdings wird gleichzeitig auch die allseitige Erkenntnis beklagt, dass er sich als komplex und zeitraubend erweist. Entsprechend wird eine nachhaltige und zügige Fortsetzung angemahnt.

Für die Energiewirtschaft auf der „Habenseite“ zu verbuchen sind sicher auch die Grundsatzentscheidung der BNetzA zur Nutzung der 450-MHz-Frequenz vorrangig für Anwendungen kritischer Infrastrukturen vom November 2020 sowie die inzwischen zügig erfolgte Präsidentenkommissionentscheidung zum Zuschlag der Frequenznutzungsrechte an die 450connect GmbH.

Diese Entscheidungen können in ihrer Bedeutung für die Digitalisierung der Energiewende nicht hoch genug eingeschätzt werden, weisen doch erste Erfahrungen im deutschen Rollout wie auch im Ausland darauf hin, dass die ausfallsichere, wirtschaftliche und leistungsfähige Kommunikationsanbindung der Smart Meter eine



Achillesferse der Digitalisierung ist. Der deutschlandweite Aufbau des LTE-Funknetzes wird jetzt zunächst noch erhebliche Investitionen in den Standortausbau erfordern und mindestens bis 2024 dauern. Aber damit ist zumindest der Weg für eine sichere Kommunikationsanbindung der Versorgungsinfrastruktur frei gemacht.

Durch den zentralen Aufbau und Betrieb der Infrastruktur sind Skaleneffekte zu erwarten, die eine hohe Kostendegression und damit ein breites wirtschaftliches Nutzungsfeld in Form von digitalen Geschäftsmodellen auf der iMSys-Plattform eröffnen.

Neben diesen Fortschritten im Bereich Regulierung und Standards sind im Berichtszeitraum aus Branchen- und Anbietersicht allerdings auch neue Herausforderungen entstanden, die zu einer Verunsicherung in Bezug auf den Fortgang der Digitalisierung geführt haben. Insbesondere Gerätehersteller, Lösungsanbieter und zahlreiche Messstellenbetreiber sehen das Anliegen eines planbaren und zügigen Fortschritts bei der Digitalisierung in ein schwereres Fahrwasser geraten.

Als ursächlich hierfür werden der andauernde Konsensfindungsprozess zur Neuregelung des § 14a EnWG und in jüngster Zeit auch die möglichen Auswirkungen der juristischen Anfechtung des Smart-Meter-Rollouts gesehen.

Aus dem bisherigen Verlauf des Prozesses zur *Neuregelung des § 14a EnWG* lassen sich einige Schlussfolgerungen ziehen. Es hat sich gezeigt, dass auch sorgfältiges Verwaltungshandeln und das durchgeführte aufwendige Abstimmungsverfahren zum Vorschlag der „Spitzenglättung“ unter den Stakeholdern letztlich nicht den angestrebten Konsens in der Sache garantieren konnten.

An diesem Fall wird auch beispielhaft erkennbar, wie stark die Digitalisierung wirtschaftliche Interessen über Sektorengrenzen hinweg berührt und eine sektorenübergreifende Abwägung erfordert – hier zur Frage der Lastenoptimierung und -verteilung zwischen den Verbrauchergruppen der Verteilnetzkunden und Elektrofahrzeugnutzern. Und

es geht auch darum, in welchem Umfang Geschäftsmodelle im Bereich der netzdienlichen Flexibilitäten möglich sind und für wen.

Das Beispiel führt vor Augen, dass auch scheinbar technische Regulierungsentscheidungen zur Digitalisierung der Energiewende das Marktdesign grundsätzlich prägen, potenziell Umverteilungen auslösen können und sektorenübergreifend wirtschaftliche Interessen berührt sind. Diese potenziell weitreichenden Folgen erfordern eine frühzeitige Berücksichtigung im Meinungsbildungsprozess.

Der *Beschluss des OVG Münster* zur vorläufigen Aussetzung der Marktverfügbarkeitserklärung nach § 30 MsbG hat in der Branche unterschiedliche Reaktionen ausgelöst. Ein gemeinsamer Nenner ist dabei jedoch eine erhöhte Verunsicherung, zumal die Entscheidung im Hauptsacheverfahren noch aussteht und wohl auch nicht kurzfristig zu erwarten ist.

Aufgrund des akuten Handlungsbedarfs hat das BMWi einen konzentrierten Arbeitsprozess mit zentralen Akteuren der Digitalisierung der Energiewende eingeleitet und erste Maßnahmenbündel zur Stärkung des Energiewende- und Verbrauchernutzens aus Gesetzesanpassungen und Verbesserungen im Verwaltungsverfahren entwickelt.

Die Gesetzesanpassungen umfassen im Wesentlichen

- ▶ die Verdeutlichung des systemischen Ansatzes für die Digitalisierung der Energiewende,
- ▶ die Verdeutlichung des stufenweisen Rollouts und
- ▶ die Erweiterung des Bestandsschutzes.

Die Verfahrensoptimierungen bestehen aus

- ▶ einer „Begründungsoffensive“ des BSI,
- ▶ dem erweiterten und beschleunigten Zertifizierungsverfahren durch BSI und Monitoring,
- ▶ der Einrichtung des Ausschusses Gateway-Standardisierung und
- ▶ einer PTB-Initiative zu Software-Updates.

Die benannten Gesetzesanpassungen sind bereits ressortabgestimmt und werden in die laufende EnWG-Novelle eingebracht.

Unmittelbare Folgen für den Smart-Meter-Rollout hat der Beschluss nach überwiegender rechtlicher Einschätzung der Hersteller und Messstellenbetreiber zwar nur für die Verfahrensbeteiligten und nach der Erklärung des BSI vom 15. März 2021 auch für die anderen rund 50 klagenden

Stadtwerke in einem separaten Eilverfahren. Mittelbar entstände aber Handlungsbedarf, entweder in Bezug auf eine Anpassung der gesetzlichen Regelungen im MsbG oder hinsichtlich einer Überarbeitung der technischen Richtlinien durch das BSI, eine Wiederholung der Zertifizierung und eine neue Marktverfügbarkeitserklärung.

Angesichts dieser möglichen Konsequenzen ist die Verunsicherung der Hersteller und Messstellenbetreiber nachvollziehbar. Es wird darauf verwiesen, dass im Vertrauen auf den fortgesetzten iMSys-Rollout die Geräteproduktion hochläuft und die Messstellenbetreiber inzwischen in erheblichem Umfang eigene und Dienstleister-Ressourcen für den iMSys-Rollout bereitgestellt haben. Eine etwaige weitere Verzögerung oder Unterbrechung würde voraussichtlich zu Ineffizienzen und Mehrkosten im Rollout-Prozess führen.

Auch bei diesem Thema stellt sich die Frage, warum die Herstellung eines Konsenses über den iMSys-Rollout so schwerfällt und was die Gründe dafür sind, dass eine Minderheit von MSB so nachhaltig und mit juristischen Mitteln dagegen vorgeht – zumal andererseits die meisten MSB von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch gemacht haben und den Rollout umsetzen.

Bekanntlich wird in Teilen der Branche kritisch hinterfragt, ob es sich bei der iMSys-Technologie um einen zukunftsfähigen und funktionalen technischen Standard für das Messwesen handelt. Das allein kann den Widerstand gegen die Umsetzung jedoch nur teilweise erklären.

Die gerichtliche Auseinandersetzung, die hier rund 50 vor allem kleinere Stadtwerke führen, hat noch einmal den Blick auf die Frage der Leistungsfähigkeit insbesondere kleinerer MSB gelenkt. Offenbar ist es so, dass gerade kleinere Messstellenbetreiber in der Umsetzung der Vorgaben auf zeitliche, materielle und vor allem wirtschaftliche Herausforderungen stoßen. Mangels Skalierung der iMSys-Zahlen erscheinen die gesetzlichen Preisobergrenzen vielfach nicht auskömmlich für die Vollkostendeckung bei Rollout und Betrieb. Auf der anderen Seite des MSB-Spektrums verstärkt sich der Eindruck, dass bei entsprechenden Anstrengungen und einer geeigneten Rollout-Strategie ein wirtschaftlicher Betrieb des iMSys-Bestands für die großen MSB inzwischen in Reichweite ist.

Bereits im Barometer 2019 haben wir eine Diskussion über die Frage angeregt, wie mittel- bis langfristig eine Konsolidierung im Bereich des grundzuständigen Mess-

stellenbetriebs hin zu größeren Einheiten z. B. durch Integration kleiner MSB, Kooperationen oder noch mehr Outsourcing von Aufgaben an Dienstleister befördert werden kann. Dies haben wir damit begründet, dass es vor allem potente Anbieter mit eigenständigem Geschäftsinteresse sind, die die digitale Innovation und neue Geschäftsmodelle vorantreiben können. Für kleinere MSB-Einheiten könnte die Umsetzung des Pflicht-Rollouts darüber hinaus wirtschaftlich eine Herausforderung darstellen.

5.2 Weiterhin mangelnde Skalierung für neue Geschäftsmodelle, aber erste Pionierangebote mit iMSys als Lösungsbaustein

Im Barometer 2019 haben wir uns ausführlich mit der Tatsache auseinandergesetzt, dass die fehlende Skalierung intelligenter Messsysteme die Entwicklung profitabler Geschäftsmodelle erschwert und damit in großen Teilen die fortbestehende Anbieterzurückhaltung erklärt. Aktuelle iMSys-Rollout-Zahlen für das Jahr 2020 lagen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Barometers noch nicht vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass erst ein kleiner Teil der Pflichteinbaufälle umgesetzt wurde; bei einer linearen Umsetzung der Einbauverpflichtung (10 Prozent in den ersten drei Rollout-Jahren; vgl. § 45 Abs. 1 Nr. 2 MsbG) entspräche das rund 3-4 Prozent des Bestands.

Berücksichtigt man den späteren Startzeitpunkt nach der Markterklärung im Februar, die anlaufbedingte Lernkurve und auch die Corona-Situation im Frühjahr, ist im grundzuständigen Betrieb von einem iMSys-Bestand zum Jahresende 2020 im niedrigen sechsstelligen Bereich auszugehen. Für den wettbewerblichen Messstellenbetrieb sind die Zahlen erwartungsgemäß noch bedeutend geringer.

Die fehlende Skalierung der Geräteanzahl besteht also als Argument für die Anbieterzurückhaltung auch im Berichtsjahr 2020 weiterhin fort. Neue Geschäftsmodelle auf SMGW-Architektur-Basis werden sich nur in dem Maße und in der Geschwindigkeit im Markt etablieren, in der diese auch im Rollout Verbreitung findet.

Bei anfangs geringen Stückzahlen ist die potenzielle Kundenbasis für neue, digitale Produkte und Dienstleistungen eben zunächst noch begrenzt und entsprechende Angebote erscheinen als nicht wirtschaftlich, da noch nicht hinreichend skalierbar. Dies gilt prinzipiell für alle Mehrwertdienste auf SMGW-Plattform-Basis.

Die Anbieterzurückhaltung in diesem Bereich findet auch in den Zahlen der BNetzA zum wettbewerblichen Messstellenbetrieb im Jahr 2019 ihren Niederschlag:⁴⁷ Nur 24 der knapp 800 MSB (3 Prozent) boten ihre Messleistungen auch im Wettbewerb am Markt an. Hinzu kamen 45 Lieferanten und 24 unabhängige Anbieter, die als wettbewerbliche Messstellenbetreiber auftraten. Auch wenn die Anbieterzahl noch nichts über die Marktbedeutung aussagt, so lässt sich doch festhalten, dass die Gruppe der gMSB, die als wettbewerbliche Anbieter auftreten, bereits im Jahr 2019 eine Minderheit darstellte.

Ein genauerer Blick auf das Geschehen im Jahr 2020 lässt aber den Schluss zu, dass sich in *zwei* Bereichen erste Pionierangebote unter Verwendung von SMGW-Technologie entwickeln:

- ▶ *variable Tarife*, insbesondere für Elektromobilität
- ▶ *Mehrspartenmesswesen*

Ein dritter Anwendungsbereich für die Verwendung von SMGW-Technologie als Lösungsbaustein in *integrierten Energielösungen*, die z. B. flexiblen Verbrauch und dezentrale Erzeugung miteinander verbinden, wird sich mit der im EEG 2021 vorgesehenen „Feststellung der technischen Möglichkeit“ durch das BSI für kleine Erzeugungsanlagen und der noch ausstehenden Verabschiedung der Novelle des § 14a entwickeln.

In Bezug auf die *Einführung variabler Tarife* ist zu erwarten, dass sich diese zuerst als „Spartentarife“ für bestimmte Anwendungsfälle etablieren, insbesondere für flexible Verbraucher wie zum Beispiel die Elektromobilität.

Ein erster zeitvariabler Tarif mit dem iMSys als Lösungsbaustein wurde kürzlich von einem großen deutschen Energieversorger angekündigt.⁴⁸ Es handelt sich um ein Produkt mit drei Preisstufen, einem Tages-, einem Nachmittags- und einem Nachttarif, sowie einer Verbrauchsvisualisierung über das Portal des Anbieters. Die ausgewiesenen Preise für das Messsystem, das mit separatem Vertrag verkauft wird, liegen dabei um jeweils 10 Euro unterhalb der entsprechenden POG-Schwellenwerte. Die Tatsache, dass der Tarif optional auch mit dem Erwerb einer Wallbox verbunden ist, lässt darauf schließen, dass

der Anbieter vor allem auf Elektromobilitätskunden abzielt. Es handelt sich hier um ein Pionierprodukt, das den Einstieg in die Nutzung des iMSys für zeitvariable Tarife markiert.

Seit einiger Zeit gibt es auch einige wenige Angebote für zeitvariable Tarife unter Verwendung von modernen Messeinrichtungen mit LoRaWAN- oder WLAN-Schnittstelle zu einer Verbrauchstransparenz-App, z. B. mit einer „Happy-Hour-Gutschrift“ für den Verbrauch in einer bestimmten Stunde am Tag.⁴⁹ Diese richten sich an Kunden im Verbrauchsbereich unterhalb der Pflichteinbaugrenze für iMSys. Ein weiterer Tarif auf der Basis einer modernen Messeinrichtung in Verbindung mit der Datenübertragung via WLAN wird schon seit einiger Zeit von einem westdeutschen Stadtwerkeunternehmen angeboten. Dabei handelt es sich aber nicht um ein zeitvariables Produkt, sondern es wird nur die monatscharfe Abrechnung der Verbräuche ermöglicht.⁵⁰

Visualisierungslösungen auf Portal- oder App-Basis haben sich inzwischen sowohl für Haushalts- als auch für Gewerbetakunden als Standardbaustein bei mME- und iMSys-Angeboten etabliert.

Mit dem durch das MsbG seit 2021 ermöglichten *spartenübergreifenden Messstellenbetrieb* und der sogenannten Bündelkundenoption des § 6 MsbG ergeben sich perspektivisch auch neue Chancen in einem zusammenwachsenden Messwesenmarkt – für die MSB wie auch für die etablierten Sub-Metering-Anbieter. Die Verbraucher profitieren potenziell von technischen Synergien und mehr Wettbewerb im Markt.

Das zum 1. November 2020 in Kraft gesetzte GEG schafft nunmehr eine Verbindung zwischen Sub-Metering und dem bestehenden regulatorischen Rahmen des Smart Metering im Bereich Strom.

Auch im Wärmebereich muss zukünftig die zum Zwecke der Datenverarbeitung eingesetzte Technik einem Stand der Technik entsprechen, der Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gewährleistet und in technischen Richtlinien und Schutzprofilen des BSI festgelegt wird (§ 6 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 5 GEG). Diese Bestimmung wird auch Eingang in die Novelle der Heizkostenverordnung finden.

⁴⁷ BNetzA, Monitoringbericht 2020, S. 302, Tabelle 106 „Elektrizität: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2019“

⁴⁸ Es handelt sich um den Tarif „SmartStrom Öko“ von E.on Energie Deutschland. Quelle: Energiate Messenger, 12.02.2021

⁴⁹ Enviam, Tarif „Mein Strom digital“

⁵⁰ Mark-E „Digitalstrom“

Wie bereits im Barometer 2019 dargestellt, besteht in der Wohnungswirtschaft, bei den Messstellenbetreibern und auch aufseiten der Sub-Metering-Anbieter ein großes Interesse an der Umsetzung von Mehrspartenlösungen im Sub-Metering-Bereich.

Die Wohnungswirtschaft strebt eine Reduzierung der Mess- und Abrechnungskosten durch Integration von Parallelsystemen sowie eine kostengünstige Umsetzung der gesetzlichen Pflicht zum Einsatz fernauslesbarer Heizkostenverteiler bis zum Jahr 2027 an. Weiterhin wird das Potenzial für Energieeinsparungen durch eine integrierte Messung und Abrechnung der Medien erkannt. Letztlich wächst auch für die Wohnungswirtschaft die Verantwortung, die Dekarbonisierung voranzutreiben und die Effekte messbar zu machen.

Es gibt auch in diesem Bereich bereits viele Anbieter mit proprietären Systemen zur Erfassung und Visualisierung von Gebäudeenergiekosten; erwartungsgemäß wird sich aber langfristig das SMGW als die zentrale Datenschnittstelle für Gebäude durchsetzen.

Die Messstellenbetreiber sehen die Möglichkeit, ihr Geschäftsmodell zu erweitern und durch die Mehrspartenutzung ihrer SMGW-Plattform Fixkostendeckungsbeiträge zu erzielen.

Die Sub-Metering-Anbieter sehen sowohl Chancen als auch Risiken in der Entstehung eines einheitlichen Messwesenmarktes: Einerseits eröffnen sich neue Möglichkeiten durch die mögliche Übernahme der Marktrolle eines MSB für Strom, andererseits sehen die Sub-Metering-Anbieter auch ihr Kerngeschäft durch neue Konkurrenz vonseiten der MSB bedroht.

Dabei sind die Karten im aufkommenden Wettbewerb gerecht verteilt: Die Messstellenbetreiber können auf eine bereits etablierte technische SMGW-Architektur zurückgreifen und verfügen auch ggf. über große Skalen im Bereich Stromverbrauchsmessung. Die Sub-Metering-Anbieter haben exklusives Know-how und proprietäre Technik im Bereich Heizkostenmessung und -abrechnung, die für Wettbewerber nicht ohne Weiteres kopierbar ist.

Entsprechend liegt es nahe, dass Kooperationen zwischen der Energiewirtschaft und Sub-Metering-Unternehmen vorbereitet werden, um die Marktchancen gemeinsam zu nutzen. Ein veröffentlichtes Beispiel⁵¹ für eine solche Kooperation zwischen einem großen Energieversorger und einem bundesweit tätigen Sub-Metering-Unternehmen zeigt, dass der Anspruch besteht, integrierte, voll digitale Angebote auf einer gemeinsamen Plattform zu schaffen. Diese sollen neben dem Messstellenbetrieb Strom und Gas und dem Sub-Metering gegebenenfalls auch die Energielieferung mit umfassen. Das Angebot richtet sich an die Wohnungswirtschaft und befindet sich im Pilotstadium.

Eine sehr interessante Entwicklung ist, dass sich auch die Gerätehersteller in Kooperation mit branchenfremden wettbewerblichen MSB begeben, um marktfähige Lösungen für das Mehrspartenmesswesen zu entwickeln und anzubieten.⁵²

Auch hier wird eine voll integrierte Komplettlösung für eine Datenplattform im Gebäude entwickelt (Messstellenbetrieb, Sub-Metering, Verbrauchsdatenvisualisierung und analyse). Das Sub-Metering-System wird dabei mittels CLS-Adapter an die SMGW-Infrastruktur angebunden. Der Gerätehersteller etabliert dabei die SMGW-Plattform, der Partner übernimmt die Rolle des wMSB und sorgt auch für die Heiz- und Wärmekostenabrechnung. Diese Kooperation wird ebenfalls zurzeit in Pilotprojekten erprobt.

Insgesamt kann erwartet werden, dass im Laufe des Jahres weitere Kooperationen und Anbieterlösungen für den Bereich Mehrspartenmessung am Markt platziert werden.⁵³

Unsere letztjährige Prognose, dass sich die Angebote im digitalen Messwesen absehbar auf die drei Bereiche

- ▶ zeitvariable Stromtarife mit iMSys,
- ▶ Mehrspartenmessung („Liegenschaftsmodell“) und
- ▶ integrierte Energielösungen mit iMSys als Lösungskomponente

konzentrieren werden, hat weiterhin Bestand.

51 „ImmoDigital+“, eine Kooperation von EnBW und BrunataMinol. Quelle: EY-Recherche

52 Kooperation zwischen der Power Plus Communications AG und KALORIMETA (KALO)

53 Auch die EWE hat mit ihrem bereits Mitte 2019 erfolgten Einstieg beim Sub-Metering-Startup Comgy schon früh eigene Ambitionen erkennen lassen.

Die Verwendung von SMGW-Plattformen in den Bereichen Ladesäuleninfrastruktur, flexible Verbraucher und Steuerung von Einspeisern sowie im Kontext von Smart-Home-Lösungen, Peer-to-Peer-Modellen und Flexibilitätsmärkten wird voraussichtlich erst mittelfristig zur breiten Anwendung kommen.

Auch hier bleiben der BMWi/BSI-Roadmap-Prozess und die Fortentwicklung und Abarbeitung des Stufenmodells die Grundlage. Ein wichtiger Treiber ist und bleibt hierbei die Ausgestaltung der § 14a-Novelle.

5.3 Marktverbreitung von Smart-Meter-basierten Geschäftsmodellen im Ausland: variable Tarife und energiefierne Anwendungen

In einem weiteren Sinne sind praktisch alle neuen energie-wirtschaftlichen Geschäftsmodelle Smart-Meter-basiert, da der Einsatz von Smart-Meter-Technologie in der Regel unverzichtbar ist. Das gilt zum Beispiel für die Elektromobilität, den Peer-to-Peer-Energiehandel oder Flexibilitätsmärkte.

Smart-Meter-basierte Geschäftsmodelle im engeren Sinne sind solche, bei denen die Smart-Meter-Plattform einen zentralen Lösungsbaustein darstellt, der maßgeblich ist für die Wertschöpfung im Geschäftsmodell. Darunter verstehen wir zum Beispiel zeit- und lastvariable Tarife, Mehrspartenmesswesen und (mess-)datenbasierte Geschäftsmodelle – energiewirtschaftliche und sektorfremde.

Wir sind der Frage nachgegangen, ob es im Ausland bereits etablierte Geschäftsmodelle gibt, die auf Smart-Meter-Technologie als zentralem Lösungsbaustein oder auf Smart Metering als Plattformtechnologie für branchenübergreifende Anwendungen aufbauen.

Mit der Einführung von Smart Metern sind im europäischen Ausland in den letzten Jahren regelmäßig auch Angebote für neue, *variable Tarifmodelle* entstanden. Dabei kann unterschieden werden zwischen zeit-, last-, markt- und verbrauchsvaren Tarifen; eine Sonderform sind sogenannte Prepaid-Tarife.

Solche an die Kundenbedürfnisse angepasste Tarifprodukte finden insbesondere in Märkten mit fortgeschrittenem Smart-Meter-Rollout Verbreitung, zum Beispiel in Großbritannien. Dort wird der Rollout anders als in Deutschland nicht von den Netzbetreibern, sondern von den Energievertrieben selbst organisiert. Dies erweist sich als Treiber für das Angebot variabler Tarifmodelle.

Bereits seit mehreren Jahren sind dort u. a. zeitvariable Tarife für Haushaltskunden mit Vergünstigungen außerhalb der Spitzenlastzeiten erhältlich (Off-Peak-Tarife). Darüber hinaus gibt es auch marktvariable Tarife, die an die Preisentwicklung im Strom- und Gashandelsmarkt gekoppelt sind. Die Preisanpassungsintervalle reichen von monatlich bis nahezu Echtzeit, zum Beispiel mit halbstündlicher Messung und täglicher Tarifanpassung an den Großhandelspreis für Strom.⁵⁴

Auch in Österreich, wo ein flächendeckender Rollout von Smart Metern mit Kommunikationsanbindung stattfindet, gibt es erste Angebote für marktvariable Tarife.⁵⁵

Smart-Meter-messdatenbasierte Geschäftsmodelle, die über die Stromtarifizierung hinausgehen, haben bisher auch im Ausland noch keine weite Verbreitung gefunden.

Ein etabliertes Beispiel in diesem Bereich ist allerdings ein Angebot, das ein großer japanischer Energieversorger gemeinsam mit einem Hersteller von Unterhaltungselektronik entwickelt hat.⁵⁶ Das „Age Free House“ ist ein Assisted-Living-Produkt für Seniorenhaushalte, wobei die sichere

⁵⁴ Vgl. hierzu die Tarifprodukte „Octopusgo“ und „agileOctopus“ von Octopus Energy Ltd. Ein weiteres Produktbeispiel für einen marktvariablen Tarif im UK-Markt ist der „engie Tracker Tariff“, ein kombinierter Strom- und Gastarif. Zu nennen ist hier u. a. auch der Tarif „Freestyle“ der neuseeländischen Flick Electric Co. mit halbstündlicher Preisanpassung. Quelle: EY-Recherchen

⁵⁵ Der Tarif „Verbund Strom Float“ des österreichischen Unternehmens Verbund AG ist ein marktvariablen Tarif mit monatlicher Preisanpassung, der sich an den Großhandelspreisen orientiert. Der Tarif „Hourly“ des Unternehmens aWATar sieht stündliche Preisanpassungen vor, wobei die Stundenpreise jeweils täglich für den nächsten Tag anhand der Day-ahead-Preise der österreichischen Strombörse ermittelt und veröffentlicht werden.

⁵⁶ Das Unternehmen Panasonic bietet in Zusammenarbeit mit TEPCO unter dem Produktbegriff „Age Free House“ ein Spektrum von Home-Care-Services für Senioren an. Quelle: EY-Recherche

Smart-Meter-Infrastruktur und Messdaten zur Geräte-
nutzung im Haushalt u. a. genutzt werden können, um
Angehörigen die Möglichkeit zu geben, sich des Wohl-
befindens der Bewohner zu versichern, oder auch für die
Aktivierung eines Notrufdienstes.

Dieses Produkt richtet sich an eine besonders schnell
alternde Bevölkerung; in Japan werden im Jahr 2025
mehr als 30 Prozent der Einwohner 65 Jahre oder älter

sein. Aber auch deutsche Energieversorger entwickeln
vergleichbare Konzepte in Kooperation mit branchen-
fremden Partnern.⁵⁷

Auch wenn solche Ansätze noch keine weite Verbreitung
gefunden haben, so zeigen sie doch, dass die Smart-
Meter-Technologie grundsätzlich geeignet ist, auch sekto-
renübergreifende Geschäftsmodelle zu ermöglichen und
zu unterstützen.



⁵⁷ Quelle: eigene Marktanalysen



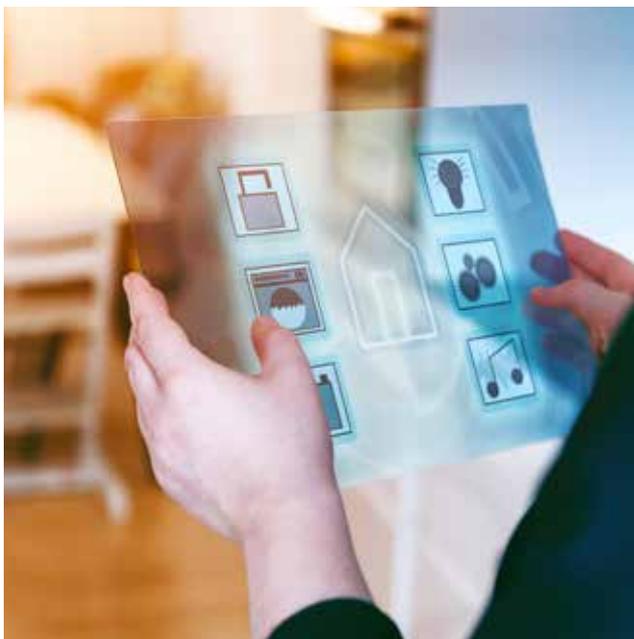
Anhaltendes Interesse, aber Kundenwahrnehmung der Energiewende kaum verändert

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für das Gelingen der Energiewende sind die aktive Beteiligung und ein Mitwirken der Letztverbraucher: die *Bereitschaft*, mehr Sensibilität beim Stromkonsum zu entwickeln, die aktive *Auseinandersetzung* mit Ansätzen zur dezentralen Stromerzeugung und -speicherung und die *Kenntnis* der Herausforderungen der Dezentralität und Volatilität bei Erzeugung und Verbrauch. Dazu gehört auch das Verständnis der Ursachen für einen steigenden Strombedarf z. B. durch den Ausbau der Elektromobilität. Ein weiterer Erfolgsfaktor in diesem Zusammenhang ist die *Akzeptanz* digitaler Technologien und Plattformökonomien, um diesen Herausforderungen zu begegnen.

Wie bereits in den vergangenen zwei Barometern untersuchten wir Bekanntheit und Akzeptanz der Digitalisierung der Energiewende durch eine Befragung von Endverbrauchern im Privatkunden-, Gewerbe- und Kleinere-Industriekunden-Bereich durch das Marktforschungsinstitut Prolytics.

Im Privatkundenbereich wurden bundesweit 1.000 statistisch repräsentative Haushalte telefonisch befragt. Im Gewerbe- und Kleinere-Industriekunden-Bereich wurden 400 Betriebe befragt, die vom Rollout intelligenter Messsysteme betroffen sind. Die Betriebe kamen aus den Bereichen Dienstleistung, Handel und Gewerbe mit bis zu 250 Mitarbeitern sowie aus dem öffentlichen Bereich.

Im Ergebnis bleibt der Informationsstand zu Digitalisierungsmaßnahmen in der Energiewirtschaft wie dem Smart-Meter-Rollout eine Herausforderung. Auch wenn die Digitalisierung in vielen Lebenssituationen allgemein einen hohen Stellenwert genießt, ist dies nicht im gleichen Umfang für energiewirtschaftliche Anwendungen gegeben.



6.1 Letztverbraucher: großes Interesse an der Digitalisierung der Energiewende, aber weiterhin geringer Wissensstand

Auch 2020 zeigt sich, dass der Informationsstand der Bevölkerung über die Digitalisierung der Energiewende weiterhin eher gering ist. Mehr als die Hälfte der Befragten können sich nichts unter dem Begriff vorstellen. Aus den Expertengesprächen mit der Branche geht hervor, dass sich gerade Haushaltskunden leicht in zwei Kategorien teilen lassen – die Minderheit, die sich zwar für den Rollout interessiert, diesem aber sehr skeptisch gegenübersteht, und die Mehrheit, die sich nicht für dieses Thema interessiert.

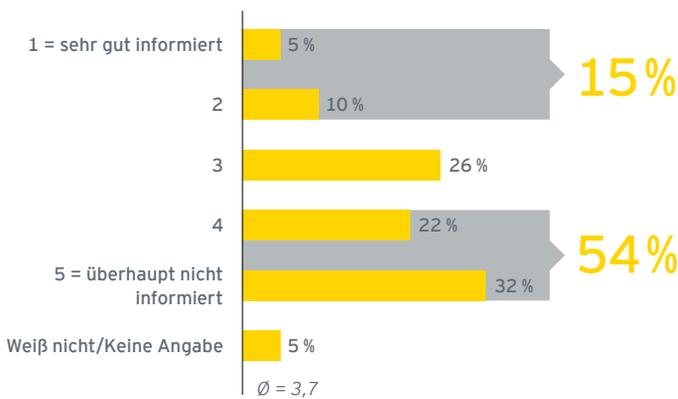
Doch liegt dies an einem generellen Desinteresse oder besteht zu wenig Wissen über die Möglichkeiten und Mehrwerte und fehlen noch die Mehrwertangebote, um den Bedarf und damit das Interesse zu wecken? Der geringe Informationsstand wird durch die diesjährige Befragung nochmals verdeutlicht – lediglich 21 Prozent der Haushalte fühlen sich gut über die Digitalisierung der Energiewende informiert. 54 Prozent der Befragten klagen z. B. über fehlende Informationen zur Einführung von intelligenten Messsystemen. Der Wert hat sich im Vergleich zum letzten Jahr (60 Prozent) leicht verbessert, der Informationsstand bleibt aber insgesamt gering (s. Abbildung 8: Informationsstand von Haushaltskunden zur Einführung von Smart Metern). Auch Anlagenbetreiber fühlen sich zu 51 Prozent nicht gut über den Einbau von SMGWs und die damit verbundenen gesetzlichen Regelungen informiert.

6

Anhaltendes Interesse, aber Kundenwahrnehmung der Energiewende kaum verändert

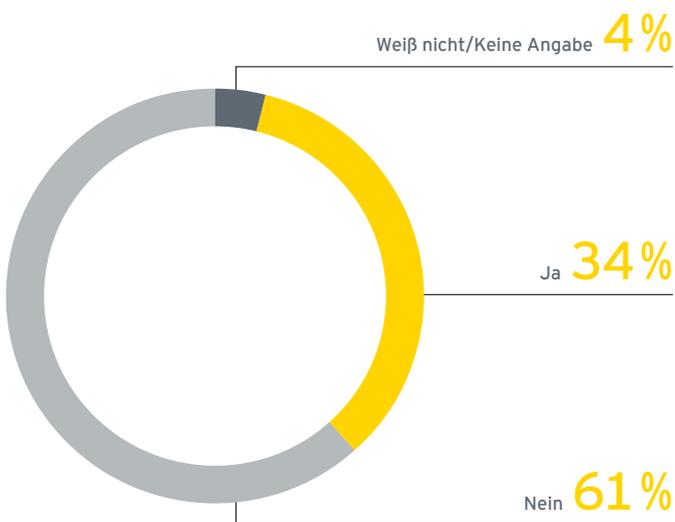
Abbildung 8: Informationsstand von Haushaltskunden zur Einführung von Smart Metern

Wie gut fühlen Sie sich über die Einführung von intelligenten Messsystemen, d. h. digitale Zähler mit Kommunikationsmodul, informiert? Vergeben Sie bitte eine Bewertung zwischen 1 für „sehr gut informiert“ bis 5 für „überhaupt nicht informiert“.



Bei Gewerbetreibenden stellt sich die Situation positiver dar – nur 11 Prozent der Befragten fühlen sich überhaupt nicht informiert, wohingegen 38 Prozent angeben, gut bis sehr gut über die Einführung von intelligenten Messsystemen informiert zu sein. Die Gewerbebetriebe sind

Abbildung 9: Bekanntheit der Umstellung auf digitale Zähler



nach dem GDEW am stärksten vom Smart-Meter-Rollout betroffen. Allerdings ist auch dort 61 Prozent der Befragten nicht bewusst, dass in allen Unternehmen mit mehr als 6.000 KWh Jahresverbrauch der Stromzähler durch ein intelligentes Messsystem ersetzt werden muss (s. Abbildung 9: Bekanntheit der Umstellung auf digitale Zähler).

Auf der anderen Seite zeigt sich trotz mangelnden Informationsstands ein deutliches Interesse an der Digitalisierung der Energiewende. Selbst der Stellenwert intelligenter Netze wird von der Mehrheit der Haushalte für wichtig bzw. sogar sehr wichtig erachtet.

Mit der Umfrage geht auch ein klarer Auftrag einher. Die Befragten sehen Energieversorger und Behörden in der Pflicht, über die Digitalisierung der Energiewende zu informieren. Dabei ist der Informationsbedarf vielfältig. Die Themen reichen von allgemeinen Informationen über Bedenken zur Sicherheit und zu den anfallenden Kosten bis hin zu den Folgen und Vorteilen der Digitalisierung der Energiewende für die Verbraucher (s. Abbildung 10: Gewünschte Informationsthemen).

Insgesamt sind alle Akteure der Energiewirtschaft gefordert, wenn es darum geht, Bürger und Kunden durch eine fortlaufende Optimierung und Ausweitung der Öffentlichkeitsarbeit mitzunehmen.

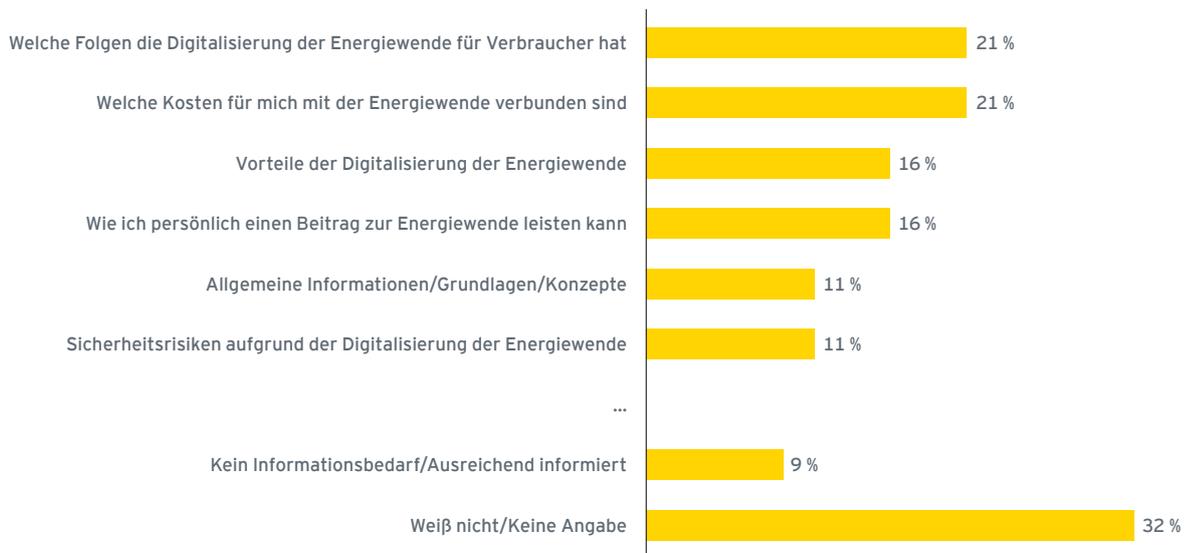
Das BMWi ist im Jahr 2020 bereits tätig geworden und hat die im Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende angekündigten Maßnahmen zur fortlaufenden Verbesserung und Ausweitung der Öffentlichkeitsarbeit umgesetzt. Die Veröffentlichung des Videoformats „Fragen zu Smart Meter an Staatssekretär Feicht“, der Report Digitalisierung zum Thema Smart Meter, erklärende Videos zu den Möglichkeiten des Smart Meters und der Flyer „Smart Meter und digitale Stromzähler“ sind Beispiele für die Maßnahmen dieser ersten Initiative.⁵⁸ Die Befragung zeigt allerdings, dass diese und weitere Kampagnen der Branche die Zielgruppen noch nicht im gewünschten Umfang erreichen.

War die Energiewende bereits 2019 für die Letztverbraucher ein wichtiges Thema, schätzt die Bevölkerung deren Stellenwert im Jahr 2020 weiterhin hoch ein. 65 Prozent der Haushalte und 74 Prozent der Gewerbebetriebe halten die Energiewende für wichtig bzw. sehr wichtig.

⁵⁸ Quelle: BMWi, Artikel „Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende“

Abbildung 10: Gewünschte Informationsthemen

Worüber würden Sie gerne mehr Informationen erhalten, wenn es um die Energiewende und die Digitalisierung der Energiewende geht? Auswahl der häufigsten Nennungen



6

Anhaltendes Interesse, aber Kundenwahrnehmung der Energiewende kaum verändert

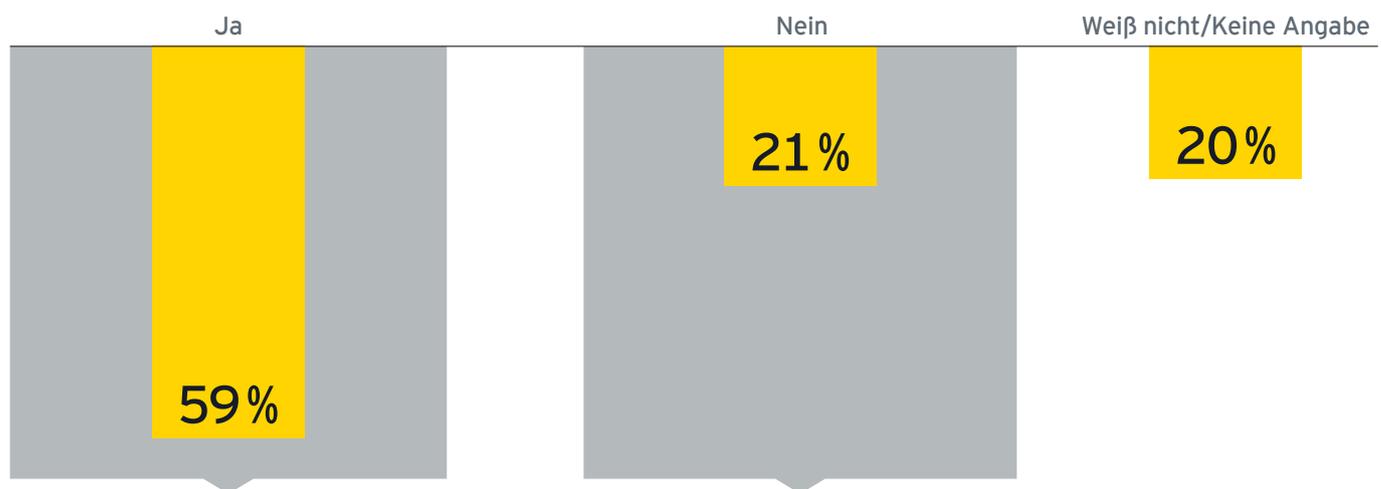
6.2 Bereitschaft, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, und auch Interesse an Mehrwertdiensten

Die Energiewende hat in der Bevölkerung nach wie vor einen hohen Stellenwert. Für die Mehrheit der Befragten sind die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien, der Ausstieg aus der Nutzung der Kern-

energie, die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der Elektromobilität wichtig bis sehr wichtig. Mehr noch, 59 Prozent der befragten Haushalte und 71 Prozent der befragten Gewerbebetriebe sehen für sich selbst die Möglichkeit, einen Beitrag im Rahmen der Energiewende zu leisten (s. Abbildung 11: Eigener Beitrag im Rahmen der Energiewende).

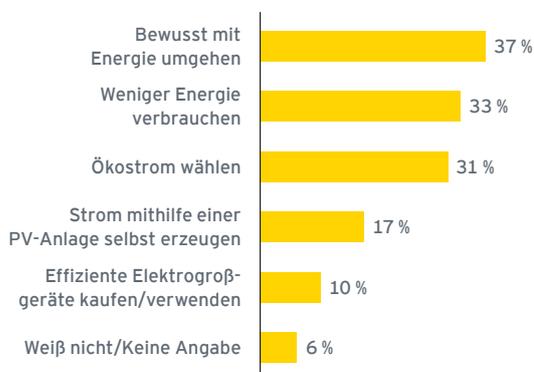
Abbildung 11: Eigener Beitrag im Rahmen der Energiewende

Können Sie selbst einen Beitrag im Rahmen der Energiewende leisten?



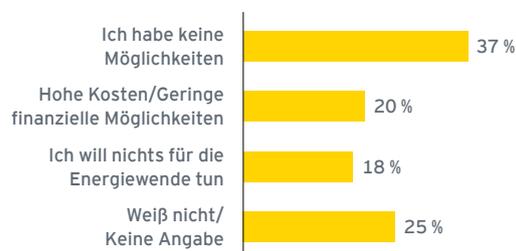
Was könnten Sie selbst tun bzw. was tun sie alles selbst?

Auswahl der häufigsten Nennungen



Warum können Sie nichts selbst für die Energiewende tun?

Auswahl der häufigsten Nennungen

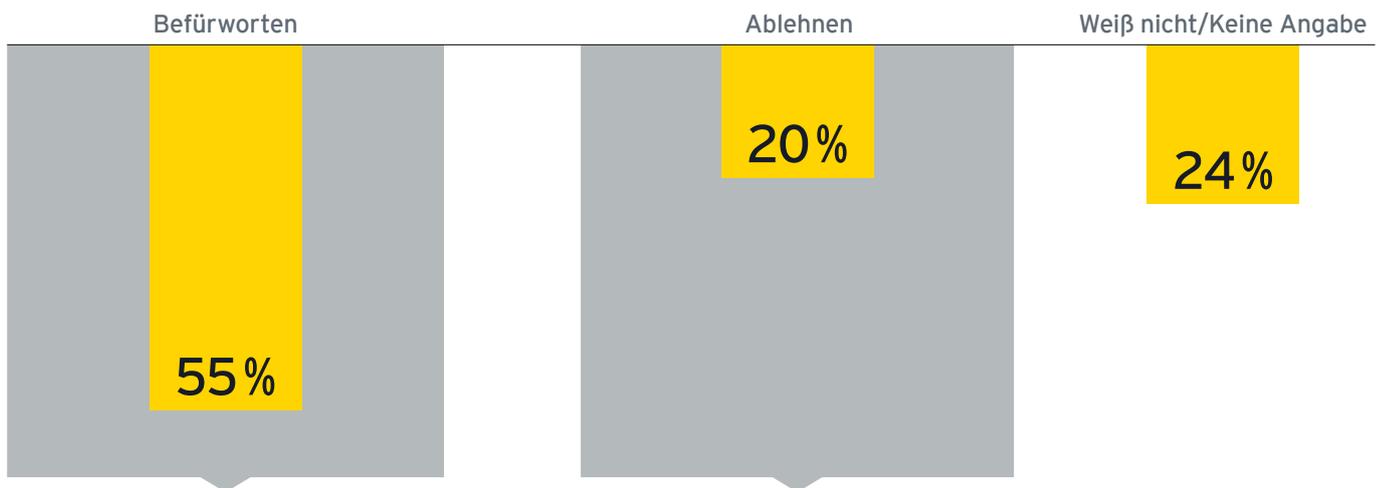


Dabei stehen der bewusste Umgang mit Strom und die Nutzung eines Tarifs auf der Basis regenerativer Energien an vorderster Stelle. Lediglich 21 Prozent der Befragten sehen für sich selbst keinen Beitrag, meist aus der fehlenden Möglichkeit heraus. Aber auch hier ist noch Aufklärung darüber möglich, wie jeder Endverbraucher mit geringen finanziellen Mitteln und ohne infrastrukturelle Herausforderungen an der Energiewende teilhaben kann.

Die allgemeine Akzeptanz für eine Digitalisierung der Stromzähler ist im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen: Befürworteten 2019 noch 49 Prozent der befragten Haushalte den Einbau intelligenter Zähler, sind es 2020 bereits 55 Prozent (s. Abbildung 12: Einbau eines Smart Meters/intelligenten Messsystems). Unter den Gewerbetreibenden sprechen sich 64 Prozent der Befragten für den Einbau intelligenter Zähler aus.

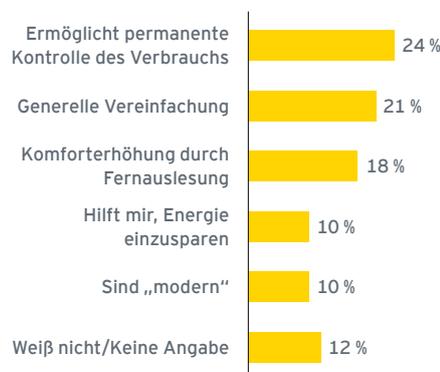
Abbildung 12: Einbau eines Smart Meters/intelligenten Messsystems

Würden Sie genehmigt den Einbau eines solchen Smart Meters in Ihrem Haushalt grundsätzlich befürworten oder ablehnen?



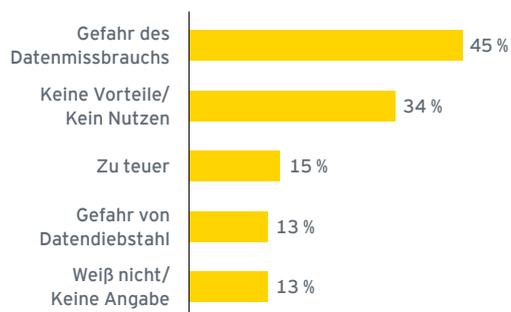
Warum befürworten Sie den Einbau für Ihren Haushalt?

Auswahl der häufigsten Nennungen



Warum lehnen Sie den Einbau ab?

Auswahl der häufigsten Nennungen



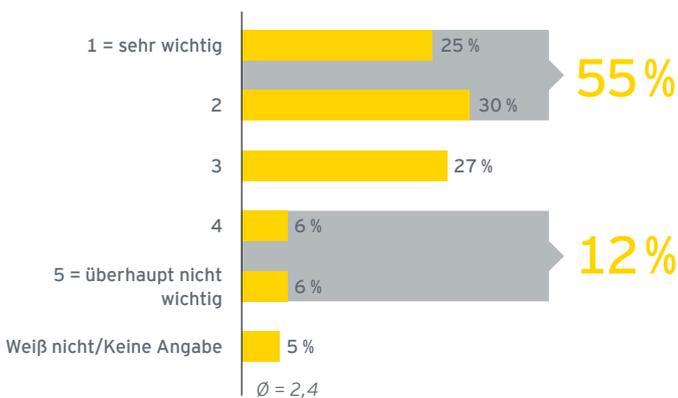
6

Anhaltendes Interesse, aber Kundenwahrnehmung der Energiewende kaum verändert

Dabei erscheint die permanente Verbrauchstransparenz zunächst als der größte Nutzen. 50 Prozent der Befragten würden entsprechende Angebote zur Visualisierung ihrer Verbräuche in Anspruch nehmen. Dabei sind multimediale Anwendungen wie eine App oder ein Online-Portal der präferierte Weg zur Bereitstellung der Verbrauchsdaten, bevorzugt auch live in Echtzeit. Für die Mehrheit der Befragten ist hierbei die spartenübergreifende Betrachtung ihres Verbrauchs besonders interessant (s. Abbildung 13: Wichtigkeit einer spartenübergreifenden Verbrauchsübersicht).

Abbildung 13: Wichtigkeit einer spartenübergreifenden Verbrauchsübersicht

Mithilfe einer spartenübergreifenden Übersicht können Sie u. a. Informationen über Ihren Strom-, Gas- und Wasserverbrauch in einer Ansicht gesammelt einsehen. Wie wichtig ist Ihnen eine sogenannte spartenübergreifende Übersicht Ihrer Verbräuche? Vergeben Sie bitte eine Bewertung zwischen 1 für „sehr wichtig“ und 5 für „überhaupt nicht wichtig“.



Neben der Verbrauchstransparenz stoßen *variable Tarife* auf großes Interesse bei den Endkunden. 47 Prozent der Befragten gaben an, dass zeitabhängige und lastvariable Tarifmodelle interessant oder sogar sehr interessant für sie wären. Gewerbetreibende zeigen sich noch interessierter: 61 Prozent der Befragten finden zeitabhängige und lastvariable Tarifmodellen interessant oder sogar sehr interessant.

Skeptische Befragte nennen beim Einbau intelligenter Messsysteme hingegen vor allem die Gefahr des Datenmissbrauchs als Grund ihrer Ablehnung.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der modernen Messeinrichtung. 61 Prozent der befragten Haushalte befürworten einen Einbau in ihrem Haushalt. Ergebnisse aus Gesprächen mit Stakeholdern aus der Branche (u. a. Messstellenbetreiber, Stadtwerke) zeigen auch, dass der Rollout moderner Messeinrichtungen größtenteils reibungslos verläuft. Die technische Umsetzung stellt die Messstellenbetreiber vor keine nennenswerten Probleme. Von den Kunden kommen nur in seltenen Fällen negative Rückmeldungen. Jedoch ist das generelle Interesse an den Geräten und den damit einhergehenden Vorteilen und möglichen Mehrwerten gering.

Insgesamt besteht eine nachhaltige Bereitschaft der Endkunden, sich an der Energiewende zu beteiligen. Auch die Akzeptanz für das intelligente Messwesen hat zugenommen. Darüber hinaus ist ein messbares Interesse an Verbrauchstransparenz und variablen Tarifen vorhanden. Jetzt liegt es



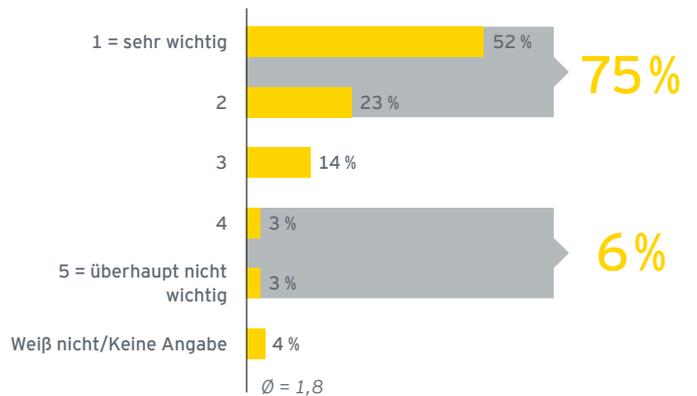
an der Branche, Möglichkeiten und Angebote zu schaffen und weitere Aufklärungsmaßnahmen zu initiieren, um die Kunden nicht nur zu informieren, sondern auch für die Inanspruchnahme von Mehrwertdiensten zu gewinnen.

6.3 Anhaltend hoher Stellenwert von Datenschutz und -sicherheit spielt dem SMGW in die Karten – aber weitere Vermittlung dieser Stärke nötig

Datenschutz und Datensicherheit genießen bei den Befragten nach wie vor einen hohen Stellenwert. Fast vier Fünftel der Bevölkerung halten eine sichere Übertragung von Messwerten und die Einhaltung des Datenschutzes für wichtig oder sogar sehr wichtig (s. Abbildung 14: Wichtigkeit der sicheren Übertragung der Messwerte).

Abbildung 14: Wichtigkeit der sicheren Übertragung der Messwerte

Wie wichtig ist Ihnen eine sichere Übertragung Ihrer Messwerte? Vergeben Sie bitte eine Bewertung zwischen 1 für „sehr wichtig“ und 5 für „überhaupt nicht wichtig“.



6

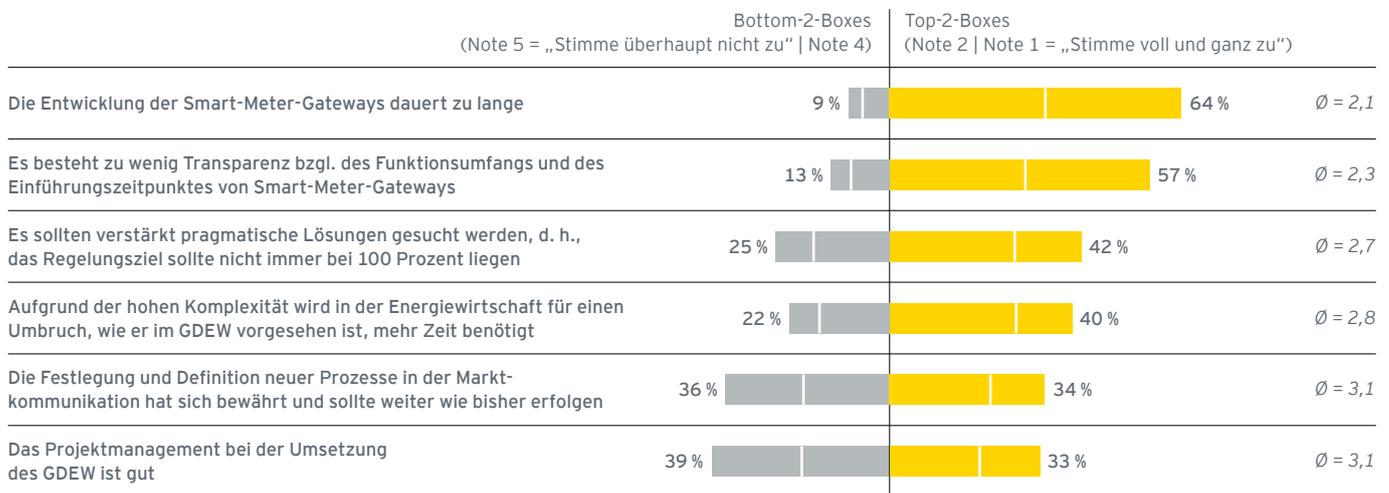
Anhaltendes Interesse, aber Kundenwahrnehmung der Energiewende kaum verändert

Die generelle Einstellung der Befragten zeigt, dass es besonders wichtig erscheint, die Datenerfassung und -verwendung der SMGW-Technologie transparent zu machen

(s. Abbildung 15: Generelle Einstellung zur Digitalisierung). 33 Prozent äußern sogar Angst vor Kontrollverlust durch die Digitalisierung.

Abbildung 15: Generelle Einstellung zur Digitalisierung

Was halten Sie generell von der Digitalisierung, also der Vernetzung vieler Geräte und Lebensbereiche über das Internet und das Smartphone? Vergeben Sie bitte für folgende Aussagen eine Bewertung zwischen 1 für „Stimme der Aussage voll und ganz zu“ und 5 für „Stimme der Aussage überhaupt nicht zu“.

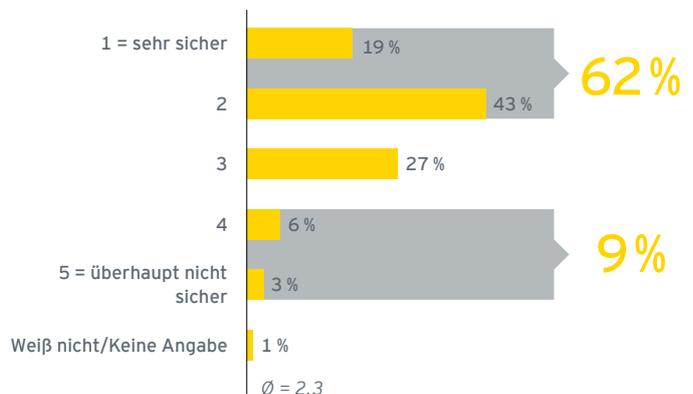


Dem steht allerdings die große Aufgeschlossenheit und das Vertrauen in Smart-Home-Anwendungen gegenüber. 62 Prozent der Befragten halten die Steuerung von smarten Anwendungen über das Smartphone für sicher gegenüber dem Zugriff Unbefugter (s. Abbildung 16: Sicherheit der Steuerung über das Smartphone). Generell ist das Interesse an Smart-Home-Anwendungen und deren Nutzung im Vergleich zum Vorjahr gestiegen.

Befragte Branchenexperten machen die Erfahrung, dass Kunden Einschränkungen beim Datenschutz im Smart-Home-Kontext teils bewusst in Kauf nehmen, wenn dadurch ein spürbarer Mehrwert entsteht.

Abbildung 16: Sicherheit der Steuerung über das Smartphone

Inwieweit halten Sie die Steuerung über das Smartphone für sicher gegenüber dem Zugriff von dritten Unbefugten? Vergeben Sie bitte eine Bewertung zwischen 1 für „sehr sicher“ und 5 für „überhaupt nicht sicher“.



Bei der Verwendung von Smart Metern sind die Befragten nach wie vor eher skeptisch. 48 Prozent sehen die Gefahr von Missbrauch der eigenen Daten zu anderen Zwecken und Diebstahl durch unbefugte Dritte. Dies stellt im Gegensatz zum Vorjaheresergebnis von 55 Prozent allerdings bereits eine Verbesserung dar.

Dennoch besteht ein Vorteil des SMGW weiterhin im anhaltend hohen Stellenwert von Datenschutz und -sicherheit: Durch den Ansatz „Security by Design“ ist in dieser Hinsicht ein Maximum an Sicherheit gewährleistet.

Insofern ist wieder festzustellen, dass es weiterhin fortgesetzter Aufklärung über die sehr hohen Datenschutzstandards intelligenter Messsysteme bedarf. Eine weiter verbesserte Aufklärung über die Datensicherheit wird in Verbindung mit Angeboten für Mehrwertdienste die Akzeptanz für die Nutzung von Smart Metern erhöhen.





Ausblick

Im weiteren Barometerprozess erscheint es sinnvoll, das Augenmerk auf fünf Aspekte zu richten, die für die Digitalisierung der Energiewende weiterhin bzw. zukünftig von besonderer Bedeutung sind.

Vor dem Hintergrund der bestehenden Herausforderungen bei der Umsetzung der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben sollten mit den zentralen Akteuren der Energiewende zeitnah Maßnahmen für eine beschleunigte und rechtssichere technische Standardisierung und den Rollout intelligenter Messsysteme erarbeitet werden, um der entstandenen Verunsicherung in der Branche zu begegnen und den weiteren Fortgang der Digitalisierung zu sichern.

In der weiteren Folge kommt es darauf an, möglichst noch in diesem Jahr die beabsichtigte Erweiterung der Pflichteinbauterminfälle für intelligente Messsysteme im Bereich der EEG- und KWKG-Anlagen sowie bei flexiblen Verbrauchern auch tatsächlich umzusetzen. Während mit der EEG-Novelle die Rechtsetzung für EEG- und KWKG-Anlagen begonnen hat, steht diese im Bereich der § 14a-Anlagen noch aus.

Gerade die Diskussion um § 14a EnWG hat gezeigt, dass die Energiewende-Digitalisierungsschritte auch Verteilungsfragen hervorrufen und wirtschaftliche Interessen der Akteure über Branchengrenzen hinweg berühren. Für eine ganzheitliche Betrachtung erscheint es daher sinnvoll, eine Gesamtsicht der (strategischen) Bausteine der Digitalisierung zu entwickeln und dabei neben der technischen Systemarchitektur auch die Wirkungen auf Geschäftsmodell- und Marktinteressen der Anbieter, Verteilungsaspekte auf Verbraucherseite sowie die Verantwortlichkeiten der Stakeholder für die Handlungsfelder klar zu benennen. Dies kann in Form eines „Masterplans Digitalisierung der Energiewende“ erfolgen. Auf dieser Grundlage kann der Digitalisierungsprozess u. E. noch zielführender und ganzheitlicher gesteuert werden; die einbezogenen Marktakteure gewinnen mehr Orientierung.

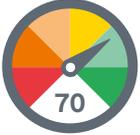
Auch und gerade die Entwicklung neuer energiewirtschaftlicher Geschäftsmodelle braucht weiterhin neue Impulse. Ein wichtiger Aspekt dabei bleibt die weitere Skalierung der SMGW-Plattform in der Fläche durch einen beschleunigten und erweiterten Rollout, ggf. durch eine neue, ergänzende Initiative („Energy Innovation Hub“) und ggf. auch durch neue Anreize zur Verbreitung der Plattformtechnologie.

Weiterhin ist nun der zügige Ausbau der 450-MHz-Infrastruktur für die Digitalisierung der Energiewende von zentraler Bedeutung. Nachdem die Frequenznutzungsentscheidung zugunsten der Energiewirtschaft gefallen und die Vergabe an das Unternehmen 450connect erfolgt ist, sind nunmehr alle Voraussetzungen für eine zügige Umsetzung geschaffen. 450connect hat dazu erklärt, die für ein flächendeckendes Netz notwendigen rund 1.600 Funkstandorte sukzessive bis Ende 2024 in Betrieb zu nehmen. Durch den zentralen Aufbau und Betrieb der Infrastruktur sind Skaleneffekte zu erwarten, die eine hohe Kostendegression und damit ein breites wirtschaftliches Nutzungsfeld in Form von digitalen Geschäftsmodellen auf der iMSys-Plattform eröffnen. Jetzt ist es Aufgabe der 450connect, den zügigen und flächendeckenden Aufbau des 450-MHz-Netzes umzusetzen.



Anhang: Das Barometermodell

Das im Digitalisierungsbarometer verwendete Modell setzt sich aus einer Vielzahl von Indikatoren zusammen, die die Digitalisierung der Energiewende aus verschiedenen Perspektiven spiegeln. Diese Indikatoren werden zu Schlüsselfaktoren verdichtet, die die Grundlage der Bewertung zum Stand und Fortschritt in der Digitalisierung der Energiewende sind. Die Schlüsselfaktoren mit ihren jeweiligen zentralen Indikatoren sind die folgenden:⁵⁹

Schlüsselfaktor	Indikatoren	Gewicht	Bewertung	Bewertung Schlüsselfaktor
Zertifizierung	1. Zertifizierung der Geräte	100 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Es wurden vier von drei notwendigen SMGW-Geräten zertifiziert. ▶ Die Markterklärung ist erfolgt. ▶ Die Markterklärung für EEG-/KWKG-Anlagen bis 100 kW steht noch aus. (-10) ▶ Umsetzung und Zertifizierung der TAF 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 13 und 14 stehen noch aus. Ein Hersteller wurde erfolgreich für die TAF 9, 10 und 14 rezertifiziert, drei weitere SMGW-Hersteller haben für die TAF 9, 10 und 14 bereits ein Rezertifizierungsverfahren beim BSI angestoßen. (-20) ▶ Der jüngste OVG-Münster-Beschluss fließt noch nicht in die Bewertung mit ein, da das Urteil im Hauptsacheverfahren noch aussteht. <p>= $(100 \times 3/3) - 10 - 20 = 70$</p>	
	2. Zertifizierung der SMGW-Administratoren	100 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 41 Administratoren ▶ 9 von den 41 Zertifikaten sind mit Stand 30. April 2021 formal abgelaufen. Die Rezertifizierung wird durch das BSI allerdings „gestundet“, da eine Rezertifizierung im Rahmen der COVID-19-Bedingungen derzeit nicht möglich ist. <p>= 100</p>	
	3. Mess- und eichrechtliche Zulassung der SMGW	100 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Vier Hersteller haben die Konformität ihrer SMGWs mit dem Geräteprofil SMGW_G1_BASIS gegenüber dem BSI bestätigt und die Baumusterprüfbescheinigung vorgelegt. ▶ Ein Hersteller hat die Implementierung des Geräteprofils SMGW_G1_Netz und die hierzu notwendigen Rezertifizierungen (CC und Bauartzulassung) erfolgreich abgeschlossen. ▶ Die in den jeweiligen Baumusterprüfbescheinigungen für die mess- und eichrechtskonforme Verwendung zugelassenen SMGWA-Systeme unterscheiden sich bei den vier Herstellern. <p>= 100</p>	
<p>Bewertung Schlüsselfaktor: Min (I1, I2, I3) = 70</p>				

⁵⁹ Die Indikatoren und die Schlüsselfaktoren werden im Zeitablauf ggf. angepasst, da sie sich aufgrund der dynamischen Entwicklungen bei der Digitalisierung der Energiewende verändern können.

Schlüsselfaktor	Indikatoren	Gewicht	Bewertung	Bewertung Schlüsselfaktor
Markt-kommunikation (Umsetzung der sternförmigen Kommunikation)	1. Smart Metering/ Sub-Metering	40 %	<ul style="list-style-type: none"> Die „MaKo 2020“ für Strom wurde erfolgreich umgesetzt und ist inzwischen auch praxiserprobt. Das Zielmodell wird nicht vor 2026 umgesetzt. Für die Prozesse im Bereich Gas herrscht noch die „alte Welt“. Die „MaKo 2022“ sorgt u. a. für eine neue Marktrolle des Energieserviceanbieters (ESA), nämlich als Energiedienstleister bzw. Energiedatenmanager: Anfrage und Übermittlung von Werten erfolgen durch und an den ESA des Anschlussnutzers. Eine Ausweitung der MaKo auf die Bereiche Smart Home/ Smart Building und Smart Services ist in den nächsten Jahren nicht absehbar. <p>= 60</p>	
	2. Smart Grid	30 %	<ul style="list-style-type: none"> Marktprozesse noch nicht auf Steuerung über IMSys definiert: „alte Welt“ Anforderungen aus § 14a EnWG zur Entwicklung der MaKo liegen nicht vor CLS Proxy durch VNB nutzbar; Steuern durch EMT technisch möglich <p>= 25</p>	
	3. Smart Mobility	30 %	<ul style="list-style-type: none"> Marktprozesse für E-Mobilität nur in ersten Ansätzen definiert BSI-Task-Force Smart Mobility bezieht sich derzeit auf den Einsatz von SMGWs in Ladeinfrastruktur und nicht auf Marktprozesse Nutzung des CLS Proxy technisch möglich BNetzA-Beschluss BK6-20-160 vom 21. Dezember 2020: Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität – NRZ-EMob (Anlage 6) <p>= 30</p>	
	4. Smart Home/ Smart Building	0 %	<ul style="list-style-type: none"> Marktprozesse für Smart Home/Smart Buildings nicht definiert Sinnhaftigkeit einer Marktkommunikation über die energiewirtschaftlichen Prozesse hinaus ist zu prüfen Wird im Rahmen des Barometerprozesses nicht weiter verfolgt 	
	5. Smart Services	0 %	<ul style="list-style-type: none"> Marktprozesse für Smart Services nicht definiert Sinnhaftigkeit einer Marktkommunikation über die energiewirtschaftlichen Prozesse hinaus ist zu prüfen Wird im Rahmen des Barometerprozesses nicht weiter verfolgt 	
Gewichtete Summe (I1 bis I5) = 41				

Schlüsselfaktor	Indikatoren	Gewicht	Bewertung	Bewertung Schlüsselfaktor
Rollout durch MSB	1. Rollout-Quote iMSys	40 %	<ul style="list-style-type: none"> Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind insgesamt ca. 5 Mio. Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Rund 1.000 iMSys wurden bis zum 31. Dezember 2019 ausgerollt. Dies entspricht einer Rollout-Quote von 0,02 Prozent. = 0	
	2. Rollout-Quote mME	30 %	<ul style="list-style-type: none"> Rund 5,8 Mio. mMEs wurden bis zum 31. Dezember 2019 ausgerollt. Dies entspricht einer Rollout-Quote von 10,9 Prozent. = 100	
	3. Umsetzung und Handhabung des MsbG (Erfüllungsquote von 80 Prozent über alle Aspekte = 100 Punkte)	30 %	<ul style="list-style-type: none"> Stellenwert des GDEW für die Digitalisierung (VNB, MSB, Lieferanten) = 55 Verbrauchertransparenzfunktion (MSB) = 10 (Verbrauchertransparenzfunktion wird kaum genutzt, aber 92 Prozent der MSB planen aktive Information) modularer Ansatz mMEs (MSB) = 39 (39 Prozent der MSB planen einen modularen Einsatz) Nutzung Ausschreibungsmodell (VNB) = 1 Umfang Kooperationen (MSB) = 56 Fremdleistungsquote (MSB) = 38 = 33	
Gewichtete Summe (I1, I2, I3/0,8) = 40				



Schlüsselfaktor	Indikatoren	Gewicht	Bewertung	Bewertung Schlüsselfaktor
Stand der Standardisierung	1. Stand BMWi/BSI-Roadmap	40 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Fortschreibung der BMWi/BSI-Roadmap ▶ Verabschiedung des Stufenmodells zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende = 40	
	2. FNN-Roadmap	20 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Stand der Umsetzung für iMSys-relevante Elemente der FNN-Roadmap ▶ Stand der Umsetzung der Roadmap, Steuerbarkeit am Netzanschlusspunkt = 50	
	3. DKE-Aktivitäten	10 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Integration der BMWi-Aktivitäten in die DKE-Expertenteams ▶ aktive Begleitung und Unterstützung der SMGW-Task-Forces innerhalb der DKE in dedizierten Expertenteams (DKE/K901) ▶ direkte Zuordnung des Expertenteams zum DKE-Entscheidungsgremium TBINK ▶ Ausgestaltung der SMGWs im Expertenteam (DKE/K461) ▶ Internetseite zu Smart-Meter-Gateway veröffentlicht ▶ Erstellung der neuen VDE-AR-2829-Reihe in Zusammenarbeit mit BMWi/BSI ▶ Mitarbeit im Projekt LAMA Connect zur SMGW-Integration in Ladesäulen ▶ Vorstellung des Themas auf der Nationalen Plattform Mobilität ▶ Integration des SMGW-Konzeptes im Projekt SIGRUN ▶ VDE 90008 = 45	
	4. Sonstige	10 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DVGW: Die Anbindung der Gaszähler an aktuell zertifizierte SMGW ist, wie Feldtests zeigen, zurzeit nicht möglich. = 0 ▶ Heizkostenverordnung (HKV): Die Umsetzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie (EED) in nationales Recht durch eine Novelle der HKV ist nicht fristgerecht zum 25. Oktober 2020 erfolgt. (-40) ▶ Der Referentenentwurf der HKV ist seit 11. März 2021 in der Verbändeanhörung. ▶ Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist am 1. November 2020 in Kraft getreten. ▶ Das GEG schafft die Grundlage für die HKV-Novellierung. = 60 ▶ Ladesäulenverordnung: Energiewirtschaftlich relevante Lade- und Steuerungsvorgänge müssen über ein Smart-Meter-Gateway abgewickelt werden können. Die Zweite Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung liegt im Referentenentwurf vor. (-20) 24 Stellungnahmen sind bis zum 23. Dezember 2020 eingegangen. (-20) = 60 = 40	
	5. Übergreifende Zusammenarbeit	20 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Weiterführung des BMWi/BSI-Task-Force-Prozesses unter Beteiligung der Branche ▶ bessere Planbarkeit durch Einführung des Stufenmodells zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende ▶ Ausgestaltung eines Vorschlags zur Spitzenglättung in Zusammenarbeit mit der Branche (Experten-Workshops) ▶ Neuaufstellung des BMWi zur Bündelung der Aktivitäten rund um die Digitalisierung der Energiewende = 30	
Gewichtete Summe (I1 bis I5) = 41				

Schlüsselfaktor	Indikatoren	Gewicht	Bewertung	Bewertung Schlüsselfaktor
Technologieangebot	1. Vielfalt des Technologieangebots	25 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher, meist proprietärer, auf einen Einsatzbereich beschränkter Technologien im Kontext des GDEW. Wesentliche Funktionalitäten werden vom SMGW noch nicht abgedeckt. ▶ Ein Gerätehersteller bietet Geräte mit den neu zertifizierten TAF 9, 10 und 14 bereits an. = 45	
	2. Interoperabilität	25 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Mit der Veröffentlichung der TR-03109-1 Version 1.0.1 und der neu hinzugekommenen Anlage VII hat das BSI die technische Richtlinie um ein Interoperabilitätsmodell und funktionale Geräteprofile erweitert. ▶ Zertifizierungen durch das BSI auf der Grundlage der TR-03109-1 stehen noch aus. ▶ Durch die BMPs für das Geräteprofil SMGW_G1_BASIS wird u. a. bescheinigt, dass jeweils eine ausreichende Anzahl Messgerätekombinationen unterstützt wird. ▶ Der jüngste OVG-Münster-Beschluss fließt noch nicht in die Bewertung mit ein, da das Urteil im Hauptsacheverfahren noch aussteht. = 50	
	3. Praktikabilität	25 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Elemente eines iMSys wie die Transparenz- und Displaysoftware (TRuDI) oder notwendige Prozesse wie die sichere Lieferkette (SiLKe) weisen noch Mängel in der praktischen Handhabung auf. ▶ Mit Start des Rollouts konnten erste Erfahrungen in der Wirkumgebung gesammelt werden. = 25	
	4. Zukunftstauglichkeit	25 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Die meisten der heute am Markt verfügbaren Technologien sind vor allem wegen der Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen nur als Übergangslösungen einzustufen. ▶ Software-Updatefähigkeit: Die erste jetzt verfügbare und zertifizierte iMSys-Kommunikationsplattform ist updatefähig. Dies wurde auch bereits durch einen Hersteller durch die erfolgreiche Rezertifizierung der TAF 9, 10 und 14 unter Beweis gestellt. = 35	
	Gewichtete Summe (I1 bis I4) = 39			
Verfügbarkeit von Geräten	1. Verfügbarkeit mME	100 %	Moderne Messeinrichtungen stehen in ausreichendem Maße für einen Rollout zur Verfügung, es kommt zu keinen Lieferengpässen mehr. = 100	
	2. Verfügbarkeit SMGW	100 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Verfügbarkeit Rollout (100), jedoch nicht alle Tarifanwendungsfälle verfügbar ▶ Marktvielfalt stark eingeschränkt (unter anderem aufgrund der GWA-Kompatibilität) ▶ lange Lieferzeiträume von SMGWs (3-6 Monate) = 100	
	3. Verfügbarkeit sonstiges Material	100 %	nur vereinzelt Lieferengpässe bei Montagematerial = 100	
	4. Verfügbarkeit Steuereinheit	50 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ FNN-Steuerbox ▶ SINTEG-Förderprojekt C/sells: Demonstration der praktischen Umsetzbarkeit der Steuerbarkeit am Netzanschlusspunkt mit dem EEBUS-Standard und der neuen VDE 2829-6 unter Nutzung einer Steuerbox nach dem FNN-Standard = 25	
[Min (I1, I2, I3) + I4]/2 = 41				

Schlüsselfaktor	Indikatoren	Gewicht	Bewertung	Bewertung Schlüsselfaktor
Verfügbarkeit und Eignung Telekommunikation	1. Erfüllung der energiewirtschaftlichen Anforderungen aus dem GDEW durch TK-Technologien	40 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Einschätzung der Eignung der öffentlichen TK-Infrastruktur aus MSB-Sicht = 41 ▶ Einschätzung der Eignung der öffentlichen TK-Infrastruktur aus VNB-Sicht = 16 ▶ Notwendigkeit für Deep-Indoor-Verbindungen 75 Prozent = 25 ▶ grundsätzliche technische Eignung TK-Technologien = 100 = 45,5 	
	2. Verfügbarkeit der TK-Infrastruktur	30 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Breitband = 14 (Mitte 2020 waren rund 14 Prozent der Haushalte in Deutschland an das Glasfasernetz angeschlossen – FFTB/H) ▶ Netzabdeckung Mobilfunk = 97 (Ende 2020 waren 96,5 Prozent der Fläche in Deutschland von mindestens einem Mobilfunknetzbetreiber mit 4G [LTE] versorgt) ▶ großer Ausbaubedarf bei 450-MHz-Funknetz, Entscheidung zur vorrangigen Vergabe der 450-MHz-Frequenz für Anwendungen kritischer Infrastrukturen gefallen, Vergabe an 450Connect erfolgt, bislang Ausbau erst in regionalen Teilnetzen, flächendeckender Ausbau noch ausständig = 60 ▶ bei Breitband-Powerline hybride Lösungen notwendig = 50 = 55 	
	3. Regulatorische Möglichkeiten zur Nutzung geeigneter TK-Infrastrukturen	30 %	<p>Für die meisten technisch geeigneten Kommunikationstechnologien bestehen zum Teil gravierende regulatorische Hemmnisse zu deren Nutzung im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Der beschlossene Entwurf des TTSDG erschwert die Nutzung von Daten über Endeinrichtungen und begründet das Erfordernis der Einwilligung des Endnutzers. ▶ Mit der Vergabe der 450-MHz-Frequenz zugunsten der Energiewirtschaft steht eine dedizierte, geeignete Kommunikationstechnologie zur Verfügung. Es ist noch zu klären, inwieweit die Frequenz auch für kommerzielle Anwendungen im Bereich neue Geschäftsmodelle nutzbar sein wird. <p>= 50</p>	
Gewichtete Summe (I1, I2, I3) = 50				
Kundensicht	1. Bekanntheit	25 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Haushalte: Informationsstand zum Rollout = 15 ▶ Haushalte: Bekanntheit moderne Messeinrichtung = 21 ▶ Haushalte: Bekanntheit SMGW = 8 ▶ Haushalte: Bekanntheit iMSys = 26 ▶ Gewerbe: Bekanntheit Einbau iMSys im Gewerbe = 34 = 20,8 	
	2. Akzeptanz	25 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Akzeptanz des Rollouts bei Haushaltskunden = 60 ▶ Akzeptanz des Rollouts bei Gewerbekunden = 58 ▶ Befürwortung des Einbaus einer mME in Haushalten = 61 ▶ Befürwortung des Einbaus eines iMSys in Haushalten = 55 ▶ Befürwortung des Einbaus eines iMSys in Gewerbebetriebe = 64 = 59,6 	
	3. Nutzung	50 %	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Nutzung iMSys = 10; geringe Zahl freiwilliger Installationen durch wMSB ▶ Nutzung Smart Home = 29 = 19,5 	
Gewichtete Summe (I1, I2, I3) = 30				

Interpretation

Digitalisierungsgrad

Der Digitalisierungsgrad zeigt an, in welchem Ausmaß die Energiewende bereits digitalisiert wurde.

Ein Wert von 100 impliziert, dass sämtliche Schlüsselfaktoren des GDEW vollständig erfüllt sind. Diese Schlüsselfaktoren spiegeln Voraussetzungen, Anforderungen und Ziele des GDEW wider. Da die zugrunde liegenden Indikatoren auch übererfüllt sein können, sind auch Werte über 100 möglich.

Digitalisierungsfortschritt

Das Fortschrittsbarometer wird in den kommenden Jahren ausdrücken, welche Entwicklung die Digitalisierung der Energiewende gegenüber dem jeweiligen Vorjahr bzw. den Vorjahren genommen hat.

Trend (Dynamik)

Der Trend spiegelt die Dynamik der Veränderungen wider. Ein Zuwachs der positiven Veränderungen deutet auf eine Beschleunigung der Entwicklung und damit auf eine hohe Dynamik der Digitalisierung der Energiewirtschaft hin. Der Trend ist immer in Verbindung mit der Veränderung zu interpretieren: Schwächen sich beispielsweise die positiven Veränderungen ab, so kann dies frühzeitig trotz fortschreitender Digitalisierung auf mögliche Probleme hinweisen.

Innerhalb des Digitalisierungsbarometers spiegelt der Grad der Digitalisierung als Modernisierungsbarometer den aktuellen Stand der Digitalisierung in der Energiewirtschaft in Deutschland wider. Mit den 36 Punkten des vergangenen Barometers konnte eine erste ermutigende Zwischenbilanz gezogen werden. Es blieb allerdings noch viel auf dem Weg zur Digitalisierung der Energiewende zu tun. In diesem Jahr steht dem ein Gesamt-Barometerwert von 44 Punkten gegenüber. Das Ergebnis kann als eine weitere positive Tendenz gewertet werden. Es gilt allerdings, noch einige Hürden in der Ausgestaltung energiewirtschaftlicher Rechtsbereiche und deren Harmonisierung auf dem Weg zur notwendigen Digitalisierung der Energiewende zu nehmen.

Das Modernisierungsbarometer stellt primär auf das GDEW ab, indem der Stand von dessen Umsetzung gemessen wird. Dieser Umsetzungsstand wird anhand einer Vielzahl quantitativer Indikatoren ermittelt, z. B.:

- ▶ Rollout von iMSys und mMES
- ▶ Anteil der mit iMSys ausgestatteten Pflichteinbautfälle
- ▶ Anteil der VNB, die aufgrund der dynamischen Entwicklungen bei der Digitalisierung der Energiewende die Daten von SMGWs zur Netzplanung einsetzen

Neben diesen prioritären, aussagekräftigen und öffentlichkeitswirksamen Indikatoren, die valide gemessen und erfasst werden können (Kategorie A), fließen weitere Indikatoren in den Gesamtwert des Digitalisierungsgrades ein.

In Kategorie B werden qualitative Indikatoren erfasst, die Einstellungen und Motive der verschiedenen Akteure oder den Stand einer grundlegenden Entwicklung widerspiegeln, z. B.:

- ▶ zertifizierte SMGWs und SMGWA
- ▶ Ergebnisse des FNN-Feldtests
- ▶ Bekanntheit und Akzeptanz von Smart Metern

Zusätzlich wird der Blick über das GDEW hinaus geworfen. Es wird gefragt, welche Entwicklungen jenseits des GDEW die Digitalisierung der Energiewirtschaft fördern oder auch hemmen. Diese Indikatoren bilden indirekte oder schwächere Zusammenhänge zwischen der Digitalisierung und der dem Indikator zugrunde liegenden Entwicklung in der Energiewirtschaft ab. Ebenso fließen an dieser Stelle die Auswirkungen auf die energie- und wirtschaftspolitischen Ziele durch die Digitalisierung der Energiewende ein. Solche Indikatoren werden in Kategorie C erfasst.

Beispiele aus dieser Kategorie sind die folgenden:

- ▶ Anteil der gMSB, die eine Anzeige zur Übertragung der Grundzuständigkeit bei der BNetzA abgegeben haben oder dies planen
- ▶ regulatorische Möglichkeiten zur Nutzung geeigneter TK-Infrastrukturen für die Digitalisierung der Energiewende
- ▶ Anteil der Direktvermarktung an der gesamten installierten Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Indikator für die Integration der erneuerbaren Energien, die ohne Digitalisierung nicht gelingen kann

Abkürzungsverzeichnis

aEMT	aktiver externer Marktteilnehmer	GEG	Gebäudeenergiegesetz
AG GwS	Arbeitsgemeinschaft Gateway-Standardisierung	gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
AG INuZ	Arbeitsgemeinschaft Intelligente Netze und Zähler	GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
BDEW	Bundesverband der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft e. V.	GWA	Gateway-Administrator
BK	Beschlusskammer der BNetzA	HAN	Home Area Network
BMP	Baumusterprüfbescheinigung	HKV	Heizkostenverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	HLSUC	High Level Systems Use Case
BNetzA	Bundesnetzagentur	IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
BOS	Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben	imsys	intelligentes Messsystem
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik	KRITIS	kritische Infrastruktur
CC	Common Criteria	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
CLS	Controllable Local System	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
dena	Deutsche Energie-Agentur	LMN	Local Metrological Network
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik	LoRaWAN	Long Range Wide Area Network
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag	LTE	Long Term Evolution (Mobilfunkstandard)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.	MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
EAF	energiewirtschaftlicher Anwendungsfall	MaKo	Marktkommunikation
EE	erneuerbare Energien	mME	moderne Messeinrichtung
EED	Europäische Energieeffizienz-Richtlinie	MPES	Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen Strom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MSB	Messstellenbetreiber
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz	MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
EIH	Energy Innovation Hub	NZR-EMob	Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenordnung für Elektromobilität
EMS	Energiemanagementsystem	OVG	Oberverwaltungsgericht
EMT	externer Marktakteur	POG	Preisobergrenze
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln	PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
EnEG	Energieeinsparungsgesetz	PV	Photovoltaik
EnEV	Energieeinsparverordnung	RLM	Registrierende Leistungsmessung
EnWG	Energiwirtschaftsgesetz	SAB	System Architektur Beschreibung
ESA	Energieserviceanbieter	SILKe	Sichere Lieferkette
EVU	Energieversorgungsunternehmen	SLP	Standardlastprofil
FFTB	Fibre to the Building	SMGW	Smart-Meter-Gateway
FFTH	Fibre to the Home	SMGWA	Smart-Meter-Gateway-Administrator
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb	SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
FuAG	Funkanlagen-gesetz	SINTEG	Schaufenster intelligente Energie
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende	TAF	Tarifanwendungsfälle
		TBINK	Technischer Beirat Internationale und Nationale Koordinierung

TF	Task-Force	VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
TK	Telekommunikation	VNB	Verteilernetzbetreiber
TKG	Telekommunikationsgesetz	VO	Verordnung
TTDSG	Telekommunikation-Telemedien-Datenschutzgesetz	WAN	Wide Area Network
TRuDI	Transparenz- und Displaysoftware	WiM Strom	Wechselprozesse im Messwesen Strom
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.	wMSB	wettbewerblicher Messstellenbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Prüfungsumfang der BSI-Marktanalyse	23
Abbildung 2	Im Jahr 2030 werden dezentrale flexible Lasten mit über 60 GW eine systemrelevante Größenordnung erreichen	31
Abbildung 3	Einbeziehung aller Ausgestaltungsoptionen in einen möglichen Lösungsraum	33
Abbildung 4	Multi-Use-Ansatz zum Aufbau eines umfassenden Systems zur Netzflexibilisierung	34
Abbildung 5	BMWi/BSI-Task-Force-Prozess, schematische Darstellung	37
Abbildung 6	Methodisches Konzept Masterplan Digitalisierung der Energiewende	41
Abbildung 7	Exemplarischer Steckbrief eines strategischen Bausteins	42
Abbildung 8	Informationsstand von Haushaltskunden zur Einführung von Smart Metern	62
Abbildung 9	Bekanntheit der Umstellung auf digitale Zähler	62
Abbildung 10	Gewünschte Informationsthemen	63
Abbildung 11	Eigener Beitrag im Rahmen der Energiewende	64
Abbildung 12	Einbau eines Smart Meters/intelligenten Messsystems	65
Abbildung 13	Wichtigkeit einer spartenübergreifenden Verbrauchsübersicht	66
Abbildung 14	Wichtigkeit der sicheren Übertragung der Messwerte	67
Abbildung 15	Generelle Einstellung zur Digitalisierung	68
Abbildung 16	Sicherheit der Steuerung über das Smartphone	68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Maßnahmen für die weitere Digitalisierung der Energiewende	22
Tabelle 2	SMGW-Zertifizierungen bis Ende Oktober 2020	24
Tabelle 3	Liste der in Evaluierung befindlichen SMGWs	24
Tabelle 4	Überblick über die Baumusterprüfbescheinigungen der bisher zertifizierten SMGWs	26
Tabelle 5	Ausstattungsverpflichtungen für EEG-Anlagen	30
Tabelle 6	Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle in Stufe 3 des BMWi/BSI-Stufenmodells	38
Tabelle 7	Eckpunkte der BNetzA zur 450-MHz-Frequenznutzung	47
Tabelle 8	Umsetzungsstand des 450-MHz-Funknetzes	50

EY | Building a better working world

Mit unserer Arbeit setzen wir uns für eine besser funktionierende Welt ein. Wir helfen unseren Kunden, Mitarbeitenden und der Gesellschaft, langfristige Werte zu schaffen und das Vertrauen in die Kapitalmärkte zu stärken.

In mehr als 150 Ländern unterstützen wir unsere Kunden, verantwortungsvoll zu wachsen und den digitalen Wandel zu gestalten. Dabei setzen wir auf Diversität im Team sowie Daten und modernste Technologien in unseren Dienstleistungen.

Ob Assurance, Tax & Law, Strategy and Transactions oder Consulting: Unsere Teams stellen bessere Fragen, um neue und bessere Antworten auf die komplexen Herausforderungen unserer Zeit geben zu können.

„EY“ und „wir“ beziehen sich in dieser Publikation auf alle deutschen Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited (EYG). Jedes EYG-Mitgliedsunternehmen ist rechtlich selbstständig und unabhängig. Ernst & Young Global Limited ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach englischem Recht und erbringt keine Leistungen für Mandanten. Informationen darüber, wie EY personenbezogene Daten sammelt und verwendet, sowie eine Beschreibung der Rechte, die Einzelpersonen gemäß der Datenschutzgesetzgebung haben, sind über ey.com/privacy verfügbar. Weitere Informationen zu unserer Organisation finden Sie unter ey.com.

In Deutschland finden Sie uns an 20 Standorten.

© 2021 Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
All Rights Reserved.

GSA Agency | SRE 2104-026
ED None

Diese Publikation ist lediglich als allgemeine, unverbindliche Information gedacht und kann daher nicht als Ersatz für eine detaillierte Recherche oder eine fachkundige Beratung oder Auskunft dienen. Es besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität. Jegliche Haftung seitens der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und/oder anderer Mitgliedsunternehmen der globalen EY-Organisation wird ausgeschlossen.

ey.com/de