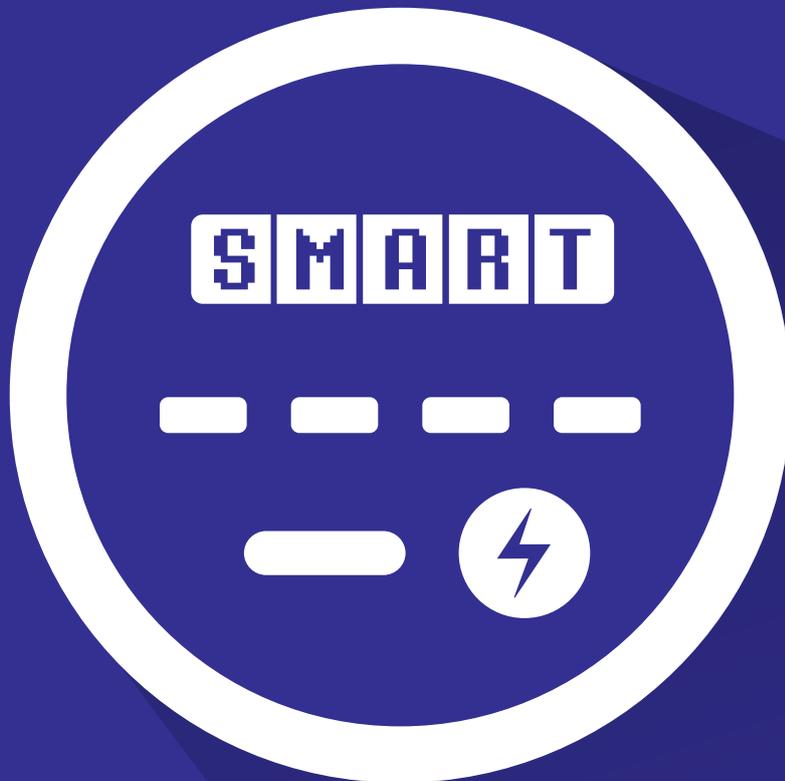


BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON  
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2020

# UNSERE ENERGIE SCHAFFT KLARHEIT FÜR VERBRAUCHER.



# INHALT

Vorwort	5
Zusammenfassung	7
Rahmenbedingungen	9
> Rechtlicher Rahmen	9
> Europäische Standardisierungsinitiative	10
Erhebung der Daten bei den Verteilernetzbetreibern	11
Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten	12
> Ausrollungsgrad, Projektpläne und Einführungsszenarien	12
> Anzahl der umzustellenden Zählpunkte	15
> Anzahl der bereits installierten intelligenten Messgeräte	15
> Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch	16
Erfahrungen der Verteilernetzbetreiber	18
> Ankündigungsschreiben über den Smart-Meter-Einbau	18
> Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011	19
> Aufbau des Smart-Meter-Systems	19
> Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien	21
> Anpassungen der IT-Systeme	25
> Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen	26
> Information auf Web-Portalen	27
> Datenschutz und Konfigurationsvarianten von Smart Metern	28
> Netzsituation	29
Kostenentwicklung	33
Erfahrungen der E-Control	36
> Energie-Hotline	36
> Kundenbeschwerden und Schlichtungsstelle	37
> Webauftritte der Verteilernetzbetreiber	38
> Verbrauchsentwicklung und Energieeffizienz	40
> Preisentwicklung und Tarifkalkulator	41
> Kontaktkampagne	44



<b>Stellungnahmen von Behörden, Interessenverbänden und Institutionen</b>	<b>45</b>
> Arbeiterkammer (AK)	45
> ARGE DATEN – Österreichische Gesellschaft für Datenschutz	46
> Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)	46
> Bundesministerium für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz (BMSGPK)	47
> Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW)	48
> Datenschutzrat (DSR)	48
> Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI)	48
> Österreichische Datenschutzbehörde (DSB)	50
> Oesterreichs Energie (OE)	51
> Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)	53
> Technologieplattform Smart Grids Austria (TPSGA)	55
> Verein für Konsumenteninformation (VKI)	56
> Volksanwaltschaft	57
> Wissenschaftlicher Beirat Funk (WBF)	58
<hr/>	
<b>Europäische Erfahrungen</b>	<b>59</b>
<hr/>	
<b>Ausblick</b>	<b>61</b>
<hr/>	
<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis</b>	<b>63</b>
<hr/>	
<b>Anhang</b>	<b>64</b>
<hr/>	

## Abkürzungsverzeichnis

BGBI	Bundesgesetzblatt
BMASGK	Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMLRT	Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus
BMNT	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus
BMSGPK	Bundesministerium für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
BMWFV	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft
CBA	Cost benefit analysis
CDMA	Code Division Multiple Access
CEP	Clean Energy Package
CRM	Customer Relationship Management
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung
DSF	Demand Side Flexibility
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
DSR	Demand Side Response
DVR	Datenverarbeitungsregister
DZ	Digitaler Zähler (Opt-out)
EDA	Energiewirtschaftlicher Datenaustausch
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GIS	Geographische Informationssysteme
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
IoT	Internet of Things
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung
IME	Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (Opt-in)
IMS	Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
LAN	Local Area Network
LN	Lieferant
LoRa	Long Range (Wide Area)
M2M	Machine-to-Machine
MDM	Meter Data Management
MDMS	Meter Data Management System
PKI	Public-Key-Infrastruktur
PLC	Powerline communication
PV	Photovoltaik
RL	Richtlinie
SM-CG	Smart Meters Co-ordination Group
ToU	Time-of-Use
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber

# VORWORT



Ein wesentlicher Schritt Richtung Verwirklichung einer digitalisierten Energielandschaft ist ein vollständiger Roll-out von Smart Metern, inklusive der dazugehörigen Kommunikationsinfrastruktur sowie ihre vollständige Einbindung in alle Unternehmensbereiche. Smart Meter ermöglichen einerseits den Endkundinnen und Endkunden eine aktive Teilnahme am Markt und andererseits einen effizienten und innovativen Netzbetrieb.

Aus den Ergebnissen des vorliegenden Berichts für das Jahr 2019 zum Stand der Einführung der Smart Meter in Österreich wird ersichtlich, dass der in der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) festgelegte Zielerreichungsgrad von 80% bis Ende 2020, obwohl bereits einmal verschoben, von den meisten Netzbetreibern nicht zu erreichen sein wird. Österreichweit betrachtet wird entsprechend der von den Verteilernetzbetreibern übermittelten Pläne die Installation von Smart Metern zu diesem Zeitpunkt bei nicht mehr als 31,3% der Zählpunkte erfolgt sein. Laut den vor der COVID-19-Krise eingereichten Plänen werden nach 2022 immerhin noch 1,5 Mio. Zählpunkte über einen mechanischen Stromzähler verfügen. Die negativen Auswirkungen der COVID-19-Krise auf die Lieferketten sowie auf die Installationsarbeiten vor Ort werden zusätzlich die Kluft zwischen Zielen und tatsächli-

chem Roll-out vertiefen, sodass nicht zu erwarten ist, dass diese in den nächsten zwei bis drei Jahren zur Gänze geschlossen werden kann.

Nichtsdestotrotz befinden sich nur einige kleinere Netzbetreiber erst in der Projektanfangsphase, alle anderen haben mindestens ihre Vergabeverfahren und die für den Roll-out notwendigen Vorbereitungen abgeschlossen. Sollte es zu keinen weiteren Verzögerungen, etwa krisenbedingt, kommen, ist damit zu rechnen, dass die Netzbetreiber relativ rasch die Ausrollung weiter vorantreiben können.

Wann der nötige Ausrollungsgrad erreicht wird, hängt vor allem von den einzelnen Netzbetreibern ab, aber auch von den Rahmenbedingungen, die durch eine aktive Zusammenarbeit zwischen den Marktteilnehmern, der Regulierungsbehörde und dem Gesetzgeber entstehen. An den Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Unionsvorgaben in die nationale Gesetzgebung unter anderem auch hinsichtlich neuer Marktrollen, stärkerer Markteinbindung von Endkundinnen und Endkunden und Marktkommunikation wird aktuell intensiv gearbeitet. Sie sollen jedenfalls eine positive Auswirkung auf die weitere Einführung von intelligenten Messgeräten und die Ausschöpfung ihrer Vorteile im Netzsystem haben.

Der vorliegende Fortschrittsbericht wurde auf Basis der von der E-Control erhobenen Daten für das Berichtsjahr 2019 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage in diesem Zeit-

raum. Für die gute Unterstützung und Zusammenarbeit im Zuge der Erstellung dieses Berichtes möchten wir uns bei allen Beteiligten herzlich bedanken.



**Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.**  
Vorstand E-Control



**DI Andreas Eigenbauer**  
Vorstand E-Control

# ZUSAMMENFASSUNG

Mit Ende 2019 wurden von den insgesamt rund 6,2 Mio. betroffenen Zählpunkten 1,4 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Das entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von 22,2%. Vergleicht man die jeweiligen Pläne pro Jahr, so ist festzustellen, dass die Ausrollungsgrade einerseits in spätere Jahre verschoben und andererseits auch in ihrer Höhe angepasst wurden. Für Gesamtösterreich ergibt sich aus den aktuell vorliegenden Plänen ein Zielerreichungsgrad von 31,3% für 2020, von 52,7% für 2021 und von 74,6% für 2022.

**Die von den Verteilernetzbetreibern nach unten revidierten Erwartungen hinsichtlich des Ausrollungsgrads der Smart Meter führen dazu, dass ein Ausrollungsgrad, wie in der IME-VO festgelegt von zumindest 80% mit**

**Ende 2020 bzw. von 95% mit Ende 2022, weit verfehlt wird.**

Die größten in Ausführung befindlichen bzw. bereits durchgeführten Roll-outs sind in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH (92%), Wels Strom GmbH (71%) und LINZ NETZ GmbH (72%), im Burgenland bei der Netz Burgenland (77%), in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch (99%) und in Niederösterreich bei den Stadtwerken Amstetten (78%) zu finden.

Mehr als ein Drittel der Verteilernetzbetreiber haben einen größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern gestartet und acht Verteilernetzbetreiber haben den Roll-out abgeschlossen. Allerdings sind noch immer eini-

## EINFÜHRUNG VON SMART METERN IN ÖSTERREICH IM ERHEBUNGSJAHR 2019



**Abbildung 1**  
Übersicht der Zählpunkte mit Smart Metern tatsächlich und geplant nach Roll-out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende Dezember 2019

Quelle: E-Control

ge größere Verteilernetzbetreiber mit der Ausrollung in erheblichem Verzug. Die meisten der Verteilernetzbetreiber haben die Vergabe bereits abgeschlossen. Bei diesen Projekten spiegelt sich durch den zunächst notwendigen Aufbau der Vorsysteme der Gesamt-Projektfortschritt nicht entsprechend in der Roll-out-Quote wider, da der Zählereinbau zumeist erst dann erfolgt, wenn die Implementierung dieser Vorsysteme abgeschlossen ist.

Die E-Control geht davon aus, dass die noch nicht begonnenen Projekte alsbald gestartet werden.

Teilweise wurden Projektumsetzungen einerseits durch technische Probleme sowohl bei den Pilotprojekten als auch in der Ausrol-

lungsphase, andererseits durch Lieferengpässe bei den Zählerherstellern verzögert. Zusätzlich gab es Fälle, bei denen aufgrund von Problemen bei der Umsetzung die Vergaben neu ausgeschrieben werden mussten. Durch die im März 2020 eingetretene COVID-19-Krise werden sich diese Probleme noch verschärfen, sodass weitere Verzögerungen in der Ausrollung bereits angekündigt wurden. Damit kommen auf diese Verteilernetzbetreiber in den kommenden Jahren aufgrund des vorgegebenen Zeitplans noch große Anstrengungen zu, um die geforderte Einführung von intelligenten Messgeräten in einem vertretbaren Zeitraum und letztlich für alle Kundinnen und Kunden zufriedenstellend abwickeln zu können.

# RAHMENBEDINGUNGEN



## Rechtlicher Rahmen

Der Grundstein für die europaweite Einführung von intelligenten Messgeräten wurde mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) gelegt. Damit wurde die Basis für die aktive Beteiligung der Verbraucherinnen und Verbraucher am Strommarkt geschaffen. Die Weiterentwicklung des europäischen Rechtsrahmens im Jahr 2019 durch das Inkrafttreten des Clean Energy Packages und im Rahmen dessen der neuen Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (RL [EU] 2019/944) stärkt die Rolle von aktiven Konsumenten und fördert ihre Beteiligung entweder einzeln oder über Gemeinschaften (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgergemeinschaften) sowie Aggregatoren. Hier wurden unter anderem detailliertere Vorgaben betreffend der neuen Marktrollen sowie der Datenverwaltung und des diskriminierungsfreien Zugangs zu Endverbraucherdaten festgelegt. Aufgrund der Monitoringberichte zum Stand der Einführung von Smart Metern in der Union wurde beschlossen, die Frist für die Ausstattung von mindestens 80% der Endkundinnen und -kunden für jene Mitgliedstaaten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der systematischen Einführung intelligenter Messsysteme begonnen haben, bis 2024 zu verlängern.

Die Umsetzung der Unionsvorgaben in nationales Recht betreffend intelligente Messsysteme erfolgte in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), das zuerst im Jahr 2013 und nochmals im Jahr 2017 novelliert wurde. Im Gesetz sind u.a. die Pflichten der Vertei-

lernetzbetreiber gegenüber Endverbraucherinnen und -verbrauchern bezüglich Speicherung, Auslesung und Übermittlung ihrer Messdaten sowie gegenüber Lieferanten im Rahmen des Datenaustausches festgelegt. In der Novelle 2017 wurden erstmals die Regelungen für die gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen getroffen.

Das Gesetz enthält auch eine Verordnungsermächtigung des zuständigen Ministeriums, mit welcher die Einführung von intelligenten Messgeräten näher geregelt werden kann. Die im Jahr 2012 erstellte Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) wurde zuletzt im Jahr 2017 novelliert, wobei die Frist für die Zielerreichung verlängert wurde. Somit müssen bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein. In dieser Verordnung wurden auch umfangreiche Berichts- und Monitoringpflichten für die Verteilernetzbetreiber bzw. die Regulierungsbehörde festgelegt. Dementsprechend sind die Verteilernetzbetreiber verpflichtet, bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortschritt der Installation, ihre aktuellen Ausrollungspläne, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz sowie zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an das BMWFJ (nunmehr: BMK) sowie die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Die E-Control ist verpflichtet, auf Basis dieser Berichte einen zusammenfassenden Fortschrittsbericht jährlich zu veröffentlichen.

Zwei weitere Verordnungsermächtigungen wurden der E-Control zugeteilt: Eine Verordnung legt die Anforderungen an die intelligenten Messsysteme fest (IMA-VO 2011), die andere regelt die Bereitstellung der Verbrauchsinformation (DAVID-VO 2012).

Zusätzlich zu dem angeführten Gesetz und den Verordnungen werden weitere technische Details in den Sonstigen Marktregeln definiert: Die unterschiedlichen Zählerkonfigurationen (Kapitel 1), Rahmenbedingungen für die Erarbeitung Technischer Dokumenta-

tionen (Kapitel 5) und Informationsübermittlung von Verteilernetzbetreibern und anderen Marktteilnehmern sowie Grundsätze des 1. und des 2. Clearings (Kapitel 10).

Die Erhebung von Messdaten durch ein intelligentes Messgerät unterliegt wie jede andere Datenanwendung den Rechtsvorschriften des Datenschutzgesetzes (DSG) sowie der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO). Diese enthalten Regelungen über den Schutz personenbezogener Daten und die Zulässigkeit von deren Verwendung.

## Europäische Standardisierungsinitiative

Mit dem Inkrafttreten der Richtlinie hatte die Europäische Kommission einen Normungsauftrag, das Mandat M/411 für Smart Meter, an die Standardisierungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI erteilt. Dafür wurde die Smart Meters Co-ordination Group (SM-CG) gegründet mit dem Ziel, einen gemeinsamen Kommunikationsstandard zu definieren. Um die Entwicklung von Soft- und Hardwarearchitekturen sowie die Entwicklung der zugehörigen Standards zu unterstützen, wurde in der ersten Phase ein Technischer Bericht erstellt. Die zweite Phase des Mandates konzentrierte sich auf die Entwicklung eines Europäischen Standards, der die Interoperabilität von Smart Metern für Strom, Gas, Wärme und Wasser in einer offenen Architektur gewährleisten soll. Diese Phase wurde mit dem Zusammenfassungsbericht im Jahr 2012 abgeschlossen.

Weitere Standardisierungsinitiativen und Untersuchungen werden im Rahmen der von der EU-Kommission gegründeten Smart Grids Task Force (SGTF) sowie der für die Umsetzung des Smart Grids Mandates M/490 zuständigen Smart Grid Co-ordination Group (SG-CG) vorgenommen. Die SGTF besteht aus mehreren Experten-Gruppen (EG). Die EG 1, gegründet 2015, befasst sich mit Standards und Interoperabilität und erstellt die Leitlinien bezüglich Interoperabilität, Konnektivität und Funktionalität von Komponenten und Prozessen für die Bereitstellung von Dienstleistungen in Smart Grids. Im Jahr 2019 wurde der dritte Bericht der EG 1 unter dem Titel „Towards Interoperability within the EU for Electricity and Gas Data Access & Exchange“ veröffentlicht. Aktuell in der Ausarbeitung befindet sich der Bericht: „Data Interoperability – electricity and gas data access and exchange“.

# ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN VERTEILER- NETZBETREIBERN

Gemäß § 2 Abs 1 IME-VO gibt die Regulierungsbehörde die Form des Berichts, welcher von den Verteilernetzbetreibern bis zum 31. März jedes Kalenderjahres an das BMK sowie die Regulierungsbehörde übermittelt werden muss, vor.

Die Abfrage der Daten bei den Verteilernetzbetreibern wurde von der E-Control entsprechend der IME-VO durchgeführt. Dabei wurden die Daten wie in den Vorjahren über ein webbasiertes Tool abgefragt. Damit ergibt sich ein reduzierter Verwaltungsaufwand sowohl bei den meldepflichtigen Unternehmen als auch bei der Behörde.

Folgende Informationen wurden gemäß § 2 Abs 1 IME-VO erhoben:

- > Anzahl der Zählpunkte und der installierten intelligenten Messgeräte
- > Projektpläne und Einführungsszenarien
- > Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011
- > Aufbau des Smart-Meter-Systems, der Datenübertragung und der IT-Systeme

- > Kundeninformation gemäß DAVID-VO 2012
- > Datenschutz und Varianten der Zählerkonfiguration<sup>1</sup>
- > Netzsituation

Die Informationen zu den Kosten, die sich ausschließlich auf intelligente Messgeräte beziehen, wurden im Rahmen der Tarifprüfungen der Verteilernetzbetreiber erhoben.

Anfang des Jahres 2020 wurde die Online-Erhebung bei allen österreichischen Verteilernetzbetreibern durchgeführt; diese war bis 31.3.2020 abzuschließen. Im Zuge des Erhebungsprozesses ist es teilweise zu mehrmaligen Mahnungen und der Nachforderung von Detaildaten gekommen, vor allem verursacht durch die COVID-19-Krise. Dies hat maßgeblich zur Verzögerung der Veröffentlichung des gegenständlichen Berichts beigetragen.

Die Ergebnisse der Erhebung und darauf aufbauend weitere Analysen werden auf den Seiten 12 bis 32 im Detail dargestellt.

<sup>1</sup> Zählerkonfiguration bestimmt u.a. die Auslesungsintervalle von Daten: viertelstündlich, täglich oder jährlich

# FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN

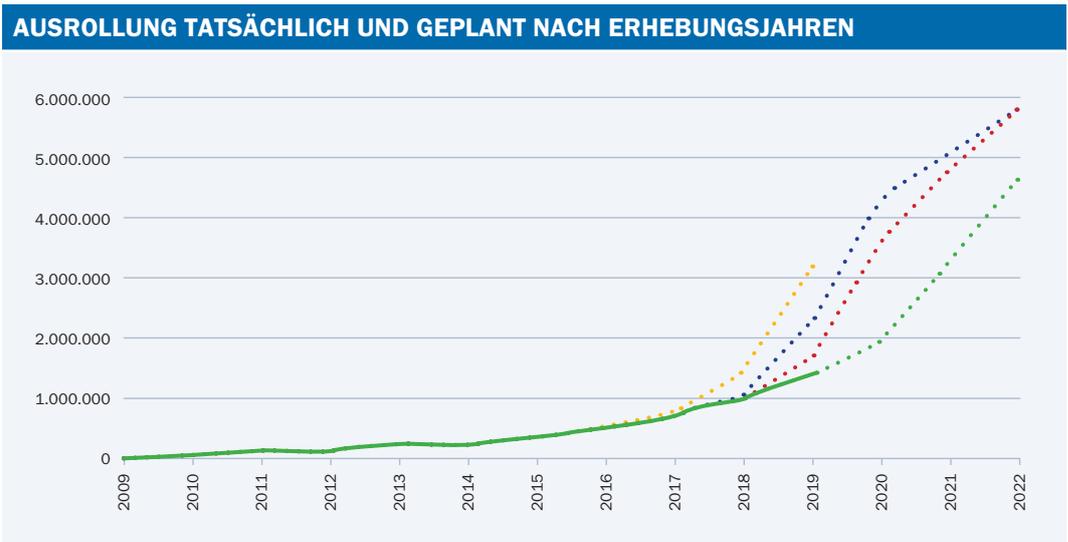
## Ausrollungsgrad, Projektpläne und Einführungsszenarien

Die Anzahl der installierten intelligenten Messgeräte, die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien wurden, wie bereits in den Vorjahren, bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern abgefragt und für diesen Bericht ausgewertet. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die ohnehin rechtlich durch die IME-VO vorgegebenen Eckpunkte. Der in dieser Verordnung vorgegebene Stufenplan bis 2022 bildet dabei den Rahmen, in dem die einzelnen Verteilernetzbetreiber ihre konkreten Projekte umzusetzen haben.

Die österreichweite Aggregation der einzelnen Einführungspläne zeigt allerdings ein von den Vorgaben der IME-VO stark abweichendes

Bild. In den diesjährig gemeldeten Daten ist erneut eine wesentliche Veränderung der Prognosen der geplanten Roll-out-Zahlen nach unten hin festzustellen. Während in den im Jahr 2016 erstellten Prognosen für Ende 2019 noch rund 3,3 Mio. Smart Meter angegeben wurden, sind im Jahr 2017 für Ende 2019 nur mehr rund 2,3 Mio. bzw. im Jahr 2018 für Ende 2019 rund 1,7 Mio. Smart Meter prognostiziert worden. In der aktuellen Erhebung wurden tatsächlich 1,4 Mio. Smart Meter für Ende 2019 als installiert angegeben (Abbildung 2).

Die von den Verteilernetzbetreibern nach unten revidierten Erwartungen hinsichtlich des Ausrollungsgrads der Smart Meter führen



**Abbildung 2**  
Anzahl der tatsächlich installierten und geplanten Smart Metern in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018 und 2019

Quelle: E-Control

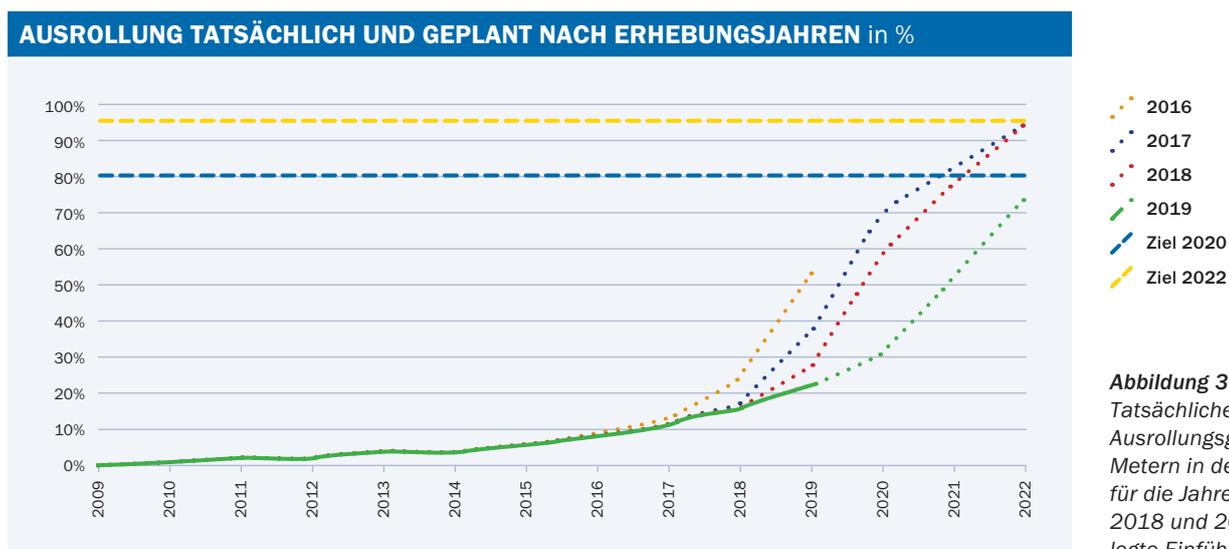
dazu, dass ein Ausrollungsgrad von zumindest 80% mit Ende 2020 bzw. mit 95% mit Ende 2022 weit verfehlt wird.

Vergleicht man die jeweiligen Pläne pro Jahr, so ist festzustellen, dass die Ausrollungsgrade in diesen einerseits in spätere Jahre verschoben und andererseits auch in ihrer Höhe angepasst wurden. Für Gesamtösterreich ergibt sich ein Zielerreichungsgrad von 31,3% für 2020, 52,7% für 2021 und 74,6% für 2022, dessen Verlauf in Abbildung 3 dargestellt ist.

Da in den bisherigen Auswertungen lediglich auf den österreichweiten Umsetzungsstand bezüglich der Smart-Meter-Einführung eingegangen wurde, werden in Abbildung 4 die unterschiedlichen Roll-out-Grade in den

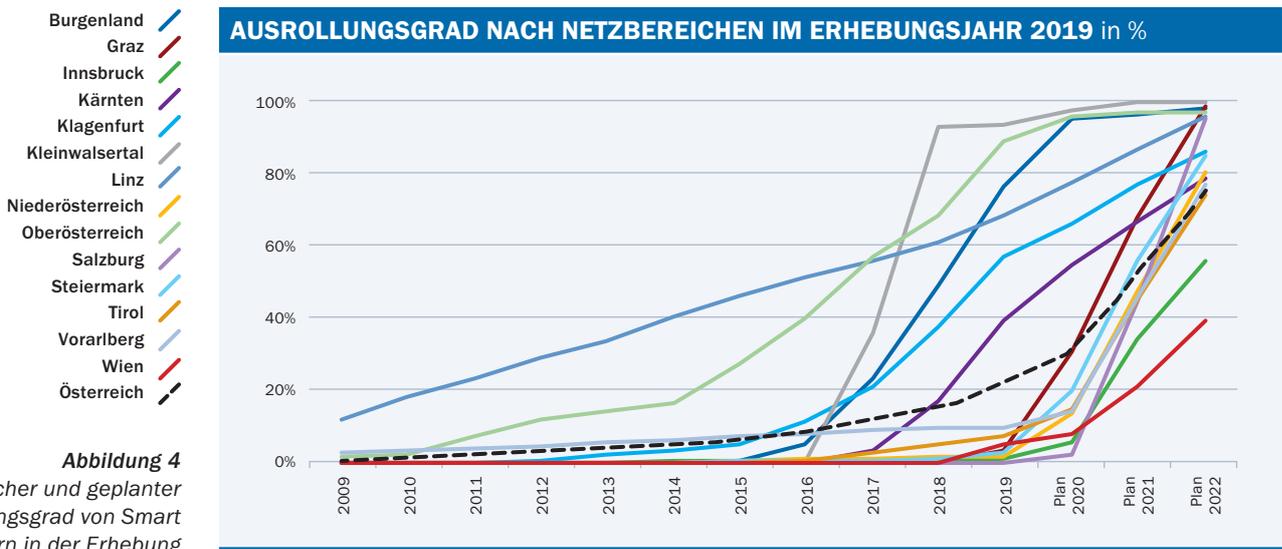
einzelnen Netzbereichen dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass in einzelnen Netzbereichen das Projekt der Smart-Meter-Einführung schon sehr weit fortgeschritten ist, während andere Netzbereiche noch erheblichen Aufholbedarf haben. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Ausrollungsquoten in der IME-VO je Verteilernetzbetreiber gelten. Eine detaillierte Aufstellung ist dem Anhang zu entnehmen.

Laut den erhobenen Daten werden insgesamt 95 von 119 Verteilernetzbetreibern das Ziel von 80% Ausrollung bis Ende 2020 nicht erreichen. 46 von 119 Verteilernetzbetreibern werden überdies das Ziel von 95% bis Ende 2022 verfehlen. Darüber hinaus ist bei mehr als 40 Verteilernetzbetreibern, die in ihren eingereichten Plänen eine rechtskonforme



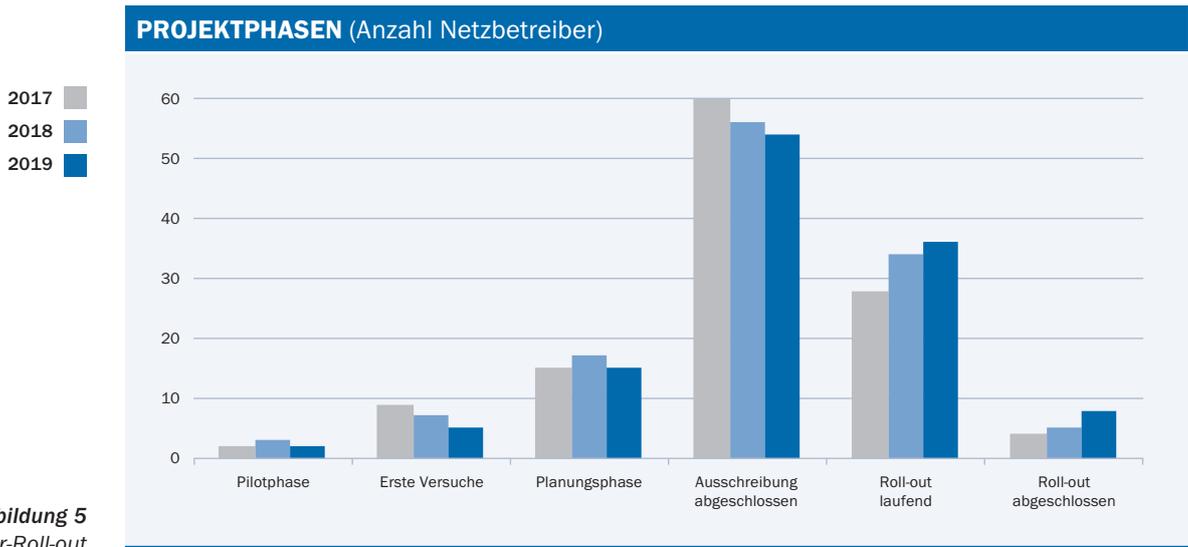
**Abbildung 3**  
Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018 und 2019 vs. festgelegte Einführungsgrade

Quelle: E-Control



**Abbildung 4**  
Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern in der Erhebung für das Jahr 2019

Quelle: E-Control



**Abbildung 5**  
Status Smart-Meter-Roll-out

Quelle: E-Control

Zielerreichung bis 2022 angegeben haben, diese als wenig realistisch einzuschätzen, da im Jahr 2019 noch gar nicht oder gerade erst mit dem Ausbau begonnen wurde oder die geplante Anzahl der jährlich zu installierenden Geräten hoch angesetzt wurde.

weitere 36 Verteilernetzbetreiber waren in der Roll-out-Phase und immerhin 54 Netzbetreiber haben das Vergabeverfahren abgeschlossen. Die restlichen 21 Verteilernetzbetreiber befanden sich erst in einer sehr frühen Phase der Smart-Meter-Einführung (Abbildung 5).

Bis Ende 2019 haben insgesamt acht Verteilernetzbetreiber den Roll-out abgeschlossen,

## Anzahl der umzustellenden Zählpunkte

Mit dem Erhebungsbogen wurden die insgesamt umzustellenden Zählpunkte auf Netzebene 6 und 7, mit dem Stand Ende 2019, abgefragt. Um etwas mehr als 7% hat sich die Anzahl der Zählpunkte auf der Netzebene 6

reduziert. Dagegen ist sie auf der Netzebene 7 leicht gestiegen (+1,1%), was in Summe eine geringfügige Zunahme der Zählpunkte insgesamt bedeutet.

ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE			
	Netzebene 6	Netzebene 7	Gesamt
Anzahl umzustellender Zählpunkte	24.034	6.220.951	6.244.985
Veränderung zum Vorjahr	-7,3%	+1,1%	+0,7%

**Tabelle 1**  
Übersicht Zählpunkte  
Netzebene 6 und 7, Stand  
Dezember 2019

Quelle: E-Control

## Anzahl der bereits installierten intelligenten Messgeräte

Eine der Hauptfragen innerhalb des Erhebungsbogens war die Anzahl der bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern bereits installierten intelligenten Messgeräte.

Von den insgesamt rund 6.244.985 potenziell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2019 1.386.755 mit einem intelligenten Messgerät

ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 22,2%.

Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern gemeldet, dass bereits 845.000 intelligente Messgeräte auf Lager gehalten bzw.

schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und geordneten intelligenten Messgeräten von 2.231.700 bzw. 35,7% (2018: 21,1%) (Tabelle 2).

<b>ANZAHL DER BEREITS INSTALLIERTEN INTELLIGENTEN MESSGERÄTE</b>			
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Gesamtzahl Zähler Österreich (Haushalt, Nicht-Haushalt)</b>	<b>6.148.094</b>	<b>6.199.303</b>	<b>6.244.985</b>
Anzahl Smart Meter installiert	728.477	953.302	1.386.755
in Prozent	11,8%	15,4%	22,2%
bereits auf Lager befindliche bzw. bestellte Smart Meter	555.324	357.481	844.948
<b>Gesamtzahl Smart Meter installiert + geordert</b>	<b>1.283.801</b>	<b>1.310.783</b>	<b>2.231.703</b>
in Prozent	20,9%	21,1%	35,7%

**Tabelle 2**  
Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand jeweils Dezember

Quelle: E-Control

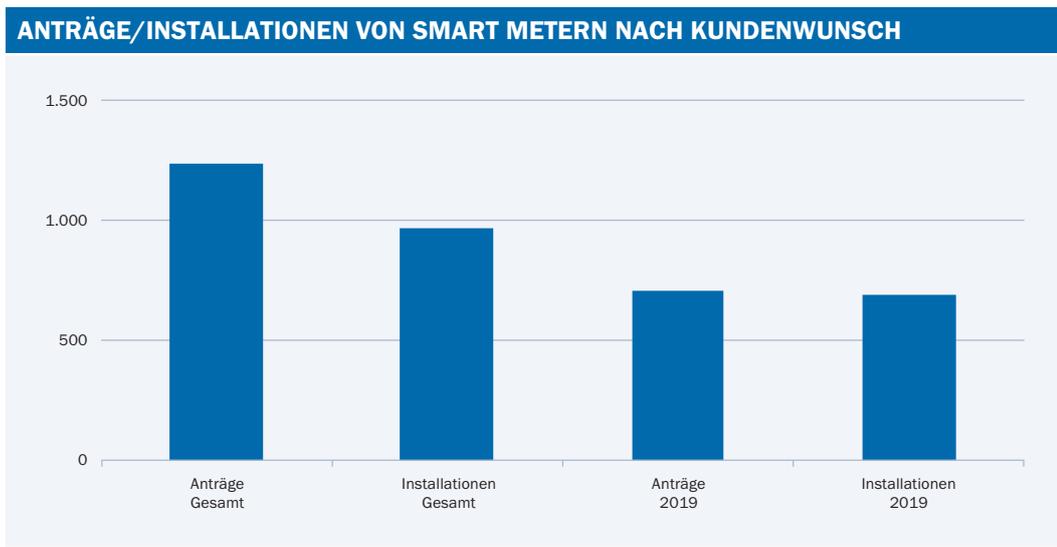
## Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch

Mit der IME-VO Novelle 2017 § 1 Abs 5 wurde festgelegt, dass der Verteilernetzbetreiber, ungeachtet des Projektplans, Endverbraucherinnen und -verbraucher auf Wunsch mit einem intelligenten Messgerät auszustatten hat. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, jedoch höchstens binnen sechs Monaten, zu erfolgen.

Mehr als die Hälfte aller bisher gestellten Anträge auf die Installation eines Smart Meters wurden im Jahr 2019 eingereicht (Abbildung 6). Die meisten Anträge sind in den Netzbereichen Wien (33%), gefolgt von Kärnten

(27%), Linz (21%) und Vorarlberg (10%) eingelangt. Bis jetzt wurde in 78% der Fälle dieser Wunsch erfüllt.

Bei den kleineren Verteilernetzbetreibern, mit weniger als 5.000 Zählpunkten, dauert es zwischen drei und 30 Tagen von der Antragsstellung bis zur Installation. Bei den meisten größeren Verteilernetzbetreibern dauert dies hingegen länger als 90 Tage. Dies gilt nicht für die Vorarlberger Energienetze GmbH und die Linz Netz GmbH, die im Durchschnitt dem Kundenwunsch nach einem Smart Meter innerhalb von 10 bis 20 Tagen nachkommen.



**Abbildung 6**  
Anzahl der Anträge und  
Installationen von Smart  
Metern nach Kundenwunsch

Quelle: E-Control

# ERFAHRUNGEN DER VERTEILERNETZ- BETREIBER

## Ankündigungsschreiben über den Smart-Meter-Einbau

Gemäß § 1 Abs 4 IME-VO haben die Verteilernetzbetreiber die Endverbraucherinnen und -verbraucher zeitnah über den Einbau eines intelligenten Messgerätes sowie die damit verbundenen Rahmenbedingungen zu informieren. Die Regulierungsbehörde regt in Bezug auf die jeweiligen Ankündigungsschreiben an, besonderes Augenmerk auf folgende Punkte zu legen:

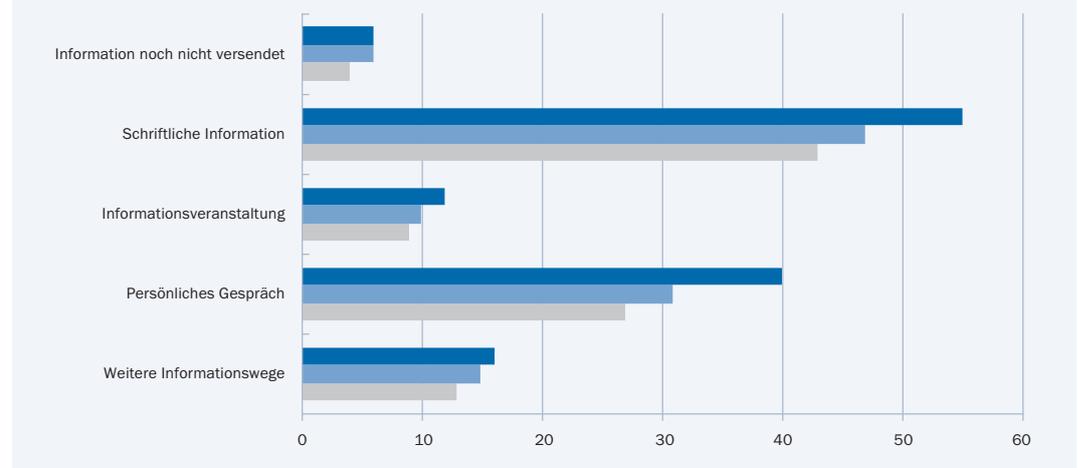
- > Generell: Überzeugungsarbeit und Kundenmarketing
- > Generell: Bereitstellung von Informationen, Handlungsoptionen und Konsequenzen
- > Darlegung der Vorteile von intelligenten Messgeräten

- > Erläuterung von Begriffen, wie z.B. „Energieeffizienz“, „Web-Portal“ etc.
- > Eingehen auf das Thema Datensicherheit
- > Erläuterung für Doppeltarifkunden<sup>2</sup>, dies wäre zudem eine Chance zur Argumentation und Darlegung der Vorteile von zeitabhängigen Tarifen
- > Aufklärung über Rechte, wie z.B. über die Opt-out-Möglichkeit

Die erhobenen Daten zeigen, dass die Informationsintensität in den letzten drei Jahren zugenommen hat. Lediglich sechs Verteilernetzbetreiber haben ihre Kundinnen und Kunden noch gar nicht über die Einführung der Smart Meter informiert. Am häufigsten

### INFORMATIONSWEGE VON NETZBETREIBERN AN KUNDEN

2019 ■  
2018 ■  
2017 ■



**Abbildung 7**  
Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kundinnen und Kunden

Quelle: E-Control

<sup>2</sup> Vgl. dazu § 84a Abs 4 EIWOG

werden die Kundinnen und Kunden schriftlich informiert (Abbildung 7).

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, im Zuge der Aussendung der Ankündigungsschreiben auch die entsprechenden Informations-Flyer

der E-Control betreffend Smart Meter beizulegen. Falls diesbezüglich Interesse seitens der Verteilernetzbetreiber besteht, ist lediglich mit der E-Control Kontakt aufzunehmen und der Druck direkt durch den Verteilernetzbetreiber zu beauftragen.

## Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011

Hier wurde bei den Verteilernetzbetreibern abgefragt, inwieweit die bei ihnen schon frühzeitig vorhandenen intelligenten Messgeräte bereits die Ende 2011 von der E-Control erlassenen Mindestanforderungen gemäß IMA-VO 2011 erfüllen können.

Von jenen Verteilernetzbetreibern, die konkrete Projekte gemeldet haben, gaben insgesamt sieben Unternehmen an, dass sie intelligente Messgeräte im Einsatz haben, welche nicht alle Anforderungen der IMA-VO 2011

erfüllen können. Dies sei einerseits auf Bestellchargen vor Einführung der IMA-VO 2011, andererseits vor allem auf Abweichungen bezüglich Durchführung von Firmware-Updates, Speichertiefe und Multi-Utility-Schnittstellen zurückzuführen. Insgesamt handelt es sich um 350.000 Zähler, also um einen Viertel aller installierten Smart Meter. Im Vergleich zum Vorjahr sind es um mehr als 5% installierte Geräte, die nicht alle Anforderungen der IMA-VO 2011 entsprechen.

## Aufbau des Smart-Meter-Systems

Auf Basis des technischen Berichtes der SM-CG (Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen<sup>3</sup>) stellt sich die Kommunikationsinfrastruktur wie in der Abbildung 8 wiedergegeben dar.

Im aktuellen Monitoring wurde im Zuge der Datenabfrage auch auf dieses Referenzmo-

dell Bezug genommen. Zur Erläuterung der in obiger Grafik verwendeten Abkürzungen wird auf das Ursprungsdokument<sup>4</sup> verwiesen.

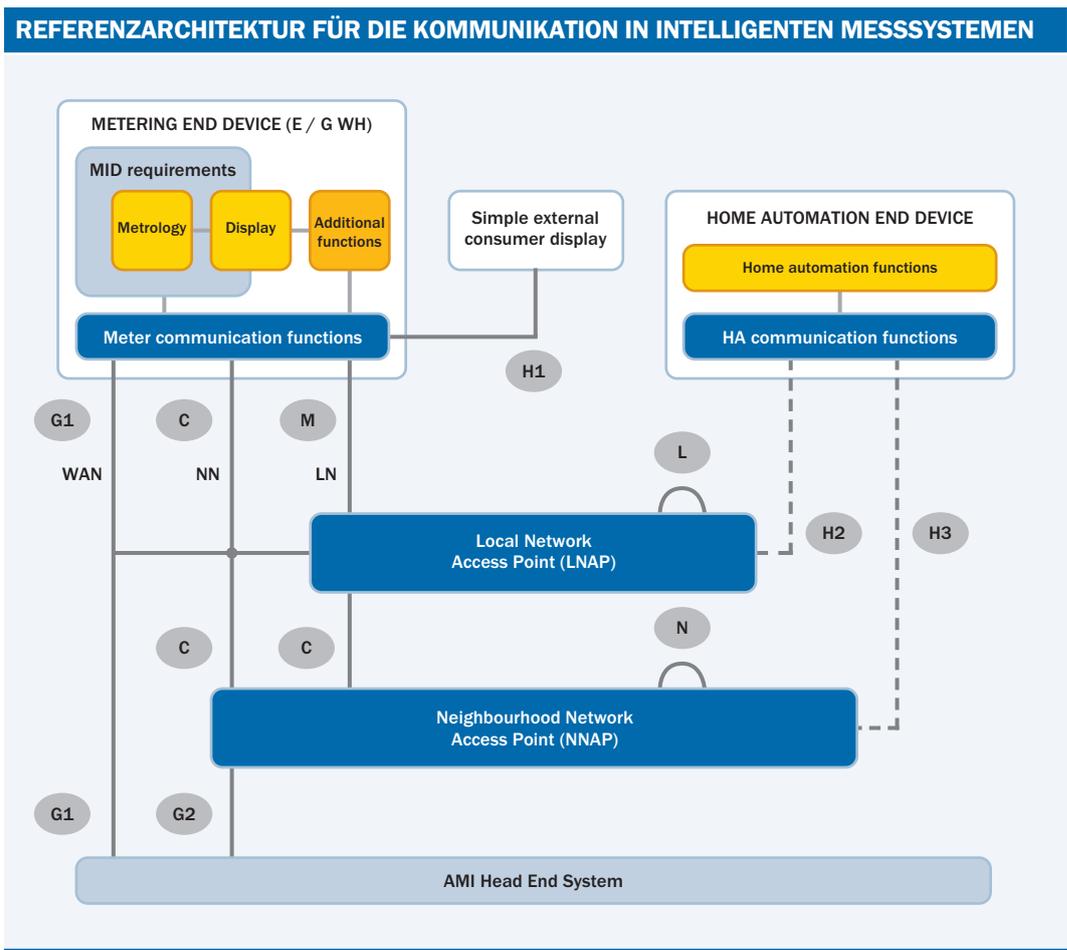
Die Schnittstelle H1 repräsentiert somit in der österreichischen Variante die Kundenschnittstelle, festgelegt in der IMA-VO § 3 Z 6. Insgesamt 36 Unternehmen haben die Standards

<sup>3</sup> <ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

<sup>4</sup> <ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

und Spezifikationen von den vorhandenen Schnittstellen auf den installierten Messgeräten angeführt. Dabei werden unterschiedliche Technologien, Protokolle und Standards verwendet, wie z.B. drahtlose Kommunikation mit Wi-Fi oder Zigbee-Standards, drahtgebundene M-Bus-Schnittstellen auf Basis der

DLSM/COSEM-Standards, optische Schnittstellen und Infrarotschnittstellen. Laut Angaben von Oesterreichs Energie wird aktuell an einer brancheneinheitlichen Lösung gearbeitet (siehe Seite 51). Diese Initiative wird von der E-Control begrüßt, da, wie aus der Erhebung ersichtlich ist, sehr unterschiedliche



**Abbildung 8**  
Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen

Quelle: SM-CG

Technologien und Spezifikationen derzeit verwendet werden, sodass für die Kundinnen und Kunden sowie Dienstleister die Anbindung dieser Schnittstellen in ihre Systeme sehr aufwendig ist. Durch einen einheitlichen österreichischen Zugang zu feinaufgelösten Daten in Echtzeit wird ein wichtiger Beitrag für die Nutzung dieser Daten geleistet.

Die in Österreich geforderte Multi-Utility-Schnittstelle spiegelt sich in obiger Grafik allerdings nicht explizit wider, da diese inner-

halb des Kastens oben links (Metering End Device) die Kommunikation z.B. zwischen Gas-, Wasser-, Heizungs- und Elektrizitätszähler repräsentieren würde. Der Elektrizitätszähler würde somit als führendes System mit den „meter communication functions“ ausgestattet sein, die anderen Spartenzähler würden über die Multi-Utility-Schnittstelle kommunizieren. Diese Schnittstelle wird von den meisten Unternehmen nicht angeboten bzw. ist nicht vorhanden.

## Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

Bei der Betrachtung des verwendeten Datenübertragungsweges sind prinzipiell folgende Systeme zu unterscheiden:

- a) Indirekte Datenübertragung vom Zähler zum Verteilernetzbetreiber über einen Datenkonzentrator<sup>5</sup>
- b) Direkte Datenübertragung vom Zähler zum Verteilernetzbetreiber (z.B. über öffentliche Mobilfunknetze)
- c) Datenübertragung von Zähler zu Zähler (wird in der Kombination mit a) oder b) verwendet)

Bei der indirekten Datenübertragung (a) übernimmt ein sogenannter Datenkonzentrator die Sammlung, Bündelung und Weitergabe der gemessenen Werte einer gewissen Anzahl von an ihn angeschlossenen Zählern an das zentrale IT-System des Verteilernetzbetreibers.

Der Datenkonzentrator steht üblicherweise in der örtlichen Trafostation und kann die Daten von bis zu 300 Zählern an den Verteilernetzbetreiber weitergeben. Die Anzahl der angeschlossenen Zähler ist sehr stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten.

Als verwendete Kommunikationstechnologie kommt bei diesem Systemaufbau zumeist eine sogenannte Powerline-Kommunikation (PLC) für die Übermittlung der Daten vom Zähler zum Datenkonzentrator zum Einsatz. Diese Technologie ermöglicht es, die bereits vorhandenen Stromleitungen in der Anlage zur Weiterleitung der vom Zähler erfassten Daten zu verwenden und erspart daher den Aufbau einer separaten Kommunikationsinfrastruktur in der betroffenen Kundenanlage bis hin zum Datenkonzentrator (in der Regel die nächstliegende Trafostation).

<sup>5</sup> Ein Datenkonzentrator überwacht alle an ihn angeschlossenen Zähler und kommuniziert mit dem IT-System des Betreibers. Der Datenkonzentrator bündelt die Daten der angeschlossenen Zähler und gibt diese weiter. Dadurch lässt sich in vielen Fällen eine Reduktion bzw. Vereinfachung des Datentransfers erreichen.

Die Form der direkten Datenübertragung (b) wird oftmals in Gebieten verwendet, in denen aufgrund von technischen Limitierungen (Entfernung zur nächsten Trafostation, wenige Zähler in einem weitläufigen Gebiet) eine PLC-Übertragung nicht wirtschaftlich machbar ist oder noch keine gut ausgebaute Kommunikationsinfrastruktur beim Verteilernetzbetreiber besteht. Bei der direkten Datenübertragung vom Zähler in das IT-System des Verteilernetzbetreibers besitzt der Zähler selbst ein integriertes Modul zur Kommunikation mit einer (zumeist öffentlichen) Kommunikationsinfrastruktur. Dieses Modul kann sich dabei sowohl im Zähler selbst als auch außerhalb des Zählers (z.B. in einem Gateway) befinden. Der Zähler gibt in der Folge alle gemessenen Werte direkt an die Kommunikationsinfrastruktur des IT-Systems weiter. In aller Regel basieren solche Systeme auf der Verwendung einer bereits bestehenden Mobilfunkinfrastruktur (z.B. GPRS, RF Meshed [450Mhz] Technologie etc.).

Die Meshed Radio Technologie (c) hat den Vorteil, keine bzw. nur geringe zusätzliche Infrastruktur zum Kommunikationsnetzaufbau zu benötigen, da die Zähler selbst das Netzwerk aufbauen, eine sehr gute Netzabdeckung erreicht werden kann sowie eine hohe Redundanz zu erzielen ist. Vermaschte Netze, welche auf der Meshed Radio Technologie basieren, sind selbstheilend und dadurch sehr zuverlässig. Wenn ein Knoten oder eine Verbindung blockiert ist oder ausfällt, kann sich das Netz darum herum neu aufbauen. Die Daten werden umgeleitet und das Netzwerk ist nach wie vor voll betriebsfähig.

Man kann also erkennen, dass bei der Übertragung der Daten von den Unternehmen sehr unterschiedliche Ansatzpunkte, abhängig von technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten, gewählt werden können. Die Abkürzungen in den nächsten Abbildungen werden wie folgt erläutert:

- CDMA** Code Division Multiple Access
- EDGE** Enhanced Data Rates for GSM Evolution
- GPRS** General Packet Radio Service
- GSM** Global System for Mobile Communications
- HSDPA** High Speed Downlink Packet Access
- Internal** Firmeninternes Kommunikationsnetz
- LAN** Local Area Network
- LORA** Long Range (Wide Area)
- LTE** Long Term Evolution (kurz LTE, auch 3.9G) bzw. LTE-Advanced bzw. 4G
- PLC** Powerline Communication
- PSTN** Public Switched Telephone Network
- RF Mesh** Wireless M-Bus[1]
- RMT** Radio Mesh Technology
- UMTS** Universal Mobile Telecommunications System

In § 1 Abs 1 IME-VO findet sich die Formulierung, dass beim Roll-out „eine leitungsgebundene Übertragung in Betracht zu ziehen ist“. Diese allgemeine Formulierung lässt jedoch noch keine rechtsverbindliche Aussage über die Art der Übertragung zu, wohl aber eine Präferenz des Ordnungsgebers. Somit obliegt wohl dem Verteilernetzbetreiber im Rah-

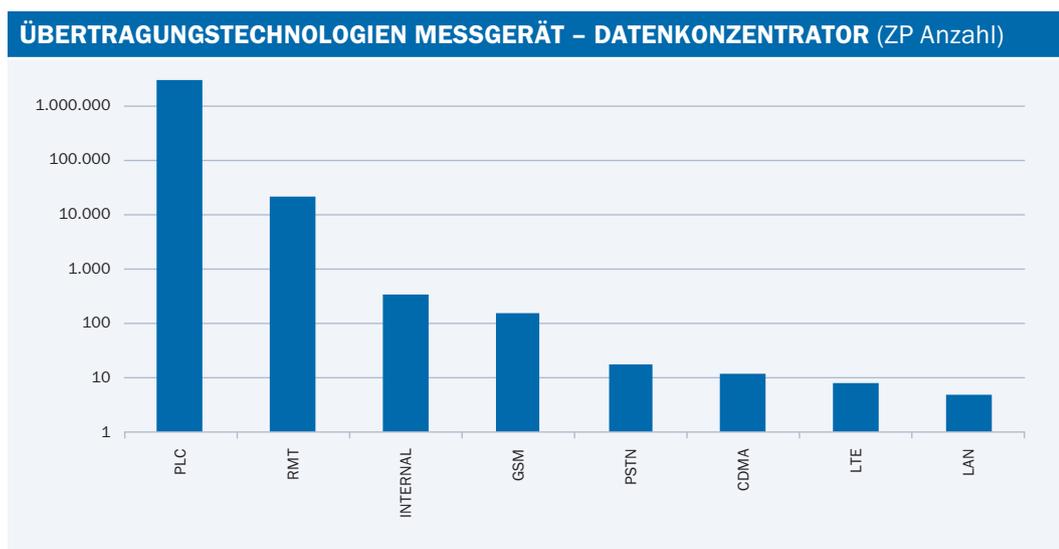
men der wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten die Wahl der geeigneten Übertragung weitgehend selbst.

In diesem Punkt wurde abgefragt, wie der technologische Aufbau der einzelnen Systeme bei den Verteilernetzbetreibern aufgesetzt wurde. Abgefragt wurde dabei etwa, ob die Datenübertragung indirekt über einen sogenannten Datenkonzentrator oder direkt vom Zähler in das IT-System erfolgt. Zusätzlich wurde erhoben, welche Kommunikationstechnologie eingesetzt wird.

Auf Basis der gemeldeten Daten betreffend Verbindung zwischen den Zählern und Datenkonzentratoren, die rund 3,1 Mio. bereits installierte oder geplante Zähler umfassen, wird bei weniger als einem Prozent der Zähler eine

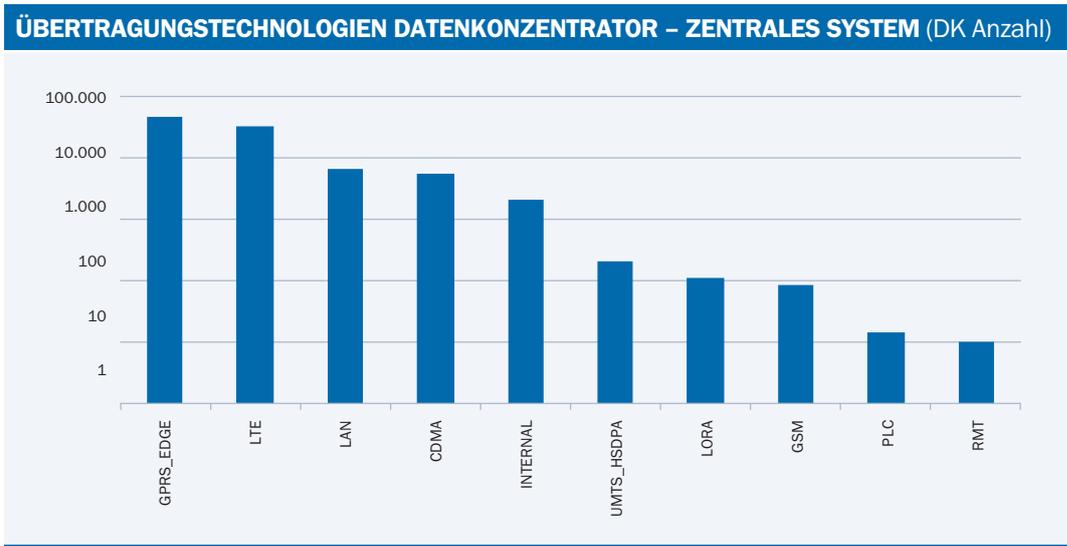
andere Übertragungstechnologie als PLC eingesetzt. Alternativ kommt vor allem die Radio Mesh Technologie zum Einsatz. Diese wird von den kleineren Verteilernetzbetreibern in Oberösterreich, Tirol, der Steiermark und Niederösterreich mit nicht mehr als 26.000 Zählpunkten nur für eine begrenzte Anzahl der Zähler verwendet. Um dennoch andere Kommunikationswege, die zahlenmäßig nicht annähernd so verbreitet wie die PLC-Technologie verwendet werden, grafisch darstellen zu können, wurde in der Abbildung 9 eine logarithmische y-Achse verwendet.

Vom Datenkonzentrator weg und hin zum IT-System des Verteilernetzbetreibers bestehen wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten. Bei den insgesamt 92.600 installierten oder geplanten Datenkonzentratoren



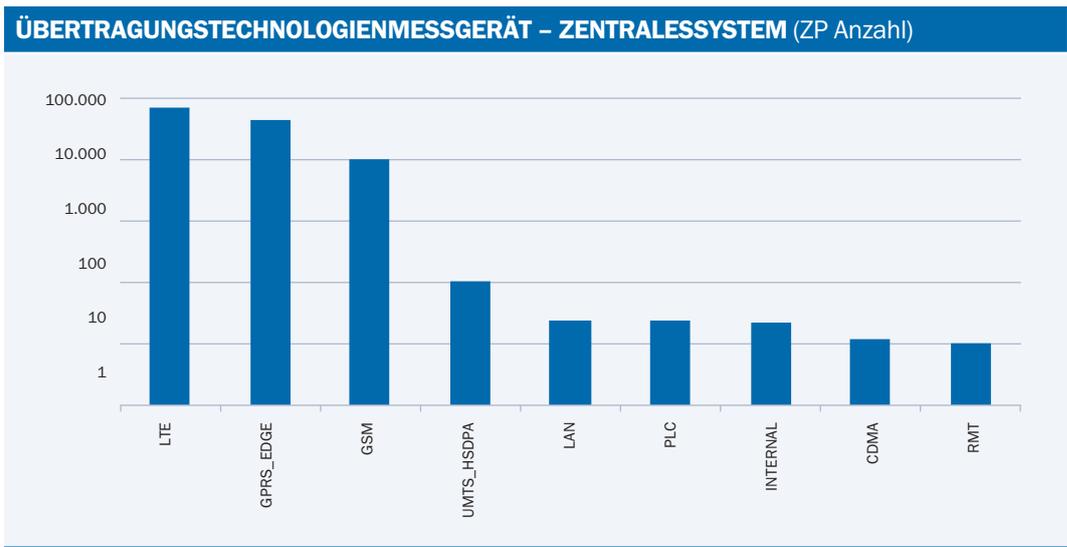
**Abbildung 9**  
Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und Datenkonzentratoren im Jahr 2019 (logarithmische y-Achse)

Quelle: E-Control



**Abbildung 10**  
Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Datenkonzentratoren und dem zentralen System (logarithmische y-Achse)

Quelle: E-Control



**Abbildung 11**  
Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und dem zentralen System (logarithmische y-Achse)

Quelle: E-Control

tratoren werden in mehr als 90% der Fälle öffentliche Kommunikationsnetze (z.B. Mobilfunk) für die Datenübertragung an das zentrale System verwendet. Weit seltener werden eigene Infrastrukturen (z.B. PLC, Radio Mesh Technologie und dgl.) eingesetzt, dies sowohl bei den größeren als auch kleineren Verteilernetzbetreibern (Abbildung 10).

Für insgesamt 130.000 intelligente Zähler (d.s. 4% der installierten und geplanten Zähler) wurde eine direkte Datenübertragung mit fast ausschließlich Mobilfunktechnologie gewählt (Abbildung 11).

## Anpassungen der IT-Systeme

Eine wichtige Fragestellung war auch, inwieweit eine Anpassung der bereits bestehenden IT-Systemkomponenten im Netzbereich geplant ist bzw. bereits vorgenommen wurde. Die Ergebnisse, dargestellt in der Tabelle 3 zeigen, dass die meisten Anpassungen in den Bereichen der Meter Data Management Systeme (MDMS) und Verrechnungssysteme geplant oder durchgeführt werden, aber auch in den anderen Bereichen nötig sind.

Zusätzlich wurden weitere Anpassungen in den Bereichen Zählerkommunikationssysteme („Head End Systeme“), Mobility-Managementsysteme, Workforce Management Systeme (WFMS), PKI-Systeme, Monitoring-Systeme, Geographische Informationssysteme (GIS), Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation, Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsproblemen angeführt.

ANPASSUNGEN IM RAHMEN DES SMART METER ROLL-OUTS	
Bereich	Anpassungen durchgeführt oder geplant (Verteilernetzbetreiberanteil)
Meter Data Management Systeme (MDMS) <sup>6</sup>	61%
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement <sup>7</sup>	46%
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	62%
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	43%
Netzleitsysteme <sup>8</sup>	34%

**Tabelle 3**  
Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart-Meter-Roll-outs

Quelle: E-Control

<sup>6</sup> Zentrales System zur Verwaltung von Messdaten, in erster Linie für intelligente Messgeräte. Es stellt ein Bindeglied zwischen der Prozessverarbeitung der Messdaten und dem allgemeinen IT-System des Netzbetreibers dar. MDMS...Meter Data Management System

<sup>7</sup> CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

<sup>8</sup> Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes

## Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen

Die Frage, ob die gemeinsame Nutzung verschiedener IT-Komponenten (MDM etc.) und Kommunikationsinfrastrukturen mit anderen Verteilernetzbetreibern bzw. Unternehmen geplant ist, wurde von den Unternehmen zum großen Teil mit „ja“, beantwortet. Kleineren Verteilernetzbetreibern wird der Betrieb eines Smart-Metering-Systems durchaus auch von den größeren Unternehmen angeboten bzw. von den Service-Unternehmen, die auch bisher schon kleinere Unternehmen im Bereich Rechnungslegung, Zählerablesung, Rechenzentrumsdienste etc. unterstützt haben. Hervorzuheben sind auch Multi-Utility-Ansätze (z.B. Wiener Netze GmbH, Salzburg Netz GmbH) mancher Unternehmen, die bei den Kundenanlagen sowohl z.B. Gas-, Wärme- als auch Wasserzähler entsprechend dem europäischen Standard aus Mandat 441 über eine M-Bus-Schnittstelle mitintegrieren (bzw. konzeptionell mitberücksichtigen) und daher Synergieeffekte nachhaltig in einem Gesamtsystem ausnutzen wollen. Dies erfordert allerdings eine weitsichtige Herangehensweise und Miteinbeziehung dieser Anforderungen bei der Planung, Beschaffung und dem Aufbau des Gesamtsystems.

Im Beschaffungsbereich wurden Gemeinschaften gebildet, wie die Initiativen im Süden Österreichs, bestehend aus der Energie-netze Steiermark GmbH, der Feistritzwerke Steweag GmbH, der Energy Services Handels- und Dienstleistungs-GmbH sowie der Strom-netz Graz GmbH & Co KG. Eine gemeinsame Beschaffung der Zählerinfrastruktur, der Montagedienstleistungen sowie eines MDMS soll hier Synergien heben.

Im Westen Österreichs erfolgte ebenfalls eine Kooperationsinitiative bestehend aus Salzburg Netz GmbH, Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft, TINETZ-Stromnetz Tirol AG und der Vorarlberger Energienetze GmbH. Auch die Mitgliedsunternehmen<sup>9</sup> der Energie West GmbH können an dieser Kooperation teilnehmen.

Des Weiteren erwähnt sei auch die Smart Utility Plattform Austria (SUPA)<sup>10</sup>, die von etwa 20 kleineren Verteilernetzbetreibern genutzt wird.

Zahlreiche kleinere Verteilernetzbetreiber haben gemeldet, dass sie sich dem Roll-out des jeweiligen überlagerten Verteilernetzbetreibers anschließen werden.

<sup>9</sup> <http://www.energiwest.at/mitglieder.php>

<sup>10</sup> [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20160824\\_OTS0135/kamstrup-ist-bestbieter-fuer-smart-metering-bild](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20160824_OTS0135/kamstrup-ist-bestbieter-fuer-smart-metering-bild)

## Information auf Web-Portalen

Die Grundlage für die Aufbereitung der Daten auf Web-Portalen der Verteilernetzbetreiber bildet die DAVID-VO 2012. Im Rahmen der Erhebung wurden daher auch die Informationen über die bestehenden Web-Portale und den Erfüllungsgrad der Mindestanforderungen abgefragt. Einige Verteilernetzbetreiber haben außerdem zusätzliche Informationen über ihre Web-Portale in Form von Screenshots, Beschreibungen und Powerpoint-Präsentationen zur Verfügung gestellt. In zwei Fällen wurde ein direkter Zugriff auf die jeweiligen Web-Portale durch einen Testzugang angegeben.

Ein Großteil der Verteilernetzbetreiber (88%) stellt seinen Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, ihre Verbrauchsdaten mittels einer kundenfreundlichen Website zur Verfügung. Weiters entsprechen die Websites in ihrer sicherheitstechnischen Ausgestaltung dem Stand der Technik und insbesondere in Bezug auf die Zugriffsrechte den datenschutzrechtlichen Bestimmungen. Mehr als drei Viertel der Websites sind laut Unternehmensangaben neutral gestaltet und enthalten keinen Hinweis auf den Lieferanten der Endverbraucherin bzw. des Endverbrauchers.

Auch hinsichtlich der Darstellung der Verbrauchsdaten (in kWh) und Lastkurven (in kW) schneiden die Web-Portale bei mehr als

90% der Verteilernetzbetreiber sehr gut ab. Die Werte sind in der kleinstverfügbaren Zeiteinheit sowie in verschiedenen zeitlichen Granulierungen abrufbar. Die Viertelstundenwerte sind innerhalb der 12 Stunden nach der Erfassung auf den Web-Portalen verfügbar. Die historischen Darstellungen bis zu drei Jahren in der Vergangenheit sind ebenfalls abrufbar. Hinweise auf die Energieberatungsstellen und auf die Website der E-Control sind bei 78% der Verteilernetzbetreiber zu finden.

Bei nur 36% Verteilernetzbetreibern sind auf den Web-Portalen die Kennzahlen auf Basis der allgemeinen und individuell gestaltbaren Indikatoren (z.B. kWh/Person, kWh/m<sup>2</sup>) zu finden. Etwas mehr Verteilernetzbetreiber (41%) bieten auch Vergleichsmöglichkeiten von ausgewählten Indikatoren an. Bei nur 7% der Verteilernetzbetreiber werden auf den Websites Dienstleistungen, die über die Anforderungen der DAVID-VO hinausgehen, wie z.B. Informationen via SMS-Service, Smartgeräte-Apps und dgl. angeboten.

Downloadfähige Datenformate für Kundinnen und Kunden sind ebenfalls zur Verfügung zu stellen, wobei hier ein standardisiertes Format wünschenswert wäre. Die E-Control wird sich für die Vereinheitlichung von solchen Datenformaten auf Web-Portalen der Verteilernetzbetreiber einsetzen.

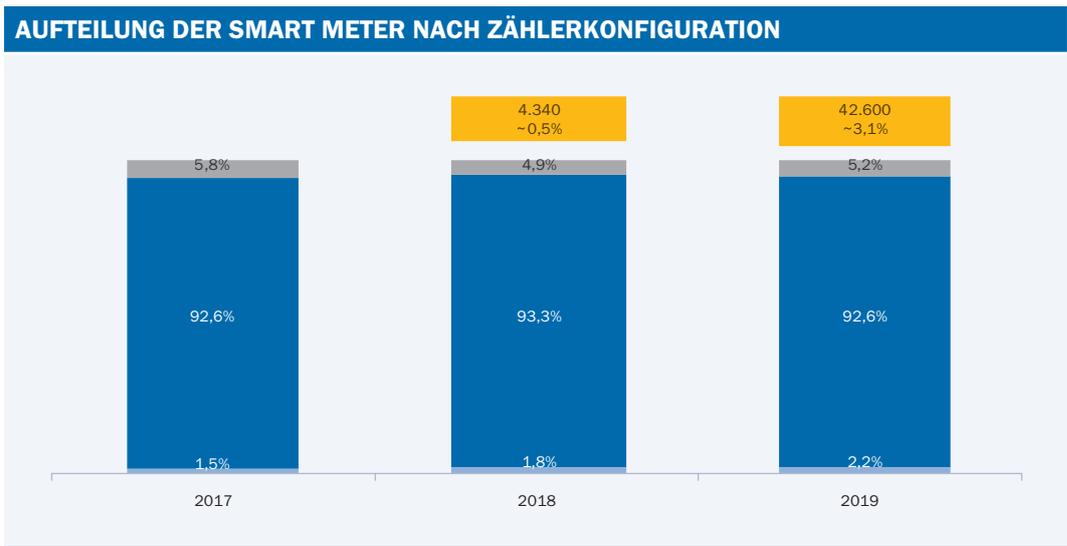
## Datenschutz und Konfigurationsvarianten von Smart Metern

Bei den Verteilernetzbetreibern wurde auch erhoben, inwieweit sie die vielfältigen datenschutzrechtlichen Vorgaben im Rahmen ihrer Projekte bereits berücksichtigt haben. Ziel war hierbei festzustellen, ob und in welcher Form schon Kundeninformationen über die datenschutzrechtlichen Aspekte bei der Installation von intelligenten Messgeräten existieren. Im gegenständlichen Monitoringbericht wurden auch Informationen im Zusammenhang mit der Auslesung von Viertelstundenwerten sowie die Inanspruchnahme der Opt-in- und Opt-out-Möglichkeit erhoben.

Der Großteil der Kundinnen und Kunden belässt das intelligente Messgerät in der Standardkonfiguration, in Abbildung 12 als „IMS

(Standard)“ bezeichnet, d.h., sie wählen weder Opt-in noch Opt-out. Im Jahr 2019 wurden rund 1.289.000 Kundinnen und Kunden mit einem IMS-Zähler ausgestattet, der lediglich 1x täglich im Nachhinein den Tagesverbrauch an den Verteilernetzbetreiber übermittelt. Dieser wird in weiterer Folge im Web-Portal des Verteilernetzbetreibers spätestens am Folgetag angezeigt.

Aus den Daten der Erhebung ist ersichtlich, dass sich die Kundinnen und Kunden bei insgesamt rund 71.900 installierten Smart Metern, d.s. 5,2% aller Zähler (2018: 4,9%), für eine Auslesung und Übertragung von Viertelstundenwerten an den Verteilernetzbetreiber und somit für eine Opt-in-Variante gegenüber



**Abbildung 12**  
Aufteilung der installierten Smart Meter nach der Zählerkonfiguration: DZ (Opt-out), IMS, IME (Opt-in VNB), IME (Opt-in LN)

Quelle: E-Control

dem Verteilernetzbetreiber entschieden haben (in Abbildung 11 als „IME (Opt-in VNB)“ Variante bezeichnet). Sie können also das Web-Portal des Verteilernetzbetreibers für eigene Monitoring- und Analysezwecke verwenden. Von diesen Kundinnen und Kunden haben sich bis Ende 2019 rund 60% (42.600 Zählpunkte; 2018: 4.332) für eine zusätzliche Opt-in-Variante gegenüber dem Lieferanten entschieden (in Abbildung 12 als „IME (Opt-in LN)“ Variante bezeichnet). Das bedeutet, sie können von den weiteren Vorteilen beim Lieferanten im Zusammenhang mit dem Clearing mit den Viertelstundenwerten profitieren.

Lediglich rund 31.300 Kundinnen und Kunden (2,2%; 2018: 1,8%) haben von der Opt-out-Möglichkeit Gebrauch gemacht. Diesen Kundinnen und Kunden wurde ein digitaler Zähler (DZ) im Sinne des § 1 Abs 6 IME-VO installiert.

Des Weiteren wurde abgefragt, inwieweit optische bzw. technische Unterscheidungsmerkmale vorgesehen wurden, die im Falle der Verwendung von ähnlicher Zählerhardware zwischen Opt-out-Geräten und Smart Meter zur Anwendung gelangen.

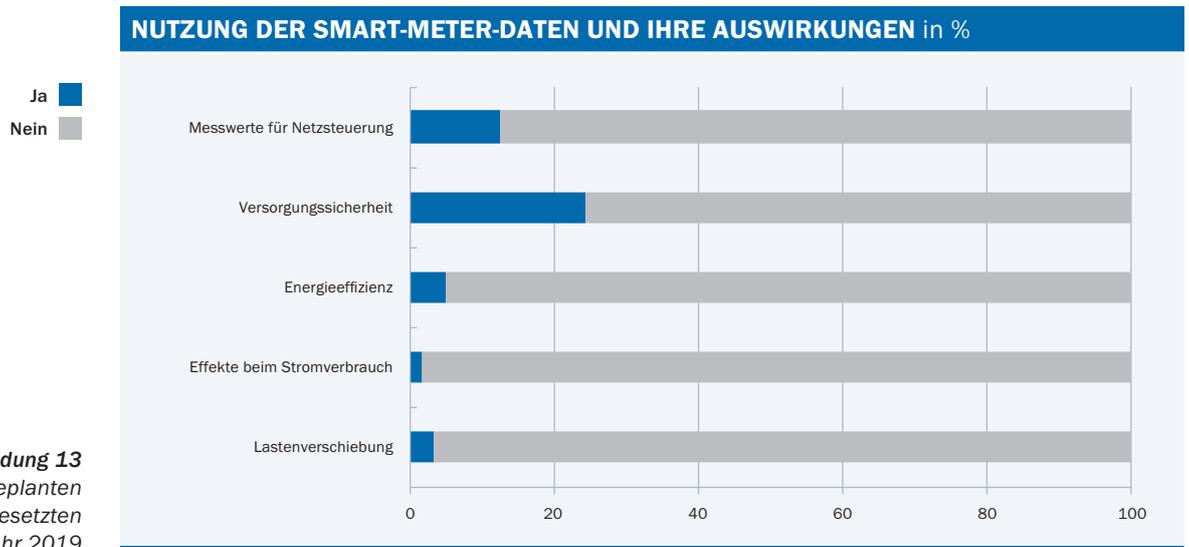
Als technisches Unterscheidungsmerkmal gilt eine entsprechende Zählerkonfiguration. Im Prinzip werden an Opt-out-Zählern sämtliche Funktionen inklusive Lastprofilaufzeichnung mit Ausnahme der Verbrauchszählung ausgeschaltet. Die Zählerstände werden für Verrechnungszwecke automatisiert ausgelesen (z.B. jährlich). Für die optische Unterscheidung wird oftmals auf die aktivierte Opt-out-Option entweder durch einen „Opt-out-Aufkleber“ hingewiesen oder die Opt-out-Konfiguration wird am Zähler-Display ersichtlich bzw. die jeweilige Konfiguration des Zählers wird angezeigt.

## Netzsituation

Ein weiterer Punkt, der im Zuge der Erhebungen abgefragt wurde, sind die von den Verteilernetzbetreibern erwarteten Auswirkungen auf die allgemeine Netzsituation. Gefragt wurde dabei, ob durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten mit einer spürbaren Verschiebung der Lasten im Netzgebiet zu rechnen sei, ob die bessere Verfügbarkeit der Daten in der Niederspannungsebene zu einer höheren Versorgungssicherheit führen könnte und ob möglicherweise die erhobe-

nen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwendet werden. Auch zu diesem Punkt meldeten wiederum hauptsächlich jene Verteilernetzbetreiber, die bereits substanzielle Projekte umgesetzt haben.

Seitens der Verteilernetzbetreiber wird kaum mit merklichen Verschiebungen der Lasten (z.B. durch neue Tarifmodelle) im Netzgebiet gerechnet. Genauso wird auch nur eine



**Abbildung 13**  
Auswirkungen der geplanten oder bereits eingesetzten Smart Meter im Jahr 2019

Quelle: E-Control

sehr geringe Auswirkung auf den Gesamtverbrauch erwartet. Allerdings rechnen mehr als ein Viertel der Verteilernetzbetreiber damit, dass die bessere Datenlage (Fehlerprotokolle usw.) zu einer höheren Versorgungssicherheit auf Niederspannungsebene führen könnte. Hingegen rechnet nur rund ein Achtel der Verteilernetzbetreiber damit, die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwenden zu können (vgl. § 84a Abs 1 EIWOG 2010) (Abbildung 13). Als Hindernisse werden hier u.a. ein erhöhter administrativer Aufwand sowie datenschutzrechtliche Hindernisse angeführt.

Die Begründungen der Verteilernetzbetreiber für ihre Erwartungshaltung und Abschätzung der Netzsituation infolge der Smart-Meter-Aus-

rollung sind teilweise sehr unterschiedlich und beinhalten verschiedenste Aspekte. Nachfolgend eine beispielhafte Auswahl an Zitaten:

**Zur Lastenverschiebung:**

- > Erkenntnisse aus den Piloten sowie aus der Praxis zeigen, dass es ohne zusätzliche Begleitmaßnahmen, Informationen und finanzielle Anreize bei Kundinnen und Kunden zu keinen Verbrauchsänderungen kommen kann. Dabei ist die Kundenbetreuung kostenintensiv und ein Kostenersatz in der aktuellen Tarifstruktur der Verteilernetzbetreiber nicht vorgesehen.
- > Verbrauchsänderungen und Lastverschiebungen bei Kundinnen und Kunden können vor allem seitens der Lieferanten durch flexible Angebote initiiert werden,

wie z.B. Produkte mit zeitvariablen Preisen und dgl., bei welchen deutliche finanzielle Vorteile in Aussicht stehen.

- > Der Anteil von flexiblen Lasten ist derzeit sehr begrenzt, wobei die Steigerung von Elektromobilität und Elektrowärme dies ändern könnte.
- > Lastverschiebungen werden erst dann auftreten, wenn Haushaltsgeräte wie z.B. Waschmaschinen, Wäschetrockner, Kühltruhen, Warmwasserboiler automatisiert angesteuert werden.

#### **Zur Versorgungssicherheit**

- > Versorgungssicherheit kann nur über die gesamte Netzinfrastruktur gewährleistet werden. Die Funktionalitäten der Smart Meter laut IMA-VO sind unzureichend und ihre Implementierung sowie der Aufbau der Infrastruktur erwirkt keinen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit und Versorgungssicherheit einzelner Netze.
- > Versorgungssicherheit kann nur über laufende Verbesserungen in der Netzinfrastruktur erreicht werden.
- > Durch die Datenverfügbarkeit ist eine gezielte Fehleranalyse und nachhaltige Behebung leichter möglich.
- > Fehler können eventuell schon im Vorfeld gefunden werden.
- > Aufgrund der verbesserten Informationsmöglichkeiten ist eine rasche Reaktion möglich.
- > Zumindest in einzelnen Haushalten können Unregelmäßigkeiten im Netz schneller erkannt und behoben werden. Informationen von Smart Metern in Trafostationen

können ebenfalls für die Verbesserung der Versorgungssicherheit verwendet werden.

#### **Netzsteuerung, Überwachung**

- > Die Möglichkeit, Lastzustände und Betriebszustände zeitnah erkennen zu können, bietet Vorteile in der Steuerung, Planung und Überwachung.
- > Die verwendeten Smart Meter verfügen standardmäßig über Funktionen wie Messung und Speicherung von Netzqualitätsparametern. Voraussetzung für einen effizienten Zugriff bzw. eine effiziente Nutzung ist es, dass die Daten nicht den personenbezogenen Daten zugeordnet werden.
- > Netzgebiet oder die Dichte der dezentralen Erzeugung sind für die Anwendung von Smart Metern bei der Netzsteuerung zu klein.
- > Gesetzliche Auflagen sind zu hoch, um die Daten standardisiert monitoren zu können (nachträgliche Information der betroffenen Kundinnen und Kunden im Einzelfall nötig).
- > Die im §84a (1) ElWOG verankerten Bestimmungen sind administrativ zu aufwendig, um zweckdienlich von den Verteilernetzbetreibern angewandt werden zu können. Weiters muss jede Verwendung von Kundendaten den Vorgaben der DSGVO entsprechen und im DVR registriert sein.
- > Netzsteuerung ist nicht praktikabel, da keine schaltbaren Lasten vorhanden sind. Warmwasserboiler werden bereits über eine Rundsteuerung nur zu Nachtzeiten betrieben.
- > Die Smart-Meter-Daten stellen keine ausreichende Grundlage zur Netzsteuerung dar.

Der österreichweite Ausrollungsgrad der Smart Meter ist aktuell offensichtlich zu niedrig, um messbare Auswirkungen und Nutzen in den indirekt betroffenen Bereichen zu sehen. Erst wenn der Großteil der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet ist und diese flächendeckend über effizient funktionierende Informations- und Kommunikationssysteme mit den anderen Marktteilnehmern gekoppelt werden, können wei-

tere Systeme darauf aufbauen und Vorteile generieren: vom Einsatz der Smart Home Technologie über Netzsteuerung bis zur Versorgungssicherheit. Die von manchen Verteilernetzbetreibern angeführten Bedenken und Hindernisse hinsichtlich der aufbauenden Systeme werden von der E-Control zur Kenntnis genommen und bei der weiteren Entwicklung des Regulierungsrahmen berücksichtigt.

# KOSTENENTWICKLUNG



## **BERÜCKSICHTIGUNG DES SMART-METER-ROLL-OUTS IM RAHMEN DER KOSTENERMITTLUNG GEMÄSS § 48 FF ELWOG 2010**

Wie aus diesem Bericht hervorgeht, gibt es gegenwärtig nur eine begrenzte Anzahl von Unternehmen mit einem substanziellen Ausrollungsgrad im Bereich Smart Metering. Bei den meisten Netzbetreibern ist allerdings schon klar, welche Ausrollungsvariante gewählt und wie die Ausrollung in den kommenden Jahren ablaufen wird.

Aus Sicht der E-Control ist die Technologieneutralität innerhalb des Regulierungsrahmens in Zusammenhang mit Smart Metering von zentraler Relevanz, da die Entscheidung für eine technische Umsetzungsvariante (CAPEX vs. OPEX) innerhalb der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben, Verordnungen, Standards und Normen) dem jeweiligen Unternehmen obliegt. Die Unternehmen können grundsätzlich frei entscheiden, wie sie ihren Roll-out gestalten. Auf Basis des Grundsatzes der Technologieneutralität, der Nicht-Diskriminierung sowie der gesetzlichen Grundlage des § 59 Abs 1 EIWOG 2010, wonach die Behörde eine effiziente Implementierung neuer Technologien auf Basis angemessener Kosten sicherzustellen hat, wird den Strom-Verteilernetzbetreibern für den Zeitraum der vierten Regulierungsperiode (2019–2023) pro bestehendem Smart-Meter-Zählpunkt ein pauschaler Faktor gewährt, welcher die zusätzlichen Betriebskosten abdeckt. Dabei werden eine adäquate und ausgewogene Berücksichtigung von operativen

Mehrkosten, welche in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern anfallen, sichergestellt und den Unternehmen Anreize zur Realisierung von Kostensenkungspotentialen gesetzt. Da die Kosten für Smart Meter von den Unternehmen in unterschiedlichem Maße aktiviert werden, differenziert der Betriebskostenfaktor zwischen verschiedenen Ausrollungsstrategien. Die Höhe des Faktors wird vom Ausrollungsgrad determiniert, wobei eine progressive sowie eine degressive Komponente zur Anwendung kommt, die in Folge beschrieben werden.

Seitens der Behörde wurde der vierten Regulierungsperiode (2019–2023) ein Wert in Höhe von 16,39 EUR an operativen Mehrkosten pro Smart-Meter-Zählpunkt aus einer Detailkostenabfrage der Netzbetreiber ermittelt. Um Effizienzen und Einsparungspotenziale, welche sich durch den Einbau intelligenter Messgeräte unmittelbar ergeben, für die Netzkundinnen und -kunden zu lukrieren, sinkt dieser Wert bei zunehmendem Ausrollungsgrad, bis er bei vollständiger Ausrollung einen Wert von null erreicht. Die Berechnungen ergaben zudem, dass die erwarteten OPEX-Mehrkosten während der Ausrollungsphase die erwarteten Einsparungen geringfügig übersteigen. Die Differenz in Höhe von 1,46 EUR aus der Detailkostenabfrage Smart Metering wird den Unternehmen progressiv angerechnet.

Bei der Wahl OPEX-lastiger Ausrollungsstrategien werden den Unternehmen entsprechende Zuschläge gewährt, da diese Kos-

ten nicht über den Kapitalkostenabgleich in die Kostenbasis eingehen: Bei Auslagerung der Datenübertragung wird ein Betrag von 4,75 EUR und bei einer vollständigen Auslagerung des Smart Metering ein Betrag von 24,89 EUR zugeschlagen.

Die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs erfolgt analog zum allgemeinen Betriebskostenfaktor über eine Aufrollung. Die Angemessenheit der regressiven und progressiven Komponente wird von der Behörde während der Regulierungsperiode unter Berücksichtigung zusätzlicher Daten laufend evaluiert.

#### **Anforderungen für eine Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.1“)**

Durch sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie ein geändertes Verbrauchsverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen und vor allem die angestrebte vollständige Ausrollung von Smart Metern sieht die E-Control Bedarf und Potenzial, das knapp 20 Jahre alte Entgeltsystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

Die E-Control initiierte daher eine Diskussion mit Interessenvertretern zur zukünftigen Ausgestaltung dieses Systems und veröffentlichte im Jahr 2017 ein erstes Positionspapier zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“). Aufgrund von Veränderungen und zusätzlichen Erfahrungen sowie zur Abbildung der neuen europäischen Vorgaben aus dem

„Clean Energy for all Europeans Package“ (CEP) wurde nun das Positionspapier grundlegend überarbeitet („Tarife 2.1“). Das Ergebnisdokument wurde bis August 2020 konsultiert und die eingelangten Stellungnahmen wurden in weiterer Folge bei der Erstellung des finalen Dokuments beachtet, um auf die Herausforderungen an eine Netzentgeltstruktur der Zukunft ausgewogene Antworten zu geben. Die wesentlichen Änderungen der Netzentgeltstruktur betreffen Netzanschluss-, Netznutzung- und Messentgelt.

Derzeit besteht das Netznutzungsentgelt für nicht gemessene Zählpunkte auf der Netzebene 7 (Haushalt und Kleingewerbe) aus einer Arbeitskomponente (Verrechnung nach verbrauchten kWh) und einer Leistungskomponente (Verrechnung einer Jahrespauschale von 36 EUR). Nach der vollständigen Ausrollung von Smart Metern wird für diese Kundinnen und Kunden die Möglichkeit geschaffen, auch hier auf eine individuelle Verrechnungsleistung umzustellen und somit die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu erhöhen. Die Gesamtkosten für alle Kundengruppen werden zukünftig unverändert bleiben, allerdings werden jene Kundinnen und Kunden, welche höhere Leistungsspitzen als der Durchschnitt aufweisen, künftig mehr dafür bezahlen. Im Gegenzug werden Kundinnen und Kunden mit geringerem Verbrauch oder unterdurchschnittlichen Leistungsspitzen durch den Entfall der Pauschale weniger bezahlen. Die aktuellen Analysen zeigen, dass für einen Großteil der klassischen Haushaltskundinnen und -kunden Einsparungen zu erwarten

sind. Kostensteigerungen fallen nur dann an, wenn der Netznutzer regelmäßig hohe Lastspitzen erzeugt. Durch die geplante Umstellung des Systems würden die anfallenden Kosten verursachungsgerecht verteilt werden und es wird sichergestellt, dass die Kostenbeteiligung weiterhin gegeben ist. Zusätzlich werden den Kundinnen und Kunden Flexibilitätsoptionen zur Verfügung gestellt und sie hätten die Möglichkeit, sich netzdienlich zu optimieren und somit weniger Netzkosten zu bezahlen.

Die abrechnungsrelevante Leistungshöhe wird gemäß § 52 Abs 1 EIWOG 2010 aus dem arithmetischen Mittel der im Abrechnungszeitraum (volle 12 Monate) monatlich gemessenen

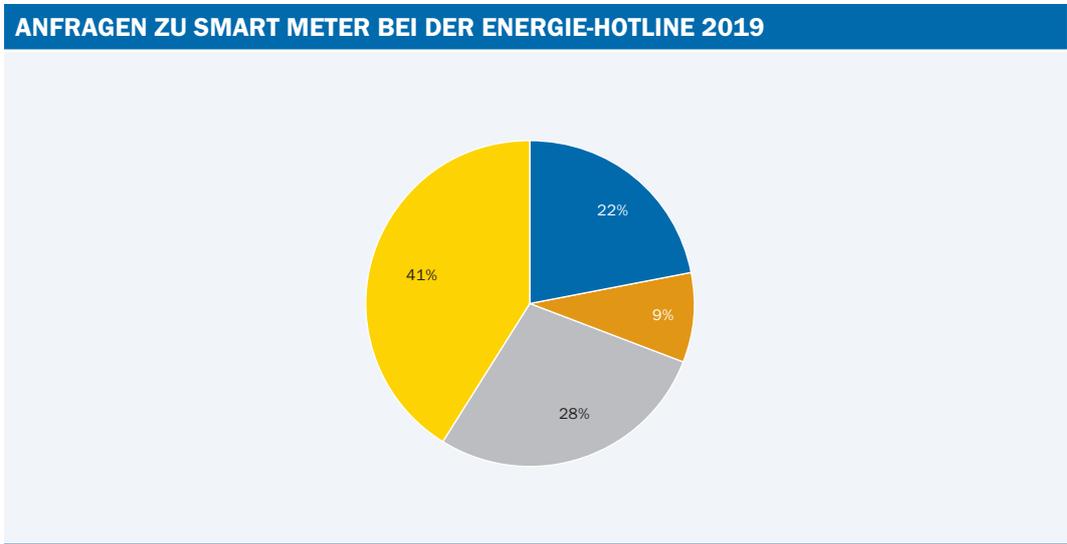
höchsten viertelstündlichen Leistung gebildet. Das bedeutet, dass einmal pro Kalendermonat der höchste Viertelstundenwert des Zählpunktes mit installierten Smart Metern ermittelt und an den Netzbetreiber übertragen werden muss. Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur („Tarife 2.1“) ist die Bereitstellung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leitungswertes jeder Kundin und jedes Kunden durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät. Dieser Verrechnungswert muss auch bei Ablehnung des Smart Meters durch die Kundin bzw. den Kunden erhoben werden. Damit einher geht das Erfordernis einer Novellierung des EIWOG 2010, der IME-VO und der SNE-V 2018.

# ERFAHRUNGEN DER E-CONTROL

## Energie-Hotline

Konsumentinnen und Konsumenten können sich mit ihren Anliegen bereits seit 2001 telefonisch und schriftlich an das Team der Energie-Hotline der E-Control wenden. Im Jahr 2019 bezogen sich ca. drei Prozent aller Anfragen auf das Thema Smart Meter. Die Anliegen der Menschen sind unterschiedlich. Viele erkundigen sich nach ihren Möglichkeiten, die Opt-out-Konfiguration in Anspruch zu nehmen, oder ob sie das Gerät als solches

grundsätzlich ablehnen können. Dazu kommen noch technische Fragen, etwa über die Art der Übertragung der Verbrauchsdaten, zur Kundenschnittstelle oder zum Thema Datenschutz. Einige möchten wissen, wie sie ihr Recht auf den Smart Meter, also eine Installation vor der geplanten Ausrollung durch den Verteilernetzbetreiber, geltend machen können (Abbildung 14).



**Abbildung 14**  
Aufteilung der Anfragen zu Smart Metern bei der Energie-Hotline

Quelle: E-Control

## Kundenbeschwerden und Schlichtungsstelle

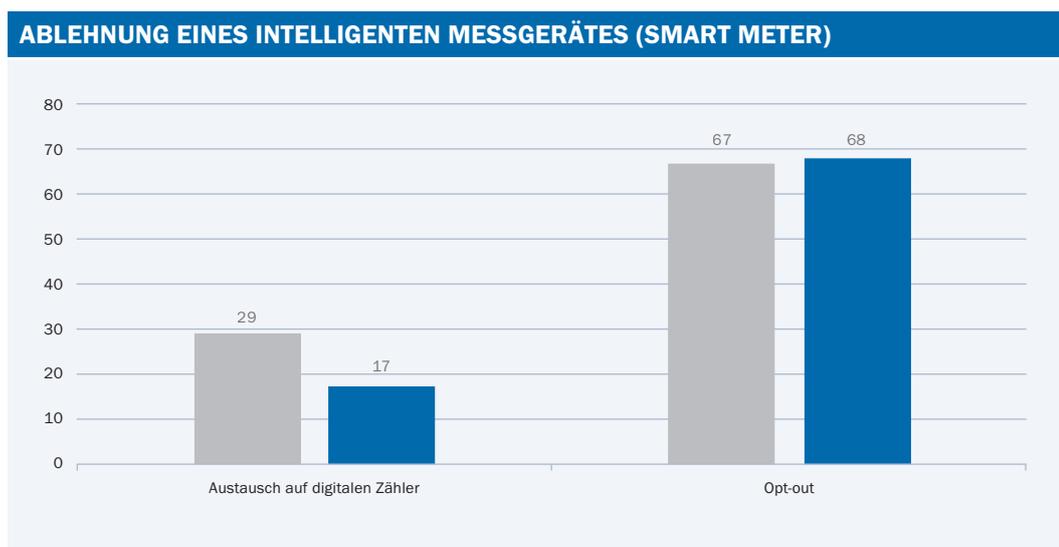
Mehrere Kundinnen und Kunden haben sich an die E-Control mit dem Wunsch gem. § 1 Abs 5 gewandt, ein intelligentes Messgerät zu erhalten, da der Verteilernetzbetreiber dem Wunsch nicht nachgekommen ist. In wenigen Fällen wurde der Wunsch tatsächlich abgelehnt mit der Begründung, dass die Installation aus technischen und wirtschaftlichen Gründen in der aktuellen Roll-out-Phase nicht möglich sei. Nach Vermittlung durch die E-Control konnten die Kundinnen und Kunden den Einbau direkt mit dem Verteilernetzbetreiber klären.

Endverbraucherinnen und -verbraucher haben das Recht, die Konfiguration der Zähler selbst zu bestimmen (siehe Seite 28). Das

Messgerät steht im Eigentum des Verteilernetzbetreibers. Er legt fest, welches Messgerät zum Einsatz kommt, und ist selbstverständlich verpflichtet, die rechtlichen Vorgaben zum Smart-Meter-Roll-out einzuhalten. Der Verteilernetzbetreiber darf die Konfiguration nicht einseitig ändern.

Insgesamt fünf Prozent aller Beschwerden bei der Schlichtungsstelle der E-Control im Jahr 2019 drehten sich um das Thema Smart Meter.

Einige Kundinnen und Kunden wandten sich an die Schlichtungsstelle, weil sie den Einbau eines intelligenten Messgerätes nicht wünschen. In den meisten Fällen konnten



**Abbildung 15**  
Anfragen bei der Schlichtungsstelle der E-Control betreffend Ablehnung des Umstiegs auf ein intelligentes Messgerät und/oder Umstieg auf Opt-out

Quelle: E-Control

Kundinnen und Kunden über die Einführung der intelligenten Messgeräte und die Opt-out-Möglichkeit aufgeklärt werden (Abbildung 15). Nur in den seltensten Fällen kam es tatsächlich zu einem Schlichtungsverfahren bei der Regulierungskommission. Die Regulierungskommission hat entschieden, dass

Kundinnen und Kunden kein Recht auf einen Ferraris-Zähler haben und sie auch kein Recht darauf haben, einen Zähler, der den Vorgaben gem. § 1 Abs 6 IME-VO entspricht, abzulehnen. Die grundlegenden Entscheidungen sind auf der Website der E-Control veröffentlicht.<sup>11</sup>

## Webauftritte der Verteilernetzbetreiber

Die Analyse der Websites ausgewählter Verteilernetzbetreiber bezüglich ihrer Inhalte zu Smart Meter geht bereits in die sechste Runde. Im Jahr 2020 wurden zusätzlich zu den bisher untersuchten dreizehn größten Unternehmen<sup>12</sup> sieben kleinere Stadtwerke<sup>13</sup> ausgewählt.

Die folgende Zusammenfassung der internen Analyse dient als Ergänzung des gegenständlichen Berichts. Während dieser ansonsten auf Daten beruht, welche die Unternehmen auf Grundlage § 2 Abs 1 IME-VO bereitstellen, wird in dieser Analyse auf Basis interner Recherchen untersucht, ob und wie Informationen für Konsumentinnen und Konsumenten über das Medium Internet aufbereitet werden. Sie bezieht sich auf eine Bestandsaufnahme im Zeitraum August 2020.

### GROSSUNTERNEHMEN

Den Unternehmen kann auch im Jahr 2020 wieder ein durchwegs gutes Zeugnis ausgestellt werden. Sie haben, bis auf wenige Ausnahmen, ihre Websites mit Informationen rund um das Thema Smart Meter und Smart Metering bestückt. Besonders auffällig ist, dass nur zwei der dreizehn Unternehmen über das Recht auf Smart Meter informieren: die TINETZ-Tiroler-Netze GmbH und die KNG-Kärnten Netz GmbH.

#### > Warten auf den Smart Meter

Viele Unternehmen bleiben bei ihrem Webauftritt noch sehr vage mit Ankündigungen und Plänen für die Ausrollung. Zwei Unternehmen, die Energienetze Steiermark GmbH und die Netz Niederösterreich GmbH, kündigen bereits jetzt an, dass sie

<sup>11</sup> <https://www.e-control.at/de/recht/entscheidungen/entscheidungen-regulierungskommission>

<sup>12</sup> Wiener Netze GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Netz Oberösterreich GmbH, Netz Burgenland GmbH, Salzburg Netz GmbH, TINETZ-Tiroler Netze GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Linz NETZ GmbH, Energie Klagenfurt GmbH, Stromnetz Graz GmbH & Co KG sowie Innsbrucker Kommunalbetriebe AG

<sup>13</sup> E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH, Feistritzwerke-STEWEAG GmbH, Stadtwerke Amstetten, Energie Ried Gesellschaft m.b.H., Elektrizitätswerke Reutte AG, Elektrizitätswerk Gröbming KG, E-Werk Ebner GesmbH

den Zählertausch in manchen Regionen erst im Jahr 2023 oder sogar später durchführen können.

> **Klimaschutz und Energieeffizienz**

Die auf den Websites der Verteilernetzbetreiber angeführten Gründe für den Einsatz der neuen Zählertechnologie sind vielfältig. In der Vergangenheit zählten die folgenden Themen: korrekte Rechnungslegung, effizienteres Kundenservice und Versorgungssicherheit zu den häufigsten Argumenten. Langsam beginnen aber einige Unternehmen eine stärkere Verknüpfung zu den Themen Energieeffizienz und Klimaschutz herzustellen, die durch die fortschreitende Digitalisierung ermöglicht werden. Sparsamerer Umgang mit Energie und Möglichkeiten zur Selbsterzeugung werden dabei oft als Beispiele genannt.

> **Neue Möglichkeiten zur Selbsterzeugung**

Einige Verteilernetzbetreiber greifen auch Trends und Zukunftsthemen, wie gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen und Energiegemeinschaften, auf. Die Unternehmen bieten unter anderem Zusatzvereinbarungen zum Netznutzungsvertrag für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen zum Download und klären über die Vorgangsweise auf. Beispiele dafür sind die Salzburg Netz GmbH oder die Linz Netz GmbH. Diese neuen Formen der aktiven Teilnahme für Kundinnen und Kunden werden durch Smart Metering entweder überhaupt erst ermög-

licht oder deutlich vereinfacht. Die Verteilernetzbetreiber präsentieren sich hier in der Rolle der Datenverwalter.

> **Datenverwaltung**

Alle untersuchten Verteilernetzbetreiber kündigen auf ihren Websites an, dass die Kundinnen und Kunden ihre Verbrauchsdaten in Web-Portalen einsehen können werden. Nur zwei Unternehmen übermittelten auf Anfrage auch Zugangsdaten zu Demo-Portalen, die Wiener Netze GmbH und die Netz Burgenland GmbH. Eine umfassendere Analyse war aus diesen Gründen nicht möglich. Die beiden untersuchten Portale erfüllen die Mindestvorgaben der Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung 2012 und bieten den Verbraucherinnen und Verbrauchern die Möglichkeit, die Darstellung der Daten nach ihren Bedürfnissen anzupassen. Auf beiden wird auch zum Beispiel ein Vergleich mit Referenzgruppen angeboten.

**EXKURS: AUSGEWÄHLTE STADTWERKE**

In diesem Jahr wurden die Websites von sieben kleineren Verteilernetzbetreibern untersucht. Zwei Unternehmen haben keine Informationen über Smart Metering auf ihren Websites platziert, ein Unternehmen bleibt sehr oberflächlich. Vier Unternehmen sind in diesem Bereich bereits aktiv, ihnen allen ist gemein, dass sie bereits mit dem Roll-out begonnen haben.

## Verbrauchsentwicklung und Energieeffizienz

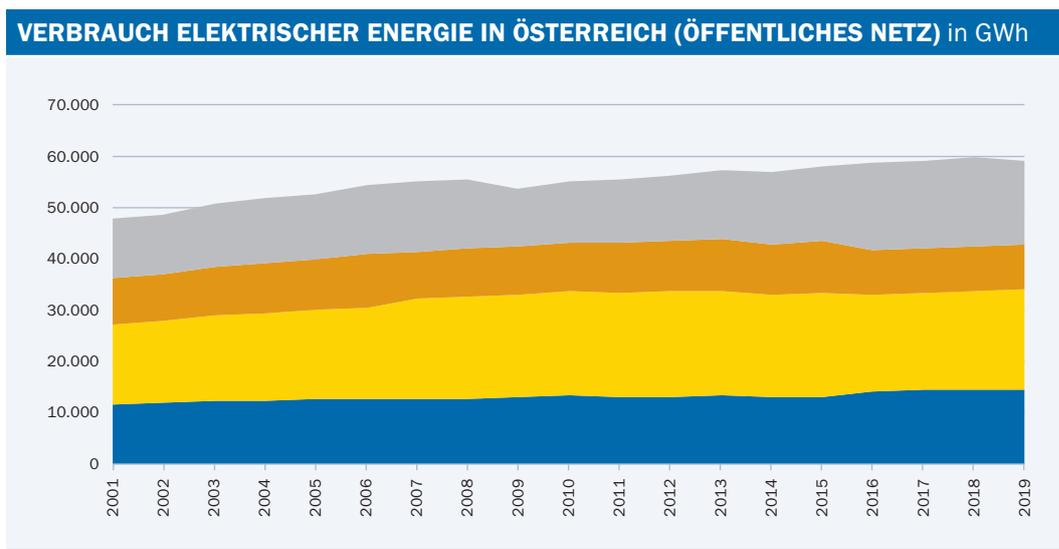
### VERBRAUCHSENTWICKLUNG

Der Verbrauch vom durch das öffentliche Netz zu den Endverbraucherinnen und -verbrauchern transportierten Strom stieg in Österreich zwischen 2001 und 2019 um 24%. Von den insgesamt im Jahr 2019 verbrauchten 59 TWh entfielen 25% auf Haushalte, 33% auf sonstige Kleinabnehmer und 42% auf Mittel- und Großindustrie (Abbildung 16). Allerdings ist der Anstieg in den letzten Jahren geringer ausgefallen, was auf die Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen im Endkundenbereich zurückgeführt werden kann.

Die Auswirkung der fortschreitenden Installation von Smart Metern auf den Stromverbrauch der Haushalte und sonstiger Klein-

kundinnen und -kunden, mengen- als auch verhaltensmäßig, ist bislang nicht zu erkennen. Für eine plausible Beurteilung liegt der Ausrollungsgrad einerseits noch nicht hoch genug und andererseits nicht ausreichend weit in der Vergangenheit, um Auswirkungen tatsächlich messen zu können.

Um positive Effekte bei Haushalten sowie Kleinkundinnen und -kunden zu erzielen, wie z.B. Lastverschiebung, Nutzung dynamischer Preismodelle, Steigerung der Energieeffizienz und dgl., bedarf es weitreichenderer, begleitender Maßnahmen, die Akzeptanz- und Informationsgrad für Smart Meter erhöhen. Eine wichtige Voraussetzung ist auch der technologische Fortschritt im Bereich der automa-



**Abbildung 16**  
Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich 2001 bis 2019

Quelle: E-Control

tisierten Gerätesteuerung. Allerdings liegen die angeführten Aufgaben teilweise oder vollständig in anderen Bereichen als beim Netzbetrieb. So zum Beispiel beim Vertrieb, bei Dienstleistern und Technologieherstellern.

### **ENERGIEEFFIZIENZ**

Die Energieeffizienz-Richtlinienverordnung sieht im Anhang/Methodendokument<sup>14</sup> folgende Einsparungen durch den Einsatz von Smart Meter für einen durchschnittlichen Haushalt vor: für Strom und Wärme

630 kWh/a, für Wärme und Gas 486 kWh/a und für Strom 144 kWh/a.

Aus dem aktuellen Bericht der Monitoringstelle über den Stand der Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Österreich geht nicht hervor, ob und in welchem Ausmaß Smart Meter als Energieeffizienzmaßnahme angerechnet wurden. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich Smart Meter, die über die gesetzliche Quote hinaus eingebaut werden, überhaupt als Maßnahme anrechenbar sind.

## Preisentwicklung und Tarifikalkulator

Haushalte mit Smart Meter können durch die Nutzung von Produkten mit dynamischen Preisen zum einen Kosten sparen, zum anderen dazu beitragen, Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern zu verbrauchen, wenn diese zu niedrigen Preisen führen, und somit deren Integration in das System insgesamt unterstützen.

Jene Verbraucherinnen und Verbraucher, die bereits über einen intelligenten Zähler verfügen, können im Tarifikalkulator der E-Control in den Preisvergleich auch Produkte mit zeitvariablen Preisen (Time-of-Use tariffs, ToU) beziehen und sie untereinander sowie mit anderen herkömmlichen Produkten vergleichen. ToU-Produkte enthalten tageszeit-, wochentags-

und/oder saisonal-bezogene Arbeitspreise. Die Preise der ToU-Produkte werden derzeit i.d.R. langfristig festgelegt, mit Gültigkeit über mehrere Monate oder ein Jahr. Daher können sie im Tarifikalkulator die gleichen Preismodelle wie andere Produkte haben: Preis mit oder ohne Preisgarantie oder indexbezogener Preis.

In den ersten sechs Monaten 2020 wurden 263.000 Abfragen im Tarifikalkulator durchgeführt. Auf Abfragen mit einem Smart Meter entfallen rund 5%. Dabei wird noch selten ein tatsächliches Lastprofil hochgeladen (deutlich unter einem Prozent), sondern es wird fast ausschließlich auf die vom Tarifikalkulator zur Verfügung gestellten Vorlagen zurückgegriffen.

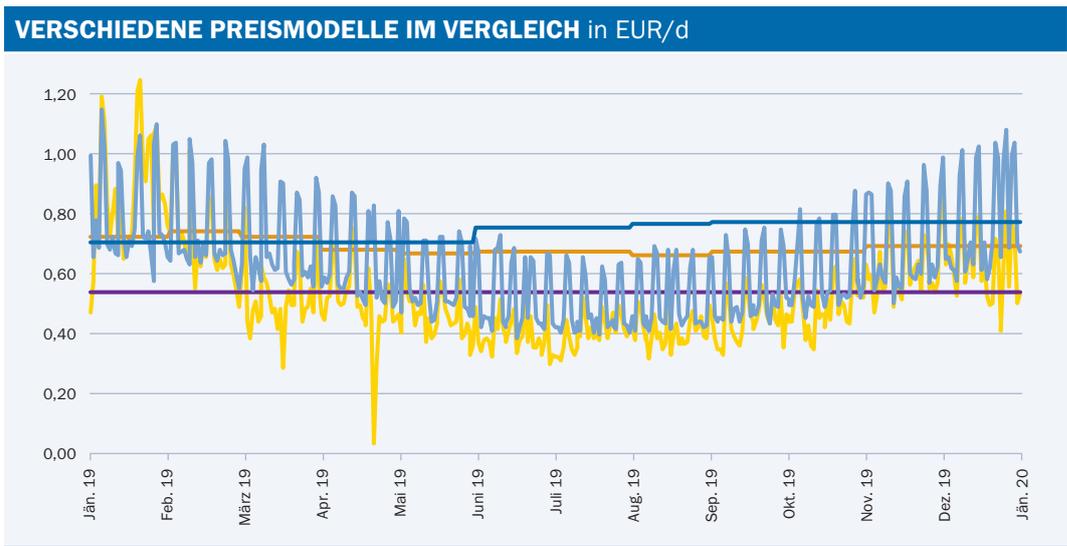
<sup>14</sup> Siehe BGBl II 394/2015, Anlage 1, Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen, Seite 155, Tabelle 8.3-2: Endenergieeinsparung für Intelligente Zähler (Smart Meter) in Haushalten [ kWh/a]

Derzeit gibt es nur wenige Lieferanten wie z.B. aWATTar GmbH, Wüsterstrom E-Werk GmbH, Spotty, Energie AG, schlaustrom und Linz AG, die Produkte für Kundinnen und Kunden mit einem installierten Smart Meter und Opt-in-Option auch nur in wenigen Netzgebieten anbieten. Mit dem weiteren Roll-out von Smart Metern, vor allem in weiteren Netzbereichen mit vielen Haushaltskundinnen und -kunden, ist zu erwarten, dass die Anzahl von Produkten mit dynamischen oder zeitabhängigen Preisen steigen wird.

Dass in den dynamischen Preismodellen für Smart Meter durchaus Einsparungspotenzial stecken könnte, veranschaulicht das folgende Beispiel (Abbildung 17). Dabei wurden die verschiedenen Preismodelle für das Jahr 2019 für einen typischen Haushalt mit einem

Jahresverbrauch von 3.500 kWh und einem typischen Lastgangverlauf für eine Wohnung mit Abendspitzenverbrauch gegenübergestellt. Ein Produkt mit ToU (7 Zeitzonen/Tag und mit Grundgebühr) und eines mit Spotmarkt-Bepreisung (mit Aufschlag und Grundgebühr) wurden mit dem durchschnittlichen Energiepreis für Floater und dem jeweils zu Monatsanfang günstigsten Fixpreis-Produkt (ohne Neukundenrabatt) verglichen.

Für das angegebene Fallbeispiel befindet sich, über das Jahr gerechnet, der Energiepreis des spotmarktbezogenen Preismodells auf Augenhöhe mit dem günstigsten Fixpreismodell. Das ToU-Preismodell war etwas teurer, aber günstiger als der durchschnittliche Floater. Je nach Verbrauchsverhalten ist somit eine Ersparnis bei den dynamischen im



**Abbildung 17**  
Energiekosten von dynamischen und klassischen Preismodellen im Vergleich (Beispiel anhand eines typischen Lastgangverlaufs einer Wohnung mit Abendspitzenverbrauch und 3.500 kWh Jahresverbrauch)

Quelle: E-Control

**ENERGIEKOSTEN NACH VERSCHIEDENEN LASTVERLÄUFEN in EUR/a**

Verbrauchsszenario	Spotmarkt
Haus – gleicher Mittags- und Abendspitzenverbrauch	200,65
Haus – hohe Mittagsspitze und mäßiger Abendspitzenverbrauch	198,06
Haus – werktags gleicher Mittags- und Abendspitzenverbrauch & Wochenende Abendspitze	201,99
Wohnung – hohe Mittagsspitze und mäßiger Abendspitzenverbrauch	200,68
Wohnung – werktags Abendspitze & Wochenende Mittagsspitze	199,36
Wohnung Abendspitzenverbrauch	196,42

Quelle: E-Control

Vergleich zu den klassischen Preismodellen durchaus möglich. Der Hauptvorteil spotmarktbezogener Preismodelle liegt daher vor allem darin, bei fixiertem Aufschlag auf den Spotpreis langfristig ein relativ günstiges Produkt beschafft zu haben. Die Vorteilhaftigkeit von Fixpreismodellen hängt von der jeweils aktuellen Preispolitik der Anbieter ab.

Den Einfluss des Verbrauchsverhaltens auf den Energiepreis bei dynamischen Preismodellen zeigt Tabelle 4. Hier wurden die Energiekosten für ein Spotmarkt-Produkt anhand verschiedener Lastgänge von typischen Verbrauchsszenarien, welche auch im Tarifkalkulator für einen Vergleich herangezogen werden können, für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh ausgewertet und gegenübergestellt.

Mit den vorliegenden Lastgängen konnte damit, abhängig vom Verbrauchsverhalten, ein maximaler Preisunterschied von 5,57 EUR/a auf die Energiekosten festgestellt werden. Da das Lastprofil somit für den Durchschnittshaushalt im Regelfall eine eher untergeordnete Rolle bei den Kosten einnimmt, können die Lastprofilvorlagen des Tarifkalkulators für eine sehr genaue Abschätzung der Kosten herangezogen werden. Nutzerinnen und Nutzer mit einem sehr individuellen Verbrauchsverhalten, die die Auswirkungen der Verhaltensänderungen untersuchen wollen, können nach wie vor auf den manuellen Lastprofil-Upload zurückgreifen.

**Tabelle 4**

Energiekosten nach verschiedenen Lastverläufen, Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/a

## Kontaktkampagne

Die E-Control nahm Veränderungen am Strommarkt, wie die mit 1.10.2018 eingetretene Strompreiszonentrennung zwischen Österreich und Deutschland und die darauf folgenden Preissteigerungen, zum Anlass, um eine Kontaktkampagne mit den Strom- und Gaslieferanten sowie mit den großen Industrieunternehmen zu starten. Dabei sollten aktuelle Entwicklungen am Markt diskutiert werden. Im Laufe der Gespräche hat sich gezeigt, dass das Thema der Marktkommunikation in Verbindung mit Smart Metern einen hohen Stellenwert hat und in manchen Aspekten als nicht zufriedenstellend beurteilt wird. Da insbesondere im Bereich der Marktprozesse die Rolle der Dienstleister groß ist, wurden auch diese Unternehmen zu einem späteren Zeitpunkt in die Kontaktkampagne miteinbezogen.

Dabei äußerten einige Lieferanten und Dienstleister Kritik hinsichtlich der Interpretation und der tatsächlichen Umsetzung rechtlicher Aspekte in der Marktkommunikation seitens einiger Verteilernetzbetreiber. Hier gäbe es von Verteilernetzbetreiber zu Verteilernetzbetreiber teilweise sehr große Unterschiede, z.B. bei der Gestaltung von Vollmachten oder deren Prüfung und Stichprobenverfahren im Rahmen von Kündigungs- und Wechsel-

prozessen. Ein hoher Automatisierungsgrad bei diesen Prozessen, der durch diese Unterschiede erschwert wird, ist allerdings von entscheidender Bedeutung für den erfolgreichen Vertrieb von Produkten für Kundinnen und Kunden mit Smart Metern. Darüber hinaus wurden Konsultationsprozesse und Entscheidungsfindung in der Marktkommunikation teilweise als intransparent und komplex bewertet, welche aber die Basis für die Umsetzung des energiewirtschaftlichen Datenaustausches bilden. So fänden Anliegen und Erfahrungen aus der Praxis v.a. der kleinen und alternativen Lieferanten kaum Beachtung, insbesondere auch ihre Erfahrungen mit Smart Meter Kunden.

In allen Gesprächen wurde das richtige und effiziente Funktionieren des Datenaustauschs zwischen den Marktteilnehmern als entscheidender Faktor für die Weiterentwicklung des Elektrizitätsmarktes hervorgehoben. Dies insbesondere mit Blick auf neue Akteure (Erneuerbare Energiegemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften, Aggregatoren) und Flexibilitätsmärkte. Die Ergebnisse der Kontaktkampagne werden bei der Positionierung der E-Control zu den relevanten Themen berücksichtigt (siehe Seite 61).

# STELLUNGNAHMEN VON BEHÖRDEN, INTERESSENVERBÄNDEN UND INSTITUTIONEN

Die E-Control hat im Jahr 2019 andere Behörden, Interessenverbände und Institutionen ersucht, eine Stellungnahme bezüglich der gemachten Erfahrungen im Zusammenhang mit der Smart-Meter-Einführung abzugeben.

Diesem Ersuchen sind die in den nachfolgenden Kapiteln Genannten nachgekommen. Die Rückmeldungen werden unverändert wiedergegeben.

## Arbeiterkammer (AK)

Seitens der AK wurden der E-Control für die Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2019 folgende Informationen zur Verfügung gestellt:

*Im Zuge der Smart-Meter-Ausrollung stand die Arbeiterkammer den KonsumentInnen auch im letzten Jahr bei Fragen mit Rat zur Seite. Im Zentrum der Beratungsleistung standen dabei die Rechte der KonsumentInnen, für die sich die Arbeiterkammer schon seit Planung und Start des Smart-Meter-Roll-outs in Österreich lösungsorientiert und konstruktiv eingesetzt hat. Das von der Arbeiterkammer erfolgreich durchgesetzte Recht auf die Ablehnung der intelligenten Funktionen eines Smart Meters sowie Fragen zu Datenschutz und Datensicherheit sind dabei überwiegende Themen der Beratungen.*

### **Erfahrungen aus den Beratungen zum Thema Smart Meter**

*In den letzten Jahren konnten hunderte von Anfragen von KonsumentInnen rund um das Thema Smart Meter beantwortet werden. Die Auswertung der Anfragestatistik zeigt, dass etwas mehr als die Hälfte der KonsumentInnen Fragen zum Thema*

*der Deaktivierung der intelligenten Funktionen (Opt-out) haben, welche Schritte dazu notwendig sind und welche anderen Optionen es noch gibt. Allgemeine Anfragen über die Funktion eines Smart Meters und über den Ablauf des Tausches der alten mechanischen Zähler sind weitere wichtige Themen in der Beratung. Auch haben einige KonsumentInnen auch immer wieder Fragen zu den Themen Datenschutz und Datensicherheit.*

### **Konstanter Informationsbedarf**

*Mit der Ausrollung der Smart Meter in Wien – immerhin der zweitgrößten deutschsprachigen Stadt Europas – besteht auch weiterhin Informationsbedarf bei den StromkundInnen. Jedoch ist auch zu bemerken, dass mit der voranschreitenden Ausrollung die StromkundInnen selbst bereits erste Erfahrungen mit den Smart Metern sammeln und immer mehr Fragen durch die gezielte Informationsbereitstellung vorab geklärt werden konnten.*

## ARGE DATEN – Österreichische Gesellschaft für Datenschutz

Die ARGE DATEN hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2019 Folgendes mitgeteilt:

*In den letzten zwei Jahren (2019/2020) gab es bei der ARGE DATEN eine überschaubare Zahl von Anfragen zu Smart Meter. Diese bezogen sich vorrangig auf die Frage, ob die Installation verpflichtend zuzulassen ist und welche Optionen es gibt. Nach unserer Wahrnehmung ist die Zahl der Anfragen auch deshalb sehr gering, da die großen Netzbetreiber (in Wien, in der Steiermark, Niederösterreich) im*

*Ausrollprozess hinter ihren Planungen liegen und daher relativ wenige Menschen direkt betroffen sind. Direkte Beschwerden zu Datenschutzverletzungen im Zusammenhang mit Smart Meter wurden bisher nicht an uns herangetragen. In Summe ist jedoch die Zahl der Anfragen für uns zu gering, um ein sinnvolles datenschutzrechtliches Lagebild erstellen zu können.*

## Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)

Das BEV hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2019 Folgendes mitgeteilt:

*Die im Jahr 2019 durchgeführten Zulassungsverfahren von Smart Metern betreffen hauptsächlich Änderungen bzw. Erweiterungen bestehender Zulassungen. Inhaltlich sind diese Änderungen vor allem begründet durch Fehlerkorrekturen und Anpassungen der Kommunikation sowie Anforderungen an die IT-Security. Diese Anpassungen werden nicht durch das Maß- und Eichgesetz gefordert, sind aber*

*nicht immer von der eichpflichtigen Funktionalität zu trennen.*

*Bisher hat es keine Beschwerden gegen die erlassenen Zulassungsbescheide und auch keine inhaltlichen Änderungen von Amts wegen gegeben. Wenn bei der Durchführung der Zulassungsverfahren alle erforderlichen Unterlagen, Prüfzeugnisse und Bauartmuster vorliegen, können*

die Verfahren zügig durchgeführt werden. Wenn Unterlagen fehlen oder wenn Bauartmuster vorgelegt werden, die nicht den Anforderungen entsprechen, kommt es zu Verzögerungen, die auch nachfolgende Verfahren beeinflussen. Es wird daher allen Herstellern empfohlen, dem Zulassungsantrag alle gemäß § 4 der Eich-Zulassungsverordnung erforderlichen Unterlagen vollständig beizulegen und zeitgleich entsprechende Mustergeräte vorzulegen, um die Verfahrensdauer gering zu halten und weiteren Verzögerungen innerhalb des Zulassungsprozesses vorzubeugen.

In der Änderung des Maß- und Eichgesetzes, BGBl. I Nr. 10/2015, wurde die

Aktualisierung der für die Messung relevanten Software, die gegen Veränderung gesichert wurde, ohne Ausbau für Elektrizitätszähler und Gaszähler, Messgeräte für thermische Energie und Wasserzähler zur Behebung von Fehlern, die zu unrichtigen Messergebnissen führen können, ermöglicht.

Auf Basis dieser gesetzlichen Möglichkeit wurden auch 2019 mehrere Verfahren zur Behebung von messtechnisch relevanten Fehlern in der eichpflichtigen Software beantragt. Ein offenes Verfahren aus dem Jahr 2018 wurde 2019 abgeschlossen, die 2019 beantragten Verfahren sind derzeit in Bearbeitung.

## Bundesministerium für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz (BMSGPK)

Seitens BMSGPK wurde der E-Control mitgeteilt, dass heuer keine Stellungnahme abgegeben wird. Es wird lediglich auf die Webseiten des BMK hingewiesen, wo die Fragen und Antworten zum Thema Smart Meter im August 2019 veröffentlicht wurden:

[https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/smart\\_meter.html](https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/smart_meter.html).

Diese wurden auf Initiative der damaligen Ministerien (BMASGK und BMNT) vereinbart

und unter Einbeziehung der E-Control erstellt mit dem Ziel, die umfassenden Informationen hinsichtlich Smart Meter den Bürgerinnen und Bürgern zur Verfügung zu stellen. Unter Federführung des damals legislatisch zuständigen BMNT wurde in der Folge ein Fragen & Antworten-Smart-Meter-Dokument erstellt, das die aufgetauchten Fragen und Sorgen fachlich fundiert und auch für Nicht-Experten verständlich abhandelt. Diese Bürgerinformationen sollen jährlich bzw. bei Bedarf aktualisiert und weiterentwickelt werden.

## Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW)

Das BMDW hat mit dem BEV eine gemeinsame Stellungnahme abgegeben (siehe Seite 46).

## Datenschutzrat (DSR)

Die E-Control hat, wie im Vorjahr, beim DSR um eine Stellungnahme angefragt, aber bis Redaktionsschluss leider keine Stellungnahme erhalten.

## Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI)

Der FEEI hat bezüglich der gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres Folgendes mitgeteilt:

*Der FEEI sieht eine flächendeckende Smart-Meter-Infrastruktur als wichtigen Treiber für die Weiterentwicklung der Energienetze und als wichtige Voraussetzung, um die Energiewende hin zur nachhaltigen Energieversorgung mittels erneuerbarer Energie zu bewältigen.*

*Durch die Anwendung bzw. Implementierung von Smart Metern können vorhandene nachhaltige Ressourcen künftig effizient genutzt werden. Weitere Anknüpfungspunkte hinsichtlich neuer Nutzungsmöglichkeiten dieser Technologie sehen wir vor allem*

- > in einem beim Verteilernetzbetreiber verfügbaren, nach modernen Datenschutz- und Sicherheitsaspekten aufgebauten IT-System, bei dem alle Zählwerte, Messdaten und Nachrichten aus der Smart-Meter-Infrastruktur zusammenlaufen,*
- > in einer verfügbaren kommunikationstechnischen Anbindung in jede der Niederspannungs-Trafostationen, die auch anderen Datenquellen zur Verfügung gestellt werden kann, und*
- > im Smart Meter bei Kundinnen und Kunden/Endverbraucherinnen und -verbrauchern selbst sowie*

- > bei der Umsetzung von Energiegemeinschaften.

Die flächendeckenden Nutzungsmöglichkeiten werden derzeit durch den noch nicht abgeschlossenen Smart Meter Roll-out eingeschränkt, können aber wertvolle Aspekte für die Netzbetreiber zur Unterstützung der Energiewende und der Steigerung der Energieeffizienz leisten. Zusätzliche Empfehlungen der E-Control würden es den Netzbetreibern ermöglichen, den aktuellen Smart-Meter-Roll-out mit den zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten anzugleichen und eventuell noch korrektiv bzw. unterstützend in bereits auf den Weg gebrachte Projekte einzugreifen.

Die Smart-Meter-Infrastruktur kann heute schon die Erfassung der Messwerte von Gaszählern ermöglichen, eine Erweiterung bzw. Ausdehnung der Smart-Meter-Infrastruktur scheitert jedoch aktuell an der fehlenden Einführungsverordnung für intelligente fernauslesbare Gaszähler. Neben den Gaszählern bietet sich auch die Möglichkeit, andere Sensoren jeglicher Art in die Smart Meter Infrastruktur einzubinden. Diese Vernetzung muss nicht explizit über dieselbe Kommunikationsinfrastruktur erfolgen. Synergien ergeben sich auch durch die gemeinsame Nutzung der Smart-Meter-IT-Infrastruktur beim Netzbetreiber. Bei der Herstellung der Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber muss

berücksichtigt werden, dass nicht alle Netzbetreiber integrierte Netzbetreiber für Strom, Gas und Wasser sind und daher die Erfassung von Messwerten anderer Medien nicht priorisiert betrachtet wird, solange der Nutzen für Gemeinden und Städte nicht ausreichend klar sind.

Smart Meter ersetzen heute schon Rundsteueranlagen, sie eignen sich aber auch für ein zentrales oder lokales Lastmanagement von kleinen Photovoltaikanlagen oder Elektroladestationen. Ebenso können in den Smart Metern installierte Softwaremodule zusätzliche Informationen über die Qualität der Niederspannungsnetze liefern und so beispielsweise Blindenergie messen, aber auch Scheinleistung oder Verletzungen des Spannungsbandes sowie Kurz- und Langzeitausfälle im Stromnetz erfassen.

Informationen über den Zustand der Verteilnetze und deren Eignung für die Umsetzung der Energiewende können von Smart Metern und zusätzlichen Messgeräten in der Trafostation und entlang des Verteilnetzes erfasst werden. Kritisch anzumerken ist, dass die Regelung in § 84a Abs 1 EIWOG zwar die personenbezogenen Daten der Endverbraucherinnen und -verbraucher schützt, sie stellt aber nicht klar, welche Maßnahmen von den Netzbetreibern ergriffen werden können, um Daten über die Verteilnetze aus der Smart-Meter-

Infrastruktur kontinuierlich zu erfassen. So erfordert beispielsweise eine Aggregation von Viertelstundenwerten der Smart Meter eines Netzabschnittes nach unserem Verständnis die ausdrückliche Zustimmung der Endverbraucherinnen und -verbraucher, da der Zugriff auf die Daten über die Smart Meter erfolgt. Vergleichsweise wäre aber ein zusätzliches in das Niederspannungsnetz eingebautes Messgerät

(Datenlogger) mit möglicherweise sogar einer genaueren Auflösung für denselben Messabschnitt von den vorhandenen Regelungen nicht betroffen. Im Sinne einer Kosteneffizienz wäre hier eine Klarstellung der Möglichkeiten einer Nutzung der von den Smart Metern erfassten und anonymisierten Messwerten für die Überwachung der Auslastung und Nutzung der Verteilnetze hilfreich.

## Österreichische Datenschutzbehörde (DSB)

Die DSB hat bezüglich der gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres Folgendes mitgeteilt:

Die DSB hat bezüglich der gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres (inklusive der ersten Jahreshälfte 2019) mitgeteilt, dass keine Auffälligkeiten im Zusammenhang mit der Smart-Meter-Einführung festzustellen waren. Betref-

end den Einsatz intelligenter Messgeräte (Smart Meter) hat die Datenschutzbehörde Verhaltensregeln gemäß Art. 40 DSGVO<sup>15</sup>, welche auch den Einsatz dieser Messgeräte beinhalten, mit Bescheid vom 13.05.2019 genehmigt. Weitere Informa-

<sup>15</sup> Anmerkung E-Control: siehe dazu den Datenschutzbericht 2018 [[https://www.dsb.gv.at/documents/22758/115209/datenschutzbericht\\_2018.pdf/](https://www.dsb.gv.at/documents/22758/115209/datenschutzbericht_2018.pdf/)], Seite 46: Die Systematik der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) geht insgesamt von einer weitreichenden Selbstverantwortung aus und sieht mit der Schaffung von Verhaltensregeln („Codes of conduct“) gemäß Art. 40 DSGVO nunmehr eine Methode zur Selbstregulierung vor, um Rechtsunsicherheiten im Zusammenhang mit der DSGVO und der Verarbeitung personenbezogener Daten innerhalb einer spezifischen Branche zu beseitigen. Verhaltensregeln stellen Leitlinien einer guten Datenschutzpraxis dar und können die datenschutzrechtliche Verhaltensweise von Verantwortlichen und Auftragsverarbeitern einer bestimmten Branche standardisieren. Die Ausarbeitung von Verhaltensregeln soll vor allem den besonderen Bedürfnissen von Kleinunternehmen sowie kleinen und mittleren Unternehmen dienen.

tionen sind einer Präsentation<sup>16</sup> der DSB „Smart Meter und Datenschutz – Betrachtungen aus Sicht der Datenschutzbehörde“ zu entnehmen.

Derzeit (Juli 2020) gibt es ein anhängiges Beschwerdeverfahren gemäß Art. 77 DSGVO iVm § 24 DSG, welches den Einbau eines intelligenten Messgerätes zum Gegenstand hat.

## Oesterreichs Energie (OE)

Die OE hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2019 Folgendes mitgeteilt:

Die österreichische E-Wirtschaft bekennt sich zur Implementierung von Intelligenten Messgeräten in Österreich und setzt alle notwendigen Schritte, um daraus eine für die Unternehmen sowie die Kundinnen und Kunden erfolgreiche Neuerung zu schaffen.

Aufgrund der komplexen Umsetzung und des hohen Investitionsbedarfs zählt die Implementierung von Smart Meter (i.H.v. rd. 1,8 Milliarden Euro für Gesamtösterreich) zu den größten je durchgeführten Einzelprojekten der Verteilernetzbetreiber.

Entsprechend der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) ist

eine Roll-out-Quote von 80% für das Jahr 2020 vorgesehen. Obwohl der Roll-out der Smart Meter in vollem Gang ist, werden die österreichischen Verteilernetzbetreiber – aufgrund der umfassenden, dem Roll-out vorgelagerten nötigen Maßnahmen – diese Quote nicht erfüllen können. Aktuell konnten bis Ende 2019 über 20% der österreichischen Haushalte mit einem Smart Meter ausgestattet werden. Darüber hinaus führt die aktuelle COVID-19-Krise nicht nur zu erschwerten Bedingungen im Roll-out in Österreich, sondern auch zu Einschränkungen in der Lieferfähigkeit der internationalen Zählerproduzenten.

<sup>16</sup> [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Matthias\\_Schmidl\\_DSB.pdf/643dc642-b671-b19e-29e6ec4a47b148e0?t=1568359184708](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Matthias_Schmidl_DSB.pdf/643dc642-b671-b19e-29e6ec4a47b148e0?t=1568359184708)

Die Erstreckung der Fristen, gemäß der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie 2019 (Anhang II – Intelligente Messsysteme, Abs 3), unter der österreichischen Ratspräsidentschaft mit 80% bis Ende 2024 wird daher von den österreichischen Verteilernetzbetreibern sehr begrüßt, diese schafft die zeitlichen Rahmenbedingungen, um die praktische Umsetzung ordnungsgemäß durchführen zu können. Hierzu ist es jetzt aber dringend notwendig, auch den nationalen Rechtsrahmen – durch die Novellierung der IME-VO – zu schaffen.

In der Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011 – ist weiters unter § 3 Z 6 vorgesehen, dass die intelligenten Messgeräte über eine Kommunikationsschnittstelle zu verfügen haben. Im Rahmen von Oesterreichs Energie hat die Sparte Netze einen brancheneinheitlichen Anforderungskatalog an eine Kommunikationsschnittstelle mit dem Ziel erarbeitet, diesen in weiterer Folge im Rahmen einer Ausschreibung mit einem Umsetzungspartner auch zu realisieren und österreichweit anzubieten.

Ebenfalls in Umsetzung befindet sich die „Ablöse MSCONS“ in der Marktkommunikation, durch welche einheitliche Formate und Prozesse für den Versand von Einzelenergiedaten, unabhängig vom Zählpunkttyp und der Energiesparte (Strom, Gas), geschaffen werden sollen. Bisher wurden für den Versand von Energiedaten zwischen den berechtigten Marktpartnern unterschiedliche Prozesse und Formate verwendet. Zukünftig werden dafür einheitliche Prozesse und Formate verwendet, sodass sowohl beim Sender als auch beim Empfänger sich Synergien in der Verarbeitung dieser Prozesse ergeben. Zusätzlich werden auslösende Prozesse bzw. Ereignisse und Fristen dementsprechend angepasst, sodass Informationslücken zwischen dem Netzbetreiber und dem Energielieferanten/Versorger betreffend der aufgetretenen Energiemenge je Zählpunkt zeitnah geschlossen werden und nahezu zu jedem Zeitpunkt der Informationsstand bezüglich Energiemengen bei Netzbetreiber und Energielieferant/Versorger ident ist. Die Ablöse von MSCONS im Einzelzählpunktbereich schafft so eine Entkopplung von der Übermittlung von Energiedaten und den jeweils vom Netzbetreiber durchgeführten Netza abrechnungen.

## Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)

Die RTR hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2019 Folgendes mitgeteilt:

*Die Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR), Fachbereich Telekommunikation und Post, steht mit der für den Energiebereich zuständigen Schwesterbehörde E-Control seit vielen Jahren in einem anlassbezogenen fachlichen Austausch. Wiewohl die Regulierungstätigkeit auf den Märkten für Strom und Erdgas auf der einen Seite sowie Telekommunikation und Post auf der anderen Seite eigenständige Tätigkeitsfelder darstellen, kommt es nicht zuletzt aufgrund technischer Entwicklungen gelegentlich zu Überschneidungen.*

*Ein solcher Berührungspunkt von Energie- und Telekom-Regulierung ist nicht nur die in diesem Bericht im Fokus stehende Einführung von Smart Metering in Österreich, vielmehr greift auch der Energiesektor für Steuerung und Betriebsabwicklung schon seit langem auf elektronische Kommunikationsdienste zurück. Die Entwicklung hin zu privat betriebenen PV-Anlagen und der Möglichkeit einer Einspeisung in das Netz verstärkt diesen Trend zur Datenvernetzung im Strombereich.*

*Im Betrachtungszeitraum des Smart Meter Reports 2020 kann auf allgemeine Entwicklungen hingewiesen werden, die für*

*beide Zuständigkeitsbereiche, konkret Telekommunikation und Strom, von Bedeutung sind.*

*Zum einen kann hier die Zuteilung von Frequenzen für Kommunikationsdienste genannt werden, die grundsätzlich im Zuständigkeitsbereich der Fernmeldebehörde im Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus (BMLRT) liegt. Allerdings kann für einzelne Frequenzbereiche die Bundesministerin per Verordnung festlegen, dass die Zuteilung von Frequenzen „zahlenmäßig zu beschränken“ ist. Wird eine derartige Festlegung getroffen, so ist in weiterer Folge die Regulierungsbehörde, konkret die Telekom-Control-Kommission (TKK), für die Zuteilung dieser Frequenzen zuständig. Nachdem die betreffenden Frequenzen technologieneutral vergeben werden und zur Erbringung einer Vielzahl von Kommunikationsdiensten geeignet sind, kommt auch eine Nutzung im Energiebereich, wie bspw. zur Anbindung von Smart Metern, in Betracht. EVU treten aber nicht nur als Nachfrager für Frequenzen im Zusammenhang mit speziellen Anwendungen im Energiesektor auf, sondern agieren vielfach auch als Anbieter von Kommunikationsnetzen und -diensten*

und sind mit diesen Geschäftsfeldern im Aufsichtsbereich der RTR angesiedelt. Im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses stand im Berichtszeitraum die Einführung von 5G, der nächsten Generation des Mobilfunks, und die hierfür erforderliche Frequenzausstattung der Anbieter. Nachdem sich mit 5G die Leistungsfähigkeit von Mobilfunknetzen gegenüber den heute im Einsatz befindlichen Technologien nochmals deutlich erhöhen soll, sieht sich der neue Mobilfunkstandard mit beträchtlichen Erwartungen konfrontiert. Zum einen wird 5G als Wegbereiter von IoT und M2M gesehen, zum anderen sollen auch hochverfügbare Dienste durch 5G besser unterstützt werden – bei beiden Aspekten kann leicht ein Anknüpfungspunkt zu den Systemen der Energiewirtschaft gefunden werden. Darüber hinaus interessiert die Fragestellung, ob mit der Einführung von 5G auch eine Änderung der Business-Modelle und der Wertschöpfungsketten einhergehen und mit den sog. „Verticals“ neue Player auf den Markt drängen könnten. Hier wird auch der Energiesektor immer wieder als möglicher 5G-Player genannt. Was Frequenzvergaben in Österreich anbelangt, wurde im Jahr 2019 seitens der Regulierungsbehörde Spektrum für 5G im Frequenzbereich 3,4–3,8 GHz versteigert. Eine weitere Multiband-Auktion für 5G Spektrum in den Bereichen 700 MHz, 1.500 MHz und 2.100 MHz ist für 2020 in Planung.

Auf der Ebene der wettbewerbsrechtlichen Tätigkeiten von RTR und E-Control kam es in der Vergangenheit zu einer Kooperation der beiden Behörden im Zusammenhang mit Aktivitäten des Netzausbaus von EVU. Nachdem Datennetze sowohl im Zusammenhang mit der Energieversorgung (z.B. für Steuerung und Regelung oder eben für Smart Metering) als auch für die Erbringung von öffentlichen Kommunikationsdiensten verwendet werden können, war eine korrekte Abgrenzung der Kosten zwischen den beiden Nutzungsfeldern im Zuge von Kostenermittlungsverfahren bei der E-Control erforderlich.

Als weiterer Schwerpunkt einer fachübergreifenden Thematik ist die Befassung mit Cybersicherheitsthemen und hierbei die von der RTR initiierte und koordinierte Branchenrisiko-Analyse für den Telekom-Sektor zu nennen, die erstmals im Jahr 2017 gemeinsam mit verschiedenen Stakeholdern durchgeführt wurde. Hier wurde nicht nur auf die Erfahrungen der E-Control aus vergleichbaren Analysen der Risiken im Strom- und Gas-Sektor zurückgegriffen, sondern es konnten auch Unternehmen aus dem Energiesektor für eine aktive Mitarbeit gewonnen werden, wodurch sich die Diversität der Arbeitsgruppe und das zur Verfügung stehende Expertenwissen erhöhte. Gleichzeitig wurde dem grundsätzlichen Bestreben der RTR nach einer stärkeren Vernetzung der Sicherheitsfachleute auf Arbeitsebene über Branchengrenzen

hinweg Rechnung getragen. Im Jahr 2019 wurde diese Branchenrisikoanalyse um eine Untersuchung der spezifischen Risiken im Zusammenhang mit der bevorstehenden Einführung von 5G ergänzt. Dies war aufgrund einer Empfehlung der Europäischen Kommission zur Cybersicherheit von 5G-Netzen erforderlich geworden und bildete später die Basis für eine von der RTR zu erlassende Netzsicherheitsverordnung. Eine Neubewertung der allgemeinen Risiken im Telekom-Sektor wurde im Rah-

men einer erneuten Branchenrisikoanalyse im vierten Quartal 2019 begonnen, wobei diesmal auch sogenannte Kaskadeneffekte betrachtet werden sollen. Bei der Bewertung derartiger branchenübergreifender Effekte möchte die RTR wieder auf die bestehende Kooperation mit der E-Control zurückgreifen, um gemeinsam gegenseitige Abhängigkeiten von Strom- und Telekom-Sektor zu beleuchten und Maßnahmenempfehlungen zur Risikominimierung ableiten zu können.

## Technologieplattform Smart Grids Austria (TPSGA)

Die TPSGA hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2019 Folgendes mitgeteilt:

### **Die neuen Services und Funktionalitäten im zukünftigen Energiesystem benötigen die zusätzlichen Daten**

Durch den Roll-out der Smart Meter sind zukünftig Verbrauchs- und Niederspannungsnetzdaten zählpunktgenau für Netzbetreiber flächendeckend verfügbar. Deren Verfügbarkeit ist Grundvoraussetzung für neue Services und Funktionalitäten, die für Endkundinnen und -kunden zukünftig zur Verfügung stehen. Damit ist die großflächige Umsetzung z.B. von Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (EIWOG §16a) bzw. von Energiegemeinschaften

erst nach dem Roll-out von Smart Metern möglich und jede Verzögerung wirkt sich auch auf deren Etablierung aus.

### **Teilnahme nur ohne Opt-out-Möglichkeit**

Die Teilnahme an Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen bzw. Energiegemeinschaften ist nur für Kundinnen und Kunden möglich, die nicht die Opt-out-Möglichkeit gewählt haben. Doch selbst mit der Zustimmung der Datennutzung sind die notwendigen Prozesse zur Abrechnung der dezentralen Erzeugung und Verbräuche nicht einfach und standardisiert durchzuführen.

*Zur Realisierung der ersten §16a-Anlagen sind seitens der Netzbetreiber hohe Aufwände notwendig gewesen, um anhand der Smart-Meter-Daten eine Abrechnung der Teilnehmer zur Verfügung zu stellen.*

**Standardisierte Prozesse notwendig**

*Um den administrativen Aufwand für Energiegemeinschaften möglichst gering zu halten, sind zukünftig relevante Prozesse zu standardisieren.*

*Die Standardisierung (Normierung) aller organisatorisch erforderlichen Prozesse*

*muss für massenfähige Lösungen durchgeführt werden. Beispiele dafür sind etwa die Zustimmung zur Aufnahme viertelstündlicher Messdaten, die transparente Ermittlung der verrechnungsrelevanten Energiemengendaten oder der Datenaustausch zwischen allen beteiligten Akteuren, zum Beispiel mittels Entwicklung und Einführung der EDA-Plattform (<https://ebutilities.at>), evtl. mit gesetzlichem Mandat dazu.*

## Verein für Konsumenteninformation (VKI)

Die E-Control hat beim VKI um eine Stellungnahme angefragt und folgende Rückmeldung erhalten:

*Im Jahr 2019 wurde im Verein für Konsumenteninformation (VKI) eine eher rückläufige Zahl von Anfragen zum Thema Smart Meter beobachtet. Das Thema war*

*daher, wie schon im letzten Jahr berichtet, auch in diesem Jahr kein Schwerpunkt in der Beratung.*

## Volksanwaltschaft

Die E-Control hat bei der Volksanwaltschaft um eine Stellungnahme angefragt und folgende Rückmeldung erhalten:

*Bei der Volksanwaltschaft sind auch im Jahr 2019 zahlreiche Eingaben betreffend Smart Meter bzw. Ablehnung des Austauschs analoger Stromzähler eingelangt. Die Volksanwaltschaft wies, wie schon in den Jahren 2017 und 2018, alle Beschwerdeführer darauf hin, nach Artikel 148a Abs 1 und 2 B-VG nicht zur Prüfung der jeweiligen Netzbetreiber, sondern nur von behaupteten Missständen in der Verwaltung berufen zu sein.*

*Da die Ausrollung der Smart Meter in Umsetzung gesetzlicher Vorgaben erfolgt, waren von der Volksanwaltschaft keine Missstände in der Verwaltung festzustellen. Die Volksanwaltschaft nahm jedoch, wie in ihrem Bericht an den Nationalrat und an den Bundesrat 2019 dargestellt ([https://volksanwaltschaft.gv.at/downloads/38d05/PB%202019\\_Kontrolle%20%C3%B6ffentliche%20Verwaltung\\_bf.pdf](https://volksanwaltschaft.gv.at/downloads/38d05/PB%202019_Kontrolle%20%C3%B6ffentliche%20Verwaltung_bf.pdf), S. 127 f.), wahr, dass mehrere Endkundinnen und -kunden über Probleme anlässlich des Roll-outs berichteten.*

*So brachte eine Familie vor, ihr Netzbetreiber hätte (trotz aufrechter Eichung des vorhandenen Zählers) die Stromsperre und die Einbringung einer Duldungskla-*

*ge angedroht, falls sie den Einbau eines Smart Meters ablehnen sollte. Auf amtswegigem Ersuchen um Mitteilung, welche Schritte die E-Control setzte, um ein kundenorientiertes Vorgehen von Netzbetreibern sicherzustellen, hielt die E-Control fest, dass ihr eine umfassende Überprüfung ohne Kenntnis des genauen Sachverhalts nicht möglich sei. Sie versicherte aber, auch künftig Vorwürfe betreffend die Umstellung von Endverbraucherinnen und -verbrauchern auf Smart Meter detailliert prüfen zu wollen.*

*Diese Reaktion erachtete die Volksanwaltschaft für kritikwürdig, da sich die zugesicherte detaillierte Prüfung der E-Control offenkundig auf den Hinweis an Endkundinnen und -kunden auf die bei ihr eingerichtete Schlichtungsstelle und werbetextähnliche Anmerkungen zu den Vorteilen von Smart Metern beschränkte.*

*Eine weitere, von Amts wegen verfolgte Beschwerde betraf die Unterlassung der gesetzlich vorgesehenen „zeitnahen“ Information über den Zählertausch an einen Endverbraucher, der folglich keine Gelegenheit für eine Opt-out-Erklärung gehabt hatte.*

Die E-Control sah in Hinblick auf die verwaltungsstrafrechtlich relevante Unterlassung der Information (Geldstrafe von bis zu 75.000 Euro) die Bezirksverwaltungsbehörde in der Verantwortung und verwies ansonsten auf eigenes Informationsmaterial (Flyer, jährlicher Monitoringbericht usw.). Der Hinweis der E-Control, dass ein Flyer der schriftlichen Ankündigung des Zählertausches beigelegt werden könnte, erschien der Volksanwaltschaft befremdlich,

da im konkreten Beschwerdefall ein Schreiben des Netzbetreibers an die Endkundin bzw. den Endkunden unterblieben war.

Zusammenfassend kritisiert die Volksanwaltschaft, dass die E-Control aus eigener Initiative keine Maßnahmen setzte, um Problemen beim Roll-out vorzubauen. Somit ist auch in Zukunft mit Konfliktpotential und Klärungsbedarf im Zusammenhang mit dem Roll-out zu rechnen.

## Wissenschaftlicher Beirat Funk (WBF)

Der WBF hat der E-Control Folgendes mitgeteilt:

Der WBF beschäftigt sich als Gremium des BMLRT mit der wissenschaftlichen Auswertung internationaler Studien zum Thema „Mobilfunk und Gesundheit“.

Nähere Informationen finden Sie unter <https://www.bmlrt.gv.at/telekommunikation-post/telekommunikation/wissenschaftlicher-beirat-funk.html>

# EUROPÄISCHE ERFAHRUNGEN

Die Europäische Kommission hat in ihrem Benchmarking-Bericht<sup>17</sup> aus dem Jahr 2014 den Stand der Einführung intelligenter Messsysteme in der Europäischen Union vorgestellt. Dieser Benchmarking-Bericht gab einen Überblick über die nationalen Kosten-Nutzen-Analysen (CBA), zu deren Durchführung die Mitgliedstaaten nach der Verabschiedung der Elektrizitätsrichtlinie 2009/72/EG<sup>21</sup> und der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG<sup>22</sup> aufgefordert wurden.

Der Ende 2019 veröffentlichte Bericht der Kommission „Benchmarking smart metering deployment in the EU-28“<sup>18</sup> dient der Aktualisierung der im Jahr 2014 veröffentlichten Informationen und darüber hinaus soll er dazu beitragen, die aus der Praxis gewonnenen Erkenntnisse und frühen Erfahrungsrückmeldungen ins Licht zu rücken. Diese könnten sich für andere Länder, die intelligente Zähler einführen oder dies in naher Zukunft planen und nach Anleitung suchen, als nützlich erweisen.

Die Studie ergab, dass:

- > in der EU fast 223 Millionen intelligente Zähler für Strom und 51 Millionen für Gas bis Ende 2024 eingeführt werden, was einer potenziellen Investition von 47 Milliarden Euro entspricht,
- > bis Ende 2024 fast 77% der europäischen Verbraucherinnen und Verbraucher über einen intelligenten Stromzähler und etwa

44% über einen intelligenten Gaszähler verfügen werden,

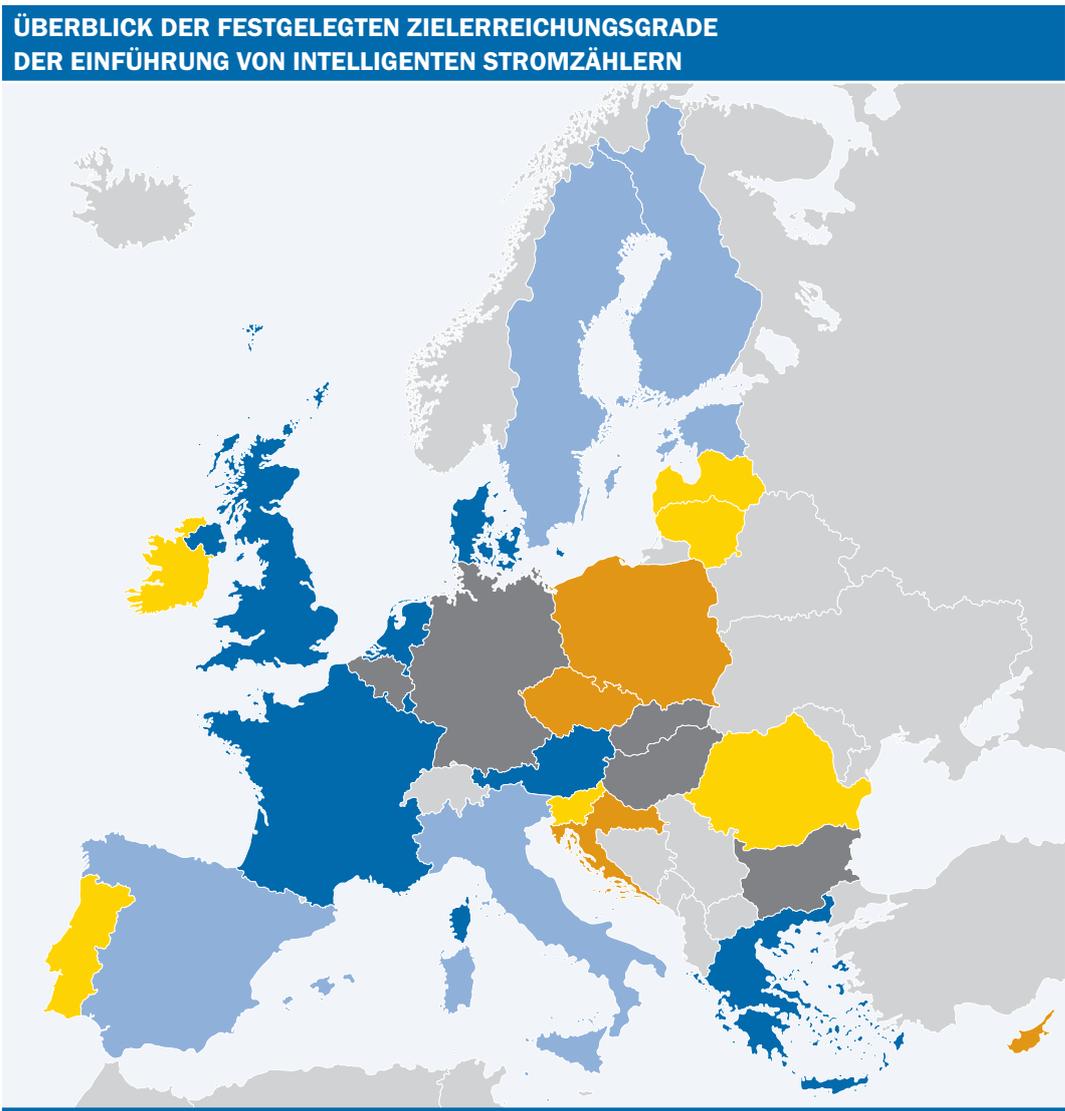
- > die Kosten für die Installation eines intelligenten Zählers in der EU im Durchschnitt zwischen 180 und 200 EUR liegt,
- > intelligente Zähler im Durchschnitt Einsparungen von 230 EUR für Gas und 270 EUR für Strom pro Zählpunkt (verteilt auf Verbraucherinnen und Verbraucher, Lieferanten, Verteilungsnetzbetreiber usw.) bringen,
- > ermittelt auf der Grundlage von Daten aus Pilotprojekten, durch die Installation von intelligenten Zählern eine durchschnittliche Energieeinsparung von mindestens 2% und bis zu 10% erreicht wird.

Die zeitliche Erfüllung der Zielvorgaben für die breite Einführung (d.h. für mindestens 80% der Zählpunkte) intelligenter Messgeräte in den einzelnen Mitgliedstaaten sind in Abbildung 18 zu sehen. Nur wenige Länder – nämlich Schweden, Finnland, Italien, Estland, Malta, Spanien und Dänemark – verfügen bereits heute über eine groß angelegte Einführung von Smart Metern. Die meisten Länder werden im Zeitraum 2020–2025 eine solche groß angelegte Einführung (bei mindestens 80% der Verbraucherinnen und Verbraucher) erreichen. Etwa ein Drittel der Mitgliedstaaten wird intelligente Zähler bis 2030 oder später einführen, da ihre letzte CBA<sup>19</sup> noch immer negativ ausfällt.

<sup>17</sup> Bericht der Kommission: „Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich“. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0356&from=EN>  
[https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28\\_de](https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28_de)

<sup>18</sup> Bericht der Kommission: „Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich“. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0356&from=EN>  
[https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28\\_de](https://ec.europa.eu/energy/studies/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28_de)

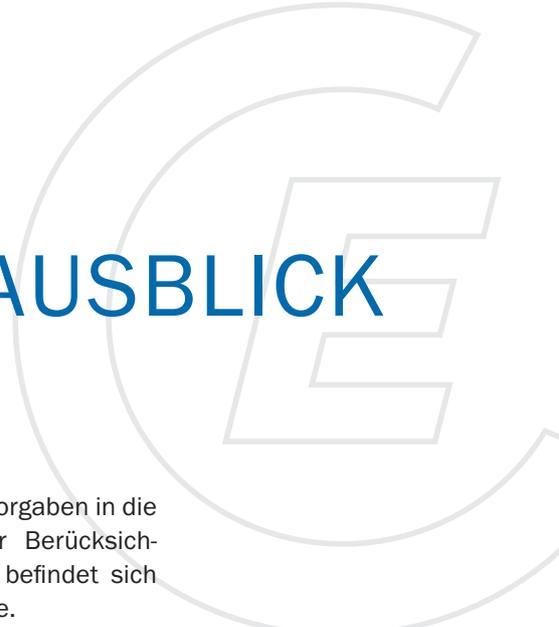
<sup>19</sup> Cost benefit analysis



**Abbildung 18**  
Überblick der festgelegten Zielerreichungsgrade der Einführung von intelligenten Stromzählern mit mindestens 80% aller Zählpunkte nach Mitgliedstaaten

Quelle: E-Control

# AUSBLICK



Durch die Vorgaben im Clean Energy Package legt die europäische Gesetzgebung den Schwerpunkt der Energiemarktentwicklung auf Kundinnen und Kunden, für welche diverse Optionen der aktiven Teilnahme am Markt bereitgestellt werden sollen: von der Nutzung dynamischer Preismodelle über Eigenerzeugung und Eigenverbrauch bis zur Beteiligung an Erneuerbaren und Bürger-Energiegemeinschaften sowie der Inanspruchnahme von Aggregatoren-Dienstleistungen und der Vermarktung von Flexibilität.

All diese und weitere innovative Formen der Marktteilnahme sind bedingt einerseits durch die reibungslose zeitnahe Verbrauchsmessung sowie die Übermittlung dieser Werte und andererseits den hoch automatisierten und standardisierten Datenaustausch gepaart mit den relevanten Prozessen. Ein wesentlicher Schritt Richtung Verwirklichung einer digitalisierten Energielandschaft ist zweifellos ein vollständiger Roll-out von Smart Metern und den dazugehörigen Kommunikationssystemen sowie ihre Einbindung in die IT-Systeme der Unternehmen. Dadurch werden im Netzbetrieb Innovationen und Effizienzsteigerungen, die wesentliche Kostensenkungspotenziale haben (bessere Fehlersuche, optimierte Netzplanung, Prozessoptimierungen, effizientes Monitoring von Ausfällen und Störungen sowie der Spannungsqualität im Netz etc.), ermöglicht.

Die österreichische Klima- und Energiestrategie, Mission 2030<sup>20</sup>, hebt die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende hervor.

Die Implementierung der CEP-Vorgaben in die nationale Gesetzgebung unter Berücksichtigung der Mission-2030-Ziele befindet sich gerade in der Umsetzungsphase.

Die Verfehlung der festgelegten Ziele für den Smart-Meter-Roll-out und eine niedrige Roll-out-Quote deuten allerdings darauf hin, dass die Voraussetzungen für die angestrebte Marktentwicklung österreichweit bis auf weiteres nicht oder nur teilweise gegeben sein werden. Für den Großteil der Kundinnen und Kunden stehen die zuvor angeführten Optionen der Marktteilnahme noch nicht bereit. Wann es so weit sein wird, hängt davon ab, wie schnell, effizient und flächendeckend die Verteilernetzbetreiber den Roll-out vorantreiben, um ihre eingereichten Pläne zu erfüllen. Bis Ende 2019 befanden sich noch 21 von 119 Verteilernetzbetreibern erst in einer sehr frühen Phase der Smart-Meter-Einführung. Laut den eingereichten Plänen werden nach 2022 noch immer 1,5 Mio. Zählpunkte einen mechanischen Stromzähler haben.

Eine weitere wichtige Aufgabe ist die Optimierung der Marktregeln bezüglich Marktkommunikation mit dem Ziel, Transparenz, Gleichbehandlung der Marktteilnehmer und Effizienz zu gewährleisten. Deshalb wird auch die Entscheidungsgestaltung, wie sie in den Sonstigen Marktregeln Kapitel 5 festgelegt ist, seitens der E-Control gründlich evaluiert und in Abstimmung mit den Marktteilnehmern den neuen Anforderungen entsprechend angepasst.

<sup>20</sup> Mission 2030 – die Österreichische Klima- und Energiestrategie  
[https://www.bmlrt.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik\\_national/mission-2030.html](https://www.bmlrt.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik_national/mission-2030.html)

Laut Branchenangaben wird aktuell an einigen Verbesserungen und Erweiterungen der Marktkommunikation auf der ebutilities.at Plattform und schließlich der Plattform EDA gearbeitet, deren Produktivsetzung im Laufe 2021 geplant ist. So werden Prozesse und Formate betreffend Austausch von Verbrauchsdaten vereinheitlicht und es wird ein niederschwelliger Zugang für Endkundinnen und -kunden und ihre Dienstleister zur Plattform EDA geschaffen.

Die Erhöhung des Automatisierungsgrades beim Datenaustausch wird von der E-Control stark befürwortet, wie z.B. die Vereinheitlichung der Datenformate für Endkundinnen und -kunden auf Web-Plattformen der Verteilernetzbetreiber. Im Rahmen des Council of European Energy Regulators (CEER) ist die E-Control auch in europäischen Initiativen

eingebunden und wird deren Zielsetzungen mitgestalten.

Um Endkundinnen und -kunden einen Preisvergleich von Produkten mit dynamischen Preisen, so wie er in der Richtlinie EU 2019/944 vorgesehen ist, zu ermöglichen, wird an einer Erweiterung der Funktionalitäten des Tarifikalkulators der E-Control intensiv gearbeitet.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die angestrebte Umgestaltung des bestehenden Energiesystems eine große Herausforderung für alle Beteiligten darstellt und sie nur durch die aktive Zusammenarbeit zwischen den Marktteilnehmern, der Regulierungsbehörde und dem Gesetzgeber erfolgreich umzusetzen ist.

# ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Übersicht der Zählpunkte mit Smart Metern tatsächlich und geplant nach Roll-out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende Dezember 2019	7
Abbildung 2	Anzahl der tatsächlich installierten und geplanten Smart Metern in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018 und 2019	12
Abbildung 3	Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018 und 2019 vs. festgelegte Einführungsgrade	13
Abbildung 4	Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern in der Erhebung für das Jahr 2019	14
Abbildung 5	Status Smart-Meter-Roll-out	14
Abbildung 6	Anzahl der Anträge und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch	17
Abbildung 7	Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kundinnen und Kunden	18
Abbildung 8	Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen	20
Abbildung 9	Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und Datenkonzentratoren im Jahr 2019 (logarithmische y-Achse)	23
Abbildung 10	Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Datenkonzentratoren und dem zentralen System (logarithmische y-Achse)	24
Abbildung 11	Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und dem zentralen System (logarithmische y-Achse)	24
Abbildung 12	Aufteilung der installierten Smart Meter nach der Zählerkonfiguration: DZ (Opt-out), IMS, IME (Opt-in VNB), IME (Opt-in LN)	28
Abbildung 13	Auswirkungen der geplanten oder bereits eingesetzten Smart Meter im Jahr 2019	30
Abbildung 14	Aufteilung der Anfragen zu Smart Metern bei der Energie-Hotline	36
Abbildung 15	Anfragen bei der Schlichtungsstelle der E-Control betreffend Ablehnung des Umstiegs auf ein intelligentes Messgerät und/oder Umstieg auf Opt-out	37
Abbildung 16	Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich 2001 bis 2019	40
Abbildung 17	Energiekosten von dynamischen und klassischen Preismodellen im Vergleich (Beispiel anhand eines typischen Lastgangverlaufs einer Wohnung mit Abendspitzenverbrauch und 3.500 kWh Jahresverbrauch)	42
Abbildung 18	Überblick der festgelegten Zielerreichungsgrade der Einführung von intelligenten Stromzählern mit mindestens 80% aller Zählpunkte nach Mitgliedstaaten	60

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2019	15
Tabelle 2	Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand jeweils Dezember	16
Tabelle 3	Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart-Meter-Roll-outs	25
Tabelle 4	Energiekosten nach verschiedenen Lastverläufen, Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/a	43
Tabelle 5	Zielerreichung IME-V0 der Verteilernetzbetreiber 2019 bis 2022 gruppiert nach Netzbereichen und nach Anzahl der umzustellenden Zählpunkte	64

# ANHANG

## ZIELERREICHUNG IME-VO DER VERTEILERNETZBETREIBER 2019 BIS 2022 GRUPPIERT NACH NETZBEREICHEN UND NACH ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE

Smart-Meter-Erhebung für das Jahr 2019				Ausrollungsgrad		
Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Status	Umzustellende Zählerpunkte (Stand Ende 2019)	2019	2020 geplant	2022 geplant
Burgenland	Netz Burgenland GmbH	Roll-out laufend	213.449	77%	96%	96%
Burgenland	Energie Güssing GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	3.780	0%	27%	86%
Graz	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	Ausschreibung abgeschlossen	193.776	3%	30%	99%
Innsbruck	Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft	Ausschreibung abgeschlossen	129.051	1%	6%	56%
Kärnten	KNG-Kärnten Netz GmbH	Roll-out laufend	305.027	40%	55%	78%
Kärnten	AAE Wasserkraft GmbH	Erste Versuche	686	0%	0%	100%
Kärnten	Kraut E-Werk KG	Erste Versuche	72	0%	0%	100%
Klagenfurt	Energie Klagenfurt GmbH	Roll-out laufend	84.999	57%	66%	86%
Kleinwalsertal	Energieversorgung Kleinwalsertal Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Roll-out laufend	3.880	94%	98%	100%
Linz	LINZ NETZ GmbH	Roll-out laufend	285.251	72%	80%	96%
Linz	Elektrizitätswerk Perg GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	7.430	0%	23%	94%
Linz	Ebner Strom GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	7.312	0%	22%	95%
Linz	Elektrizitätswerk Clam Carl-Philip Clam-Martinic e.U.	Roll-out laufend	994	49%	75%	100%
Linz	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KG	Planungsphase	71	0%	0%	100%
Niederösterreich	Netz Niederösterreich GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	833.544	0%	12%	80%
Niederösterreich	Stadtwerke Amstetten	Roll-out laufend	11.409	78%	85%	100%
Niederösterreich	wüsterstrom E-Werk GmbH	Roll-out abgeschlossen	3.554	99%	99%	99%
Niederösterreich	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	3.323	0%	24%	97%
Niederösterreich	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	Ausschreibung abgeschlossen	2.755	0%	35%	96%
Niederösterreich	Licht- und Kraftstromvertrieb der Marktgemeinde Göstling an der Ybbs	Ausschreibung abgeschlossen	1.176	0%	25%	95%
Niederösterreich	Licht- und Kraftvertrieb Hollenstein/Ybbs	Ausschreibung abgeschlossen	1.064	0%	25%	96%
Niederösterreich	E-Werk Schwaighofer GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	843	0%	25%	95%
Niederösterreich	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	Roll-out abgeschlossen	688	100%	100%	100%
Niederösterreich	Gemeinde Opponitz Infrastruktur KG	Roll-out abgeschlossen	433	100%	100%	100%
Niederösterreich	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	Roll-out laufend	276	99%	100%	100%

**ZIELERREICHUNG IME-VO DER VERTEILERNETZBETREIBER 2019 BIS 2022 GRUPPIERT NACH NETZBEREICHEN UND NACH ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE**

Smart-Meter-Erhebung für das Jahr 2019				Ausrollungsgrad		
Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Status	Umzustellende Zählpunkte (Stand Ende 2019)	2019	2020 geplant	2022 geplant
Niederösterreich	Heinrich Polsterer GmbH & Co KG	Ausschreibung abgeschlossen	84	82%	82%	100%
Niederösterreich	Forstverwaltung Seehof GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	32	0%	0%	100%
Oberösterreich	Netz Oberösterreich GmbH	Roll-out laufend	669.769	92%	97%	97%
Oberösterreich	Wels Strom GmbH	Roll-out laufend	54.581	71%	99%	100%
Oberösterreich	Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	Roll-out laufend	25.868	63%	83%	100%
Oberösterreich	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	Roll-out abgeschlossen	5.704	100%	100%	100%
Oberösterreich	Schwarz, Wagendorffer & Co, Elektrizitätswerk GmbH	Planungsphase	3.553	0%	34%	94%
Oberösterreich	K. u. F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG.	Roll-out laufend	2.977	73%	93%	100%
Oberösterreich	KARLSTROM e.U.	Roll-out laufend	1.063	62%	89%	100%
Oberösterreich	Revertera Dominik Peter Benedikt Nikol	Roll-out abgeschlossen	475	100%	100%	100%
Oberösterreich	EVU Gerald Mathe e.U.	Roll-out laufend	332	10%	37%	82%
Oberösterreich	Mayr Siegfried Gernot Ing.	Roll-out laufend	233	15%	54%	100%
Oberösterreich	Energieversorgungs GmbH	Roll-out laufend	211	50%	85%	100%
Oberösterreich	Kneidinger 1880 GmbH	Roll-out abgeschlossen	155	100%	100%	100%
Oberösterreich	E-Werk Dietrichschlag eGen	Roll-out laufend	63	70%	83%	100%
Salzburg	Salzburg Netz GmbH	Roll-out laufend	442.786	0%	2%	95%
Salzburg	Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesellschaft m.b.H.	Planungsphase	5.304	0%	0%	96%
Salzburg	Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen	Ausschreibung abgeschlossen	1.181	0%	0%	100%
Steiermark	Energienetze Steiermark GmbH	Roll-out laufend	476.381	2%	17%	81%
Steiermark	Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	Roll-out laufend	53.649	4%	25%	95%
Steiermark	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	28.835	0%	31%	97%
Steiermark	Stadtwerke Judenburg Aktiengesellschaft	Ausschreibung abgeschlossen	20.545	0%	10%	79%
Steiermark	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	Erste Versuche	19.113	0%	22%	95%
Steiermark	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	15.519	0%	27%	95%
Steiermark	STGD Kindberg E-Werk Nebenbetriebe	Ausschreibung abgeschlossen	14.070	0%	13%	91%
Steiermark	Stadtwerke Voitsberg GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	10.842	0%	28%	92%
Steiermark	Stadtwerke Köflach GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	10.567	0%	14%	62%

**ZIELERREICHUNG IME-VO DER VERTEILERNETZBETREIBER 2019 BIS 2022 GRUPPIERT NACH NETZBEREICHEN UND NACH ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE**

Smart-Meter-Erhebung für das Jahr 2019				Ausrollungsgrad		
Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Status	Umzustellende Zählerpunkte (Stand Ende 2019)	2019	2020 geplant	2022 geplant
Steiermark	Stadtwerke Mürzzuschlag Gesellschaft m.b.H.	Ausschreibung abgeschlossen	10.300	0%	25%	100%
Steiermark	Elektrizitätswerk Fernitz, Ing. Franz Purkarthofer GmbH & Co KG.	Roll-out laufend	9.237	32%	55%	100%
Steiermark	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.	Ausschreibung abgeschlossen	8.211	0%	32%	100%
Steiermark	E-Werk Ebner GesmbH	Ausschreibung abgeschlossen	8.000	0%	1%	60%
Steiermark	Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	7.357	0%	41%	95%
Steiermark	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	7.021	0%	17%	70%
Steiermark	Elektrizitätswerk Gröbming KG	Ausschreibung abgeschlossen	6.956	0%	5%	95%
Steiermark	P.K. Energieversorgungs-GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	5.420	0%	25%	95%
Steiermark	Energieversorgungsunternehmen der Florian Lugitsch Gruppe GmbH	Erste Versuche	5.367	1%	40%	100%
Steiermark	Elektrizitätswerk Mariahof GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	4.540	0%	25%	96%
Steiermark	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	3.939	0%	28%	95%
Steiermark	Envesta Energie- und Dienstleistungs GmbH	Planungsphase	3.768	0%	4%	63%
Steiermark	Murauer Stadtwerke Gesellschaft m.b.H.	Pilotphase	3.563	0%	0%	59%
Steiermark	Marktgemeinde Neumarkt Versorgungsbetriebsgesellschaft m.b.H.	Roll-out laufend	3.359	8%	33%	96%
Steiermark	Bad Gleichenberg Energie GmbH	Roll-out laufend	2.759	42%	69%	100%
Steiermark	Elektrowerk Schöder GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	2.687	23%	54%	95%
Steiermark	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	Roll-out laufend	2.277	89%	100%	100%
Steiermark	EVU der Marktgemeinde Niklasdorf	Ausschreibung abgeschlossen	2.232	0%	54%	100%
Steiermark	EVU der Stadtgemeinde Mureck	Roll-out laufend	1.739	45%	71%	100%
Steiermark	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	Roll-out laufend	1.684	33%	80%	100%
Steiermark	Gertraud Schafner GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	1.500	0%	25%	95%
Steiermark	Marktgemeinde Eibiswald - EVU	Planungsphase	1.450	0%	7%	83%
Steiermark	E-Werk Sigl GmbH & Co KG	Roll-out laufend	1.157	10%	32%	100%
Steiermark	E-Werk Gleinstätten GmbH	Pilotphase	1.145	0%	1%	67%
Steiermark	E-Werk Stubenberg eGen	Planungsphase	995	0%	25%	100%

**ZIELERREICHUNG IME-VO DER VERTEILERNETZBETREIBER 2019 BIS 2022 GRUPPIERT NACH NETZBEREICHEN UND NACH ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE**

Smart-Meter-Erhebung für das Jahr 2019				Ausrollungsgrad		
Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Status	Umzustellende Zählpunkte (Stand Ende 2019)	2019	2020 geplant	2022 geplant
Steiermark	MGD UNZMARKT-FRAUENBURG E-WERK	Planungsphase	971	0%	3%	100%
Steiermark	Ing. Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. „E-Werk Piwetz“	Planungsphase	666	0%	10%	100%
Steiermark	E-Werk der Gemeinde Mürzsteg	Planungsphase	430	0%	0%	100%
Steiermark	E-Werk Andreas Braunstein	Ausschreibung abgeschlossen	361	0%	0%	100%
Steiermark	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen	Roll-out abgeschlossen	346	100%	100%	100%
Steiermark	Mag. Julius Engelbert Tassotti	Roll-out laufend	242	28%	41%	87%
Steiermark	KWK Klausbauer Wasserkraft GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	105	0%	0%	100%
Steiermark	Pölsler Friedrich	Planungsphase	31	0%	0%	100%
Steiermark	Joh. Pengg Holding Gesellschaft m.b.H.	Planungsphase	18	0%	11%	83%
Tirol	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	238.983	0%	5%	75%
Tirol	HALLAG Kommunal GmbH	Roll-out laufend	19.519	56%	77%	97%
Tirol	Elektrizitätswerke Reutte AG	Ausschreibung abgeschlossen	18.345	0%	10%	95%
Tirol	Stadtwerke Kufstein GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	16.610	17%	26%	59%
Tirol	Stadtwerke Schwaz GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	14.976	5%	11%	56%
Tirol	Stadtwerke Wörgl GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	9.985	26%	38%	65%
Tirol	Stadtwerke Kitzbühel e.U.	Ausschreibung abgeschlossen	9.280	29%	40%	63%
Tirol	Kraftwerk Haim K.G.	Ausschreibung abgeschlossen	7.834	4%	16%	55%
Tirol	Stadtwerke Imst	Ausschreibung abgeschlossen	7.184	11%	28%	61%
Tirol	Elektrizitätswerk Prantl Gesellschaft m.b.H. & Co KG	Ausschreibung abgeschlossen	3.436	17%	35%	64%
Tirol	Kommunalbetriebe Hopfgarten GmbH	Roll-out laufend	3.333	34%	52%	76%
Tirol	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	Roll-out laufend	2.360	78%	83%	100%
Tirol	Gemeinde Kematen	Ausschreibung abgeschlossen	1.805	3%	11%	56%
Tirol	Elektrizitätswerk Schattwald e.U.	Roll-out laufend	1.596	32%	50%	99%
Tirol	E-Werk Stadler GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	1.494	25%	36%	63%
Tirol	Kommunalbetriebe Rinn GmbH.	Ausschreibung abgeschlossen	1.106	0%	0%	0%
Tirol	Elektrogenossenschaft Weerberg, registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	Ausschreibung abgeschlossen	1.005	0%	10%	90%

**ZIELERREICHUNG IME-VO DER VERTEILERNETZBETREIBER 2019 BIS 2022 GRUPPIERT NACH NETZBEREICHEN UND NACH ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE**

Smart-Meter-Erhebung für das Jahr 2019				Ausrollungsgrad		
Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Status	Umzustellende Zählerpunkte (Stand Ende 2019)	2019	2020 geplant	2022 geplant
Tirol	Elektrowerk Assling, registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	Ausschreibung abgeschlossen	829	0%	28%	100%
Tirol	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	Ausschreibung abgeschlossen	621	0%	13%	58%
Tirol	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	Roll-out laufend	517	39%	77%	100%
Tirol	Elektrizitätswerk Winkler GmbH	Ausschreibung abgeschlossen	498	0%	40%	100%
Tirol	Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten i. Def. registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	Ausschreibung abgeschlossen	479	10%	27%	63%
Tirol	Wasserkraft Sölden eGen	Ausschreibung abgeschlossen	91	0%	22%	93%
Tirol	Kraftwerk Reinisch GmbH	Planungsphase	81	0%	0%	0%
Tirol	Gottfried Wolf GmbH zH RA Dr. Michael Battlogg	Erste Versuche	18	0%	6%	17%
Tirol	Plövnner Schmiede Betriebs GmbH	Planungsphase	4	0%	0%	0%
Vorarlberg	Vorarlberger Energienetze GmbH	Roll-out laufend	202.592	1%	6%	75%
Vorarlberg	Stadtwerke Feldkirch	Roll-out abgeschlossen	21.590	99%	100%	100%
Vorarlberg	Montafonerbahn Aktiengesellschaft	Ausschreibung abgeschlossen	7.156	0%	3%	71%
Vorarlberg	Elektrizitätswerke Frastanz Gesellschaft m.b.H.	Ausschreibung abgeschlossen	4.710	0%	5%	75%
Vorarlberg	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	Planungsphase	10	0%	0%	0%
Vorarlberg	Getzner, Mutter & Cie. Gesellschaft m.b.H. & Co. KG	Roll-out abgeschlossen	3	0%	0%	0%
Wien	Wiener Netze GmbH	Roll-out laufend	1.578.354	5%	8%	39%

**Tabelle 5**

Zielerreichung IME-VO der Verteilernetzbetreiber 2019 bis 2022 gruppiert nach Netzbereichen und nach Anzahl der umzustellenden Zählerpunkte

Quelle: E-Control

## Impressum

### **Eigentümer, Herausgeber und Verleger:**

E-Control

Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien

Tel.: +43 1 24 7 24-0

Fax: +43 1 24 7 24-900

E-Mail: [office@e-control.at](mailto:office@e-control.at)

[www.e-control.at](http://www.e-control.at)

Twitter: [www.twitter.com/energiecontrol](https://www.twitter.com/energiecontrol)

Facebook: [www.facebook.com/energie.control](https://www.facebook.com/energie.control)

### **Für den Inhalt verantwortlich:**

DI Andreas Eigenbauer und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)

Vorstand E-Control

**Konzeption & Design:** Reger & Zinn OG

**Text:** E-Control

© E-Control 2020

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere, männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: Oktober 2020

---

