

BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2021

UNSERE ENERGIE ÖFFNET NEUE WEGE.



Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (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

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand E-Control

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.

Vorwort

Ein wesentlicher Schritt in Richtung Verwirklichung einer digitalisierten Energielandschaft ist ein vollständiger Roll-Out von Smart Metern, inklusive der dazugehörigen Kommunikationsinfrastruktur sowie deren vollständige Einbindung in alle Unternehmensbereiche. Smart Meter ermöglichen einerseits den Netzbenutzern sowie den Energiegemeinschaften eine aktive Teilnahme am Markt, die Energieerzeugung vor Ort mit einer resultierenden Einspeisung in das öffentliche Netz, Verwendung von zeitabhängigen/dynamischen Stromprodukten, die zeitnahe Leistungs- bzw. Energieerfassung und unterstützen andererseits einen effizienten und innovativen Netzbetrieb.

Aus den Ergebnissen des vorliegenden Berichts für das Jahr 2020 zum Stand der Einführung der Smart Meter in Österreich wird ersichtlich, dass der in der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO idF IME-VO Novelle 2017) festgelegte Zielerreichungsgrad von 80% bis Ende 2020, obwohl bereits einmal verschoben, von den meisten Netzbetreibern nicht erreicht wird. Österreichweit betrachtet lag der Ausrollungsgrad Ende 2020 bei lediglich 29,9% bzw. 27,2% der kommunikativen intelligenten Messgeräte. Laut den übermittelten Plänen der Netzbetreiber (mit Stand Ende März 2021) wird eine rd. 69%-ige Ausrollung Ende 2022 überschritten, um bis Ende 2024 das Ziel von 95% zu erreichen.

Einige kleinere Verteilernetzbetreiber befinden sich derzeit erst in der Projektanfangsphase, alle anderen Unternehmen haben aber zumindest ihre Vergabeverfahren und die für den Roll-Out notwendigen Vorbereitungen abgeschlossen bzw. sind teilweise im Roll-Out. Sollte es zu keinen weiteren Verzögerungen, etwa aufgrund von Lieferverzögerungen bei Smart Metern, kommen, ist damit zu rechnen, dass die Netzbetreiber nun relativ rasch die Ausrollung vorantreiben werden können.

Das BM für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) beabsichtigt die IME-VO zu ändern. Ziel ist es, die Ausrollungsziele anzupassen. Bis Ende 2022 sollen demnach mindestens 40% und bis Ende 2024 mindestens 95% der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein. Im Falle des Einbaus von intelligenten Messgeräten auf Kundenwunsch soll die Frist für den Einbau von sechs auf zwei Monate verkürzt werden. Weiters sind Änderungen bei der Berichtspflicht der Netzbetreiber geplant.

Auch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket), das am 27. Juli 2021 kundgemacht wurde (BGBl I 150/2021), sieht eine verpflichtende Installation von intelligenten Messgeräten etwa für Energiegemeinschaften vor.

An den weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Unionsvorgaben in die nationale Gesetzgebung, unter anderem auch hinsichtlich neuer Marktrollen, stärkerer

Markteinbindung von Kunden und Kundinnen sowie 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 2020 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage in diesem Zeitraum. 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

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	6
2 RAHMENBEDINGUNGEN	8
2.1 RECHTLICHER RAHMEN	8
2.2 EUROPÄISCHE STANDARDISIERUNGSINITIATIVE	9
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN VERTEILERNETZBETREIBERN	11
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	12
4.1 ZÄHLPUNKTE, ZÄHLER UND AUSROLLUNGSGRAD	12
4.2 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIEN	15
4.3 INSTALLATION VON SMART METERN NACH KUNDENWUNSCH	18
5 ERFAHRUNGEN DER VERTEILERNETZBETREIBER	19
5.1 ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER EINBAU	19
5.2 DATENÜBERTRAGUNG UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN	20
5.3 ANPASSUNGEN DER IT-SYSTEME	24
5.4 INFORMATION AUF WEB-PORTALEN	25
5.5 DATENSCHUTZ UND KONFIGURATIONSVARIANTEN VON SMART METERN	27
5.6 NETZSITUATION	29
6 KOSTENENTWICKLUNG	31
7 ERFAHRUNGEN DER E-CONTROL	34
7.1 ENERGIE-HOTLINE	34
7.2 KUNDENBESCHWERDEN UND SCHLICHTUNGSSTELLE	35
7.3 RETAILMARKTPREISE UND TARIFKALKULATOR	36
8 AUSBLICK	41
9 VERZEICHNISSE	43
10 ANHANG	45

1 Zusammenfassung

Mit Ende 2020 wurden von den insgesamt rund 6,3 Mio. betroffenen Zählpunkten 1,88 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, wovon aber nur 1,7 Mio. kommunikativ sind. Das entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von 29,9% bzw. 27,2%. Vergleicht man die jeweiligen Pläne pro Jahr, so ist festzustellen, dass die Ausrollungsgrade einerseits in darauffolgende Jahre verschoben und andererseits auch in ihrer Höhe angepasst wurden. Für gesamt Österreich ergibt sich aus den aktuell vorliegenden Plänen ein Zielerreichungsgrad von 45,7% für 2021, von 68,8% für 2022 und von 95% für 2024.

Die Zielsetzungen der IME-VO von zumindest 80% installierten intelligenten Messgeräten mit Ende 2020 wurden damit verfehlt. Die überwiegende Mehrzahl der Netzbetreiber wird daher auch das Ziel von 95% mit Ende 2022 nicht erreichen.

Die im Begutachtungsentwurf der IME-VO Stand Juli 2021 vorgesehenen Ausrollungsgrade (40% bis 2022 und 95% bis 2024) sind, folgt man den Plänen der Netzbetreiber, realistisch.

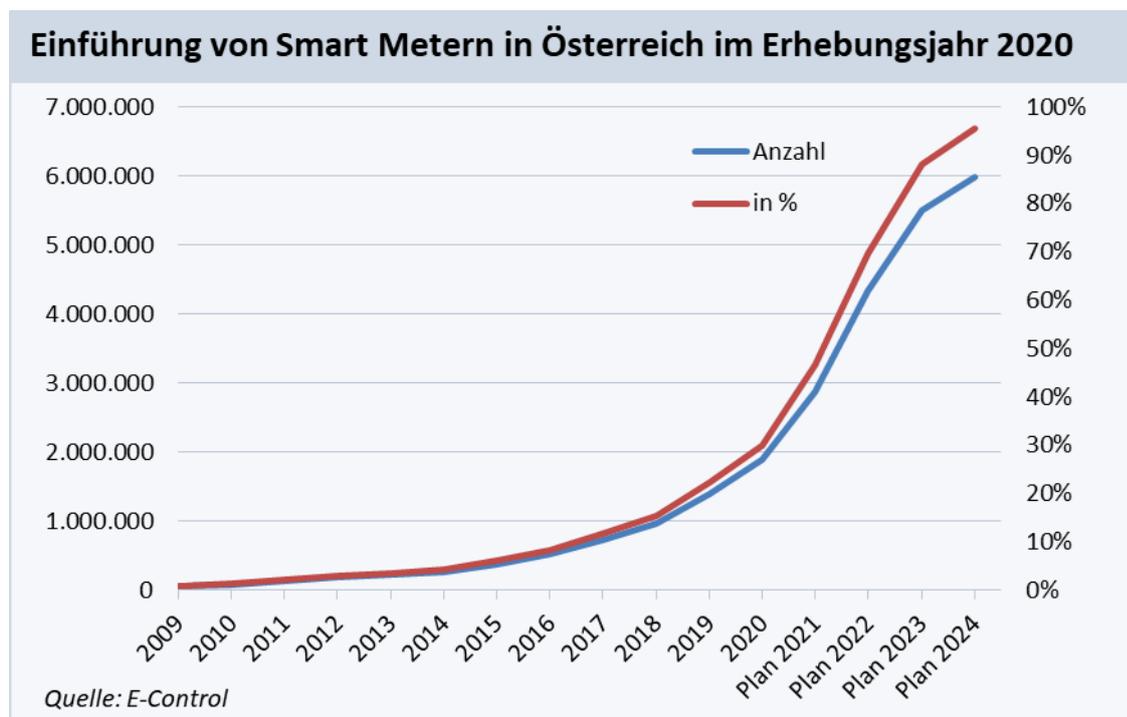


Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte mit Smart Metern tatsächlich und geplant nach Roll-Out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende Dezember 2020

Die größten in Ausführung befindlichen bzw. bereits durchgeführten Roll-Outs sind in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH (98,7%), Wels Strom GmbH (98,9%) und Energie Ried Gesellschaft m.b.H. (80,7%), im Burgenland bei der Netz Burgenland GmbH (93,1%), in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch (99,7%) und in Tirol bei der HALLAG Kommunal GmbH (85,2%) zu finden. Insgesamt haben 21 Netzbetreiber das festgelegte Ziel von 80% mit Ende 2020 erreicht.

Mehr als 100 Verteilernetzbetreiber haben einen größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern gestartet und neun davon haben den Roll-Out bereits abgeschlossen. Allerdings sind noch immer einige größere Verteilernetzbetreiber mit der Ausrollung in erheblichem Verzug. Die meisten der Verteilernetzbetreiber haben die Vergabe für die Ausrollung bereits abgeschlossen. Bei der Einführung von Smart Metern spiegelt sich der Gesamt-Projektfortschritt nicht entsprechend in der Roll-Out Quote wider, weil die Anzahl der installierten Zähler keinen Aufschluss darüber gibt, wie weit die Implementierung der nötigen Vorsysteme (u.a. Zählerkommunikationssysteme, Meter Data Management Systeme) bereits umgesetzt ist.

Teilweise wurden laut den Verteilernetzbetreibern Projektumsetzungen durch technische Probleme bei Pilotprojekten als auch in der Ausrollungsphase sowie 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 wurden die Probleme noch verschärft, sodass es zu weiteren Verzögerungen bei den Installationsarbeiten gekommen ist.

2 Rahmenbedingungen

2.1 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 Netzbewerber am Strommarkt geschaffen. Die Weiterentwicklung des europäischen Rechtsrahmens im Jahr 2019 durch das Inkrafttreten des Clean Energy Packages (CEP) und im Rahmen dessen die neue RL 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 Bürgerenergiegemeinschaften) sowie Aggregatoren. Hier wurden unter anderem detailliertere Vorgaben betreffend der neuen Markrollen sowie der Datenverwaltung und des diskriminierungsfreien Zugangs zu Endkundendaten 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 Netzbewerber 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). Darin sind u.a. die Pflichten der Verteilernetzbetreiber gegenüber Netzbewerbern 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 gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen getroffen.

Auch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket), das am 27. Juli 2021 kundgemacht wurde (BGBl I 150/2021), sieht eine verpflichtende Installation von intelligenten Messgeräten etwa für Energiegemeinschaften vor.

Das Gesetz enthält auch eine Verordnungsermächtigung des zuständigen Ministeriums, mit der 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.

Im Juli 2021 wurde der Entwurf einer Novelle zur IME-VO zur Begutachtung veröffentlicht. Damit sollen die Ausrollungsziele dahingehend geändert werden, dass bis Ende 2022 mindestens 40% und bis Ende 2024 mindestens 95% der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein müssen. Im Falle des Einbaus von intelligenten Messgeräten soll die Frist für den Einbau von sechs auf zwei Monate verkürzt werden. Weiters sind im Entwurf Änderungen bei der Berichtspflicht der Netzbetreiber geplant.

Zwei weitere Verordnungsermächtigungen wurden der E-Control übertragen: 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 relevante technische Details in den „Sonstigen Marktregeln“ (SoMa) definiert: Die unterschiedlichen Zählerkonfigurationen (Kapitel 1), Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern (Kapitel 2), Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation (Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung, Kapitel 5), Datenformate und Übertragungen der Zählwerte (Kapitel 6), Informationsübermittlung von Verteilernetzbetreibern und anderen Marktteilnehmern sowie Grundsätze des 1. und des 2. Clearings (Kapitel 10). Diese Regelwerke werden sukzessiv an die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen, entstanden durch die Umsetzung des CEP, angepasst. In der ersten Hälfte 2021 wurden die aktualisierten Versionen von den SoMa Kapitel 5¹ und SoMa Kapitel 10 konsultiert und veröffentlicht.

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.

2.2 Europäische Standardisierungsinitiative

Die Europäische Kommission hat im März 2009 einen Normungsauftrag, das Mandat M/441 für Smart Meter, an die Standardisierungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI erteilt. Dafür wurde die Smart

¹ Die neue SoMa Kapitel 5 Version 2.0 ist mit 1.6.2021 in Kraft getreten.

Meter Coordination 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 gegründete Smart Grids Task Force (SGTF) sowie der für die Umsetzung des Smart Grids Mandates M/490 zuständigen Smart Grid Coordination Group (SG-CG) vorgenommen.

Im Artikel 24 der RL (EU) 2019/944 ist ein Durchführungsrechtsakt für Interoperabilitätsanforderungen² beim Datenaustausch und Verfahren für den Zugang zu Daten vorgesehen. Die Vorbereitungen dafür haben auf europäischer Ebene begonnen. Dadurch sollte den Netzbenutzern ermöglicht werden, dass sie nach ihrem Wunsch ihre Erzeugungs- und Verbrauchsdaten über eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle oder über Fernzugriff in einem leicht verständlichen Format zur Verfügung gestellt bekommen. Die Erfahrungen aus Österreich, die in dem Bereich bereits gemacht wurden, werden in die laufenden Prozesse eingebracht, um auch in Zukunft in Österreich und Europa einen effizienten Austausch der Daten zu ermöglichen.

² RL (EU) 2019/944, Artikel 2: „Interoperabilität“ im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen die Fähigkeit von zwei oder mehr Energie- oder Kommunikationsnetzen, Systemen, Geräten, Anwendungen oder Komponenten, zu interagieren, Informationen auszutauschen und zu verwenden, um vorgeschriebene Funktionen auszuführen.

3 Erhebung der Daten bei den Verteilernetzbetreibern

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

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 Zählerkonfiguration³
- Netzsituation

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

Anfang des Jahres 2021 wurde die Online-Erhebung bei allen österreichischen Verteilernetzbetreibern (120) durchgeführt; diese war bis 31.3.2021 abzuschließen. Die Ergebnisse der Erhebung und darauf aufbauend weitere Analysen werden in den Kapiteln 4 und 5 im Detail dargestellt.

³ Zählerkonfiguration bestimmt ua die Auslesungsintervalle von Daten: viertelstündlich, täglich oder jährlich bzw. nach Bedarf.

4 Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten

4.1 Zählpunkte, Zähler und Ausrollungsgrad

Erstmals wurde bei der Erhebung nicht nur nach den auf Smart Meter umzustellenden Zählpunkten, sondern auch nach allen Zählpunkten auf Netzebene 6 und 7, aufgeschlüsselt nach Art der installierten Zähler, abgefragt, sodass sich daraus ein Gesamtbild der Zählerlandschaft ergibt. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Gesamtanzahl der Zählpunkte, die umzustellen sind, um 0,83% durch die neuen Anschlüsse gestiegen, sodass sich der Trend der letzten Jahre mit einem relativ konstanten Anstieg weiter fortsetzt.

Bezeichnung	ZP NE6	ZP NE7	Gesamt ZP	Zähler NE6	Zähler NE7	Gesamt Zähler
Smart Meter*	973	1.712.673	1.713.646	903	1.674.019	1.674.922
Smart Meter nicht kommunikativ**	43	168.736	168.779	43	161.171	161.214
Summe Smart Meter	1.016	1.881.409	1.882.425	946	1.835.190	1.836.136
NonSmart Zähler***	7.537	4.407.124	4.414.661	8.919	4.297.897	4.306.816
Summe der umzustellenden ZP	8.553	6.288.533	6.297.086			
Lastprofilzähler	16.915	36.954	53.869	13.771	34.218	47.989
Pauschal	6	32.929	32.935	6	14.541	14.547
Gesamt	25.474	6.358.416	6.383.890	23.642	6.181.846	6.205.488

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2020

* Smart Meter kommunikativ in einer der folgenden Konfigurationen: IME, IMN, IMS und DZ.

**Smart Meter nicht kommunikativ: vorübergehend nicht kommunikativ oder noch nicht an das zentrale System angeschlossen.

***NonSmart Zähler: mechanische Zähler als auch elektronische Zähler udgl., die nicht Smart Meter Zähler sind und auch nicht werden können.

Von den insgesamt rund 6.297.086 potenziell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2020 1.882.425 mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, siehe Tabelle 1. **Dies entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad in Bezug auf die umzustellenden Zählpunkte von rund 29,9%**. Dabei wurden sowohl die kommunikativen als auch nicht kommunikativen Smart Meter berücksichtigt, da davon auszugehen ist, dass die nicht kommunikativen nur vorübergehend in diesem Zustand sind. Ohne nicht kommunikative Smart Meter ergibt sich ein Ausrollungsgrad von 27,2% der vollkommen aktiven (kommunikativen) Smart Meter. Die Anzahl ZP ist überwiegend größer als die Anzahl Zähler, was durch technische Gegebenheiten in Verbindung mit der zunehmenden Anzahl an Einspeiseanlagen auf NE6 und NE7 erklärbar – aber zukünftig weiter zu beobachten – ist.

Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern gemeldet, dass bereits 1.272.090 intelligente Messgeräte auf Lager gehalten bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und bestellten intelligenten Messgeräten von 3.108.226, siehe Tabelle 2.

Gesamtzahl Zähler Österreich	2017	2018	2019	2020
Smart Meter installiert (gesamt)	728.477	953.302	1.386.755	1.836.136
bereits auf Lager befindliche bzw. bestellte Smart Meter	555.324	357.481	844.948	1.272.090
Gesamtzahl Smart Meter installiert und bestellt	1.283.801	1.310.783	2.231.703	3.108.226

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

Die Ausrollungsquoten in der IME-VO gelten je Verteilernetzbetreiber. In der Abbildung 2 werden die unterschiedlichen Roll-Out Grade der größten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass bei einigen Unternehmen das Projekt der Smart Meter Einführung schon sehr weit fortgeschritten ist, während andere noch erheblichen Aufholbedarf haben.

Die größten in Ausführung befindlichen bzw. bereits durchgeführten Roll-Outs sind in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH (98,7%), Wels Strom GmbH (98,9%) und Energie Ried Gesellschaft m.b.H. (80,7%), im Burgenland bei der Netz Burgenland GmbH (93,1%), in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch (99,7%) und in Tirol bei der HALLAG Kommunal GmbH (85,2%) zu finden. Insgesamt haben 21 Netzbetreiber das festgelegte Ziel von 80% mit Ende 2020 erreicht. In der Mitte befinden sich Linz Netz GmbH, Energie Klagenfurt GmbH und KNG-Kärnten Netz GmbH, die das Ziel von 80% nicht erreicht haben, dennoch deutlich über dem österreichweiten Durchschnitt von 29,9% liegen. Die restlichen großen Verteilernetzbetreiber liegen deutlich darunter, da sie erst mit der Installation von intelligenten Messgeräten begonnen haben. Eine detaillierte Aufstellung ist dem Anhang zu entnehmen.

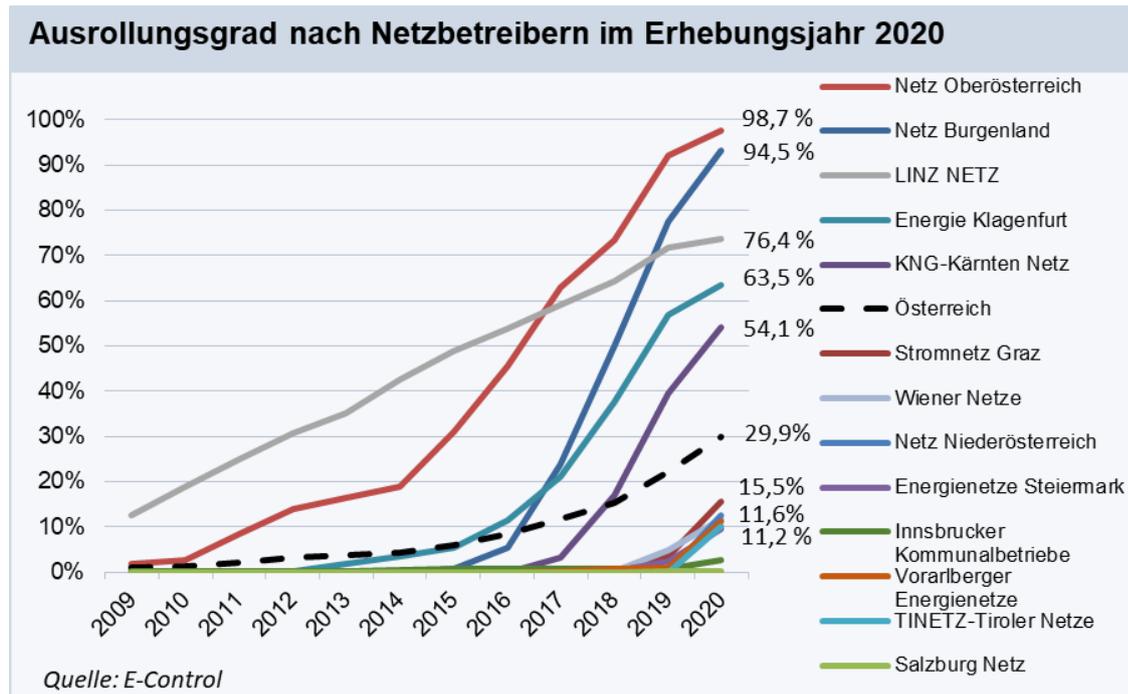


Abbildung 2: Tatsächlicher Ausrollungsgrad ausgewählter Netzbetreiber von Smart Metern (gesamt)

Laut den erhobenen Daten sind es insgesamt 98 von 119⁴ Verteilernetzbetreiber, die einen Ausrollungsgrad von 80% bis Ende 2020 nicht erreicht und damit die Zielsetzungen der IME-VO verfehlt haben.

Bis Ende 2020 haben insgesamt 9 Verteilernetzbetreiber den Roll-Out abgeschlossen, weitere 57 Verteilernetzbetreiber waren in der Installationsphase (Roll-Out) und immerhin 35 Netzbetreiber haben die Ausschreibungen abgeschlossen. Die restlichen 18 Verteilernetzbetreiber befanden sich in der Planungs- und Pilotphase der Smart Meter Einführung (Abbildung 3).

⁴ Von den insgesamt 120 Verteilernetzbetreiber haben 119 Zählpunkte, die auf Netzebene 6 und/ oder Netzebene 7 angeschlossen sind und bei denen Smart Meter zu installieren sind.

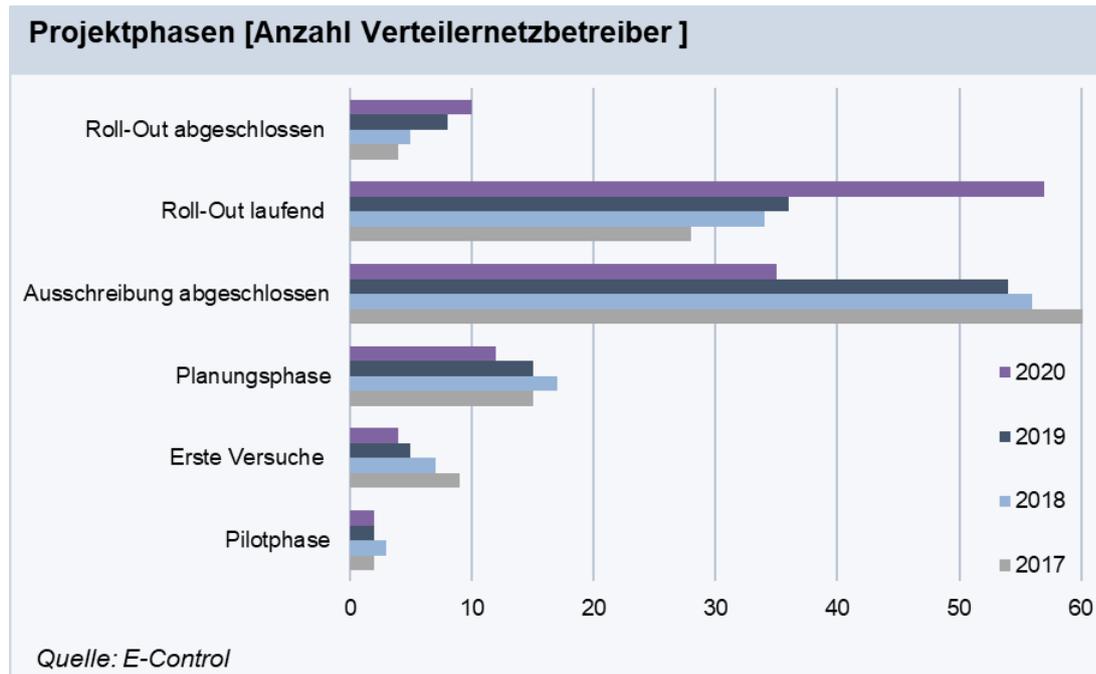


Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out

4.2 Projektpläne und Einführungsszenarien

Neben der Anzahl der Zählpunkte und der installierten intelligenten Messgeräte wurden die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien, wie bereits in den Vorjahren, bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern abgefragt und für diesen Bericht ausgewertet. Der in der IME-VO vorgegebene Stufenplan bis 2022⁵ 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. Bei den gemeldeten Daten mit Stand Ende 2020 ist erneut eine Veränderung der Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten hin festzustellen, allerdings mit einer gegenüber den Vorjahren viel kleinerer Revidierung. Von der im Jahr 2019 für die Ende 2020 geplante Smart Meter Ausrollung, wurden anstatt 1,96 Mio. Zählpunkte tatsächlich 1,88 Mio. Zählpunkte mit Smart Metern (gesamt) ausgestattet, wovon nur 1,71 Mio. kommunikativ sind, siehe Abbildung 4.

⁵ Der Begutachtungsentwurf der IME-VO, der am 15. Juli 2021 für die Konsultation veröffentlicht wurde, sieht eine Verschiebung des Ausrollungsziels von 95% von Ende 2022 auf Ende 2024 vor.

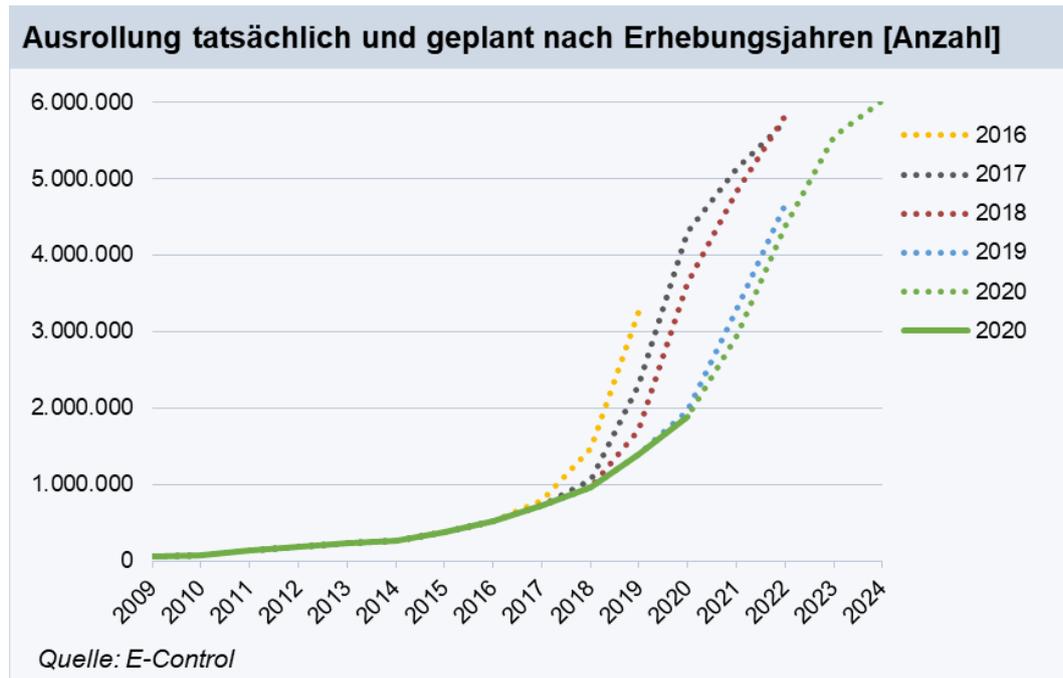


Abbildung 4: Anzahl der Zählpunkten mit tatsächlich installierten und geplanten Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020

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 gesamt Österreich ergibt sich ein Zielerreichungsgrad von 45,7% für 2021, 68,8% für 2022 und 95% erst für Ende 2024, (siehe Abbildung 5).

Nach den eingereichten Roll-Out Plänen, werden insgesamt 28 Verteilernetzbetreiber das Ziel von 95% Ende 2022 erreichen, weitere 67 Verteilernetzbetreiber bis Ende 2024, darunter auch alle großen Verteilernetzbetreiber, ausgenommen Energie Klagenfurt (90,96%) und Netz Niederösterreich GmbH (93,6%), siehe Abbildung 6. Insgesamt wird gemäß derzeitiger Planung bei 24 Unternehmen der Roll-Out Grad auch Ende 2024 unter 95% liegen.

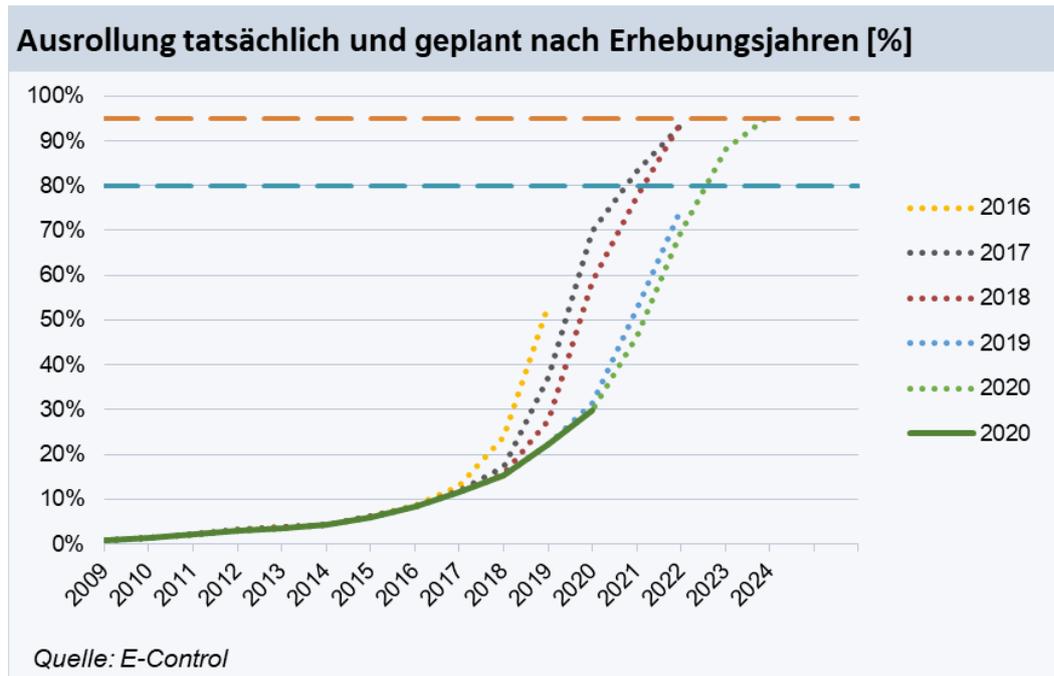


Abbildung 5: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2017)

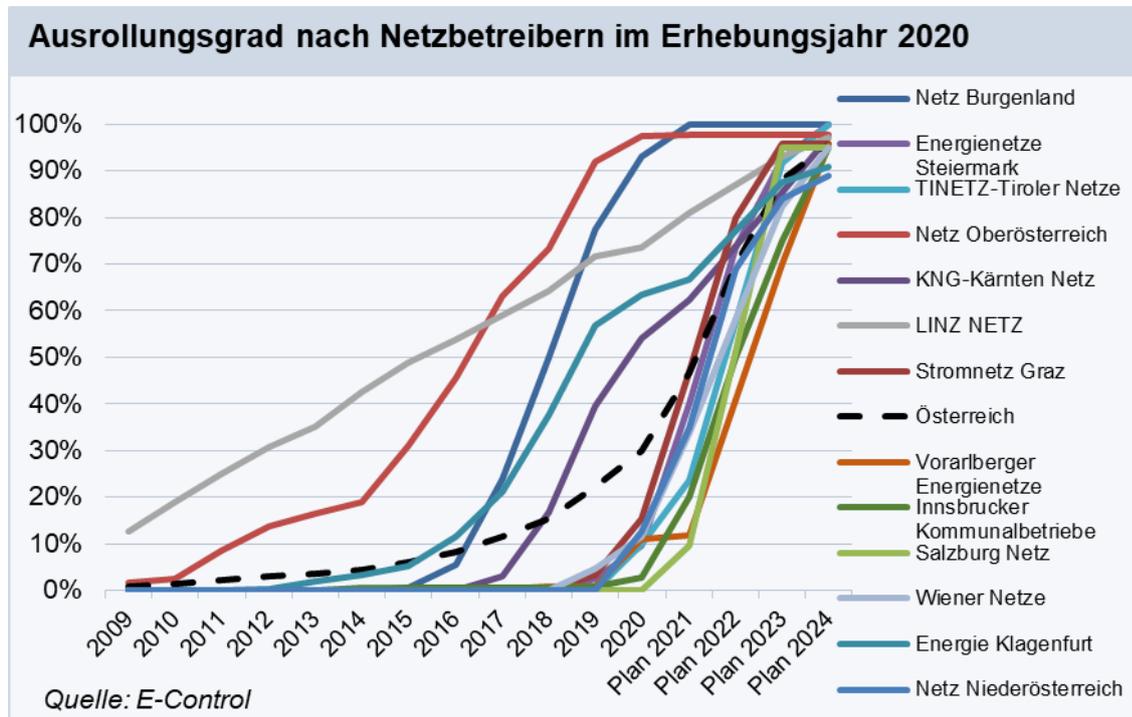


Abbildung 6: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in der Erhebung für das Jahr 2020

4.3 Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch

Mit der IME-VO Novelle 2017 § 1 Abs. 5 wurde festgelegt, dass der Verteilernetzbetreiber, ungeachtet des Projektplans, auf Kundenwunsch den Netzbenutzer mit einem intelligenten Messgerät auszustatten hat. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, jedoch höchstens innerhalb von sechs Monaten, zu erfolgen.

Die Anzahl der Ersuchen auf Installation eines Smart Meters hat sich im Vergleich zum Vorjahr verdreifacht, genauso wie die Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch, siehe Abbildung 7. Die meisten Ersuchen und Installationen sind in den Netzbereichen Wien (1.390), gefolgt von Kärnten (310), Vorarlberg (100) und Linz (95), eingelangt. Bis Jahresende wurden – so die Meldungen der Netzbetreiber – ganz wenige Smart Meter bei Kunden, die sich dies gewünscht haben, noch nicht installiert.

Bei den kleineren Verteilernetzbetreibern ist die Dauer von der Antragsstellung bis zur Installation in der Regel viel kürzer als bei den größeren Unternehmen. Während bei der Wiener Netze GmbH dafür im Durchschnitt 160 Tage, bei der Energienetze Steiermark GmbH 140 Tage und im Verteilernetzgebiet der KNG-Kärnten Netz GmbH 130 Tage benötigt werden, wird bei Kunden der Vorarlberger Energienetze GmbH bereits nach 10 Tage und bei der Linz Netz GmbH nach 20 Tage diesem Wunsch nachgekommen.

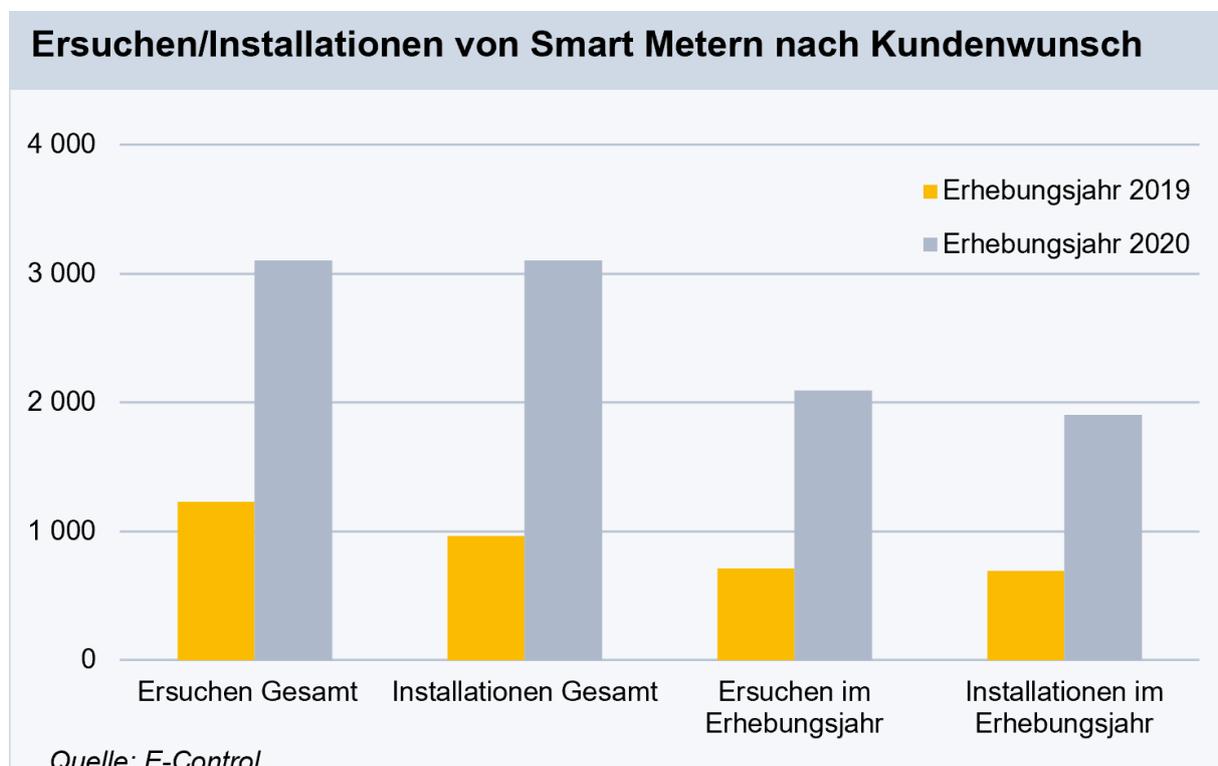


Abbildung 7: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch

5 Erfahrungen der Verteilernetzbetreiber

5.1 Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau

Gemäß § 1 Abs. 4 IME-VO haben die Verteilernetzbetreiber die Netzbenutzer 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 Doppeltarifkunden⁶, 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

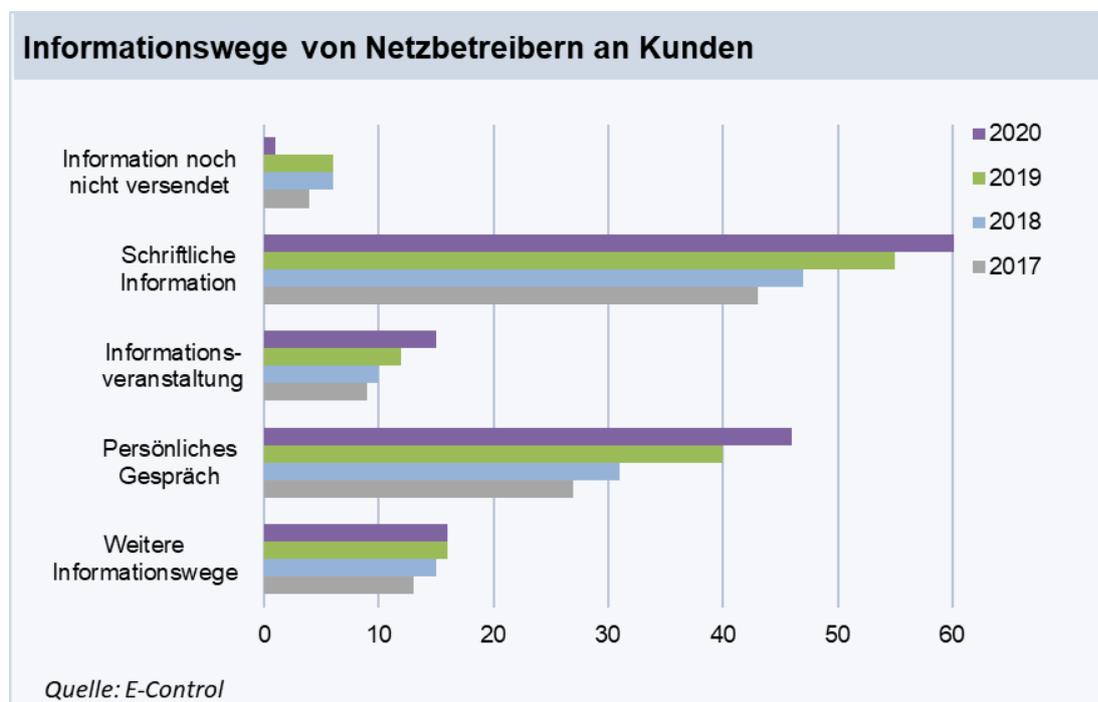


Abbildung 8: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kunden (82 VNB)

⁶ Vgl. dazu § 84a Abs. 4 EIWOG

Insgesamt 82 Unternehmen haben ihre Kunden im Jahr 2020 über die Installation von Smart Meter in ihrem Netzgebiet informiert, darunter sind auch solche, die den Roll-Out erst vorbereiten. Die erhobenen Daten zeigen, dass die Informationsintensität in den letzten vier Jahren zugenommen hat. Am häufigsten werden die Kunden schriftlich informiert (Abbildung 8).

5.2 Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

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

- a) Indirekte Datenübertragung vom Zähler zum Verteilernetzbetreiber über ein Gateway und/oder einem Datenkonzentrator⁷,
- 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 Transformatorstation und kann die Daten von bis zu 1.000 Zählern an den Verteilernetzbetreiber gesichert weitergeben. Die Anzahl der angeschlossenen Zähler ist sehr stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der verwendeten Kommunikationstechnologie.

Als verwendete Kommunikationstechnologie kommt bei diesem Systemaufbau zumeist eine sogenannte Powerline-Kommunikation (PLC) für die sichere Übermittlung der Daten vom Zähler zum Gateway oder 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 Transformatorstation und/oder das Umspannwerk). Dieser Kommunikationsweg obliegt in der Regel dem Netzbetreiber oder einem konzernintern verbundenen Dienstleister. Nur dort wo die Mobilfunktechnologie in Verwendung ist, wird ein externer Dienstleister in Auftrag genommen.

Die Form der direkten Datenübertragung (b) wird oftmals in Gebieten verwendet, in denen aufgrund von technischen Limitierungen (Entfernung zur nächsten Transformatorstation, wenige Zähler in einem weitläufigen Gebiet) eine PLC-Übertragung nicht wirtschaftlich machbar ist oder noch keine gut ausgebaute

⁷ Ein Datenkonzentrator überwacht alle 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.

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. 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 Funkinfrastruktur (z.B. GPRS, CDMA 450 etc.).

Die Radio Meshed Technologie (c) hat den Vorteil, keine bzw. nur geringe zusätzliche Infrastruktur zum Kommunikationsnetzaufbau zu benötigen, da die Zähler selbst das Netzwerk aufbauen und dadurch eine sehr gute Netzabdeckung sowie eine hohe Redundanz erzielt werden kann. Vermaschte Netze, die 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 umgebende Netz neu aufbauen. Die Daten werden umgeleitet und das Netzwerk ist nach wie vor sicher voll betriebsfähig.

Man kann also erkennen, dass bei der gesicherten Übertragung der Daten von den Unternehmen sehr unterschiedliche Ansatzpunkte, abhängig von technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten, gewählt werden können. Die Abkürzungen in den nächsten Abbildungen sind in der Tabelle 3 erläutert.

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 Verordnungsgebers. Somit obliegt dem Verteilernetzbetreiber im Rahmen der wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten die Wahl der geeigneten Übertragung weitgehend selbst.

Übertragungsart	Kategorie	Funkstandard	Technologie	Beschreibung
Funk	Zellulär	lizenziert	GSM (2G)	Global System for Mobile Communications
			GPRS (2,5G)/EDGE (2,75)	General Packet Radio Service / Enhanced Data Rates for GSM Evolution
			UMTS (3G)/HSDPA (3,5G)	Universal Mobile Telecommunications System/ High Speed Downlink Packet Access
			LTE (4G)	Long Term Evolution
			5G	5th Generation

		-	CDMA 450	Code Division Multiple Access
	WLAN (Wireless Local Area Network)	-	Wireless M-Bus	
	LPWAN (low-power wide-area network)	-	RMT	Radio Mesh Technology
		-	LoRaWAN/ LoRa	Long Range (Wide Area)
		-	Sigfox	
		-	MIOTY	
		lizenziert	NB-IoT	Narrow Band Internet of Things
			LTE-M	
			EC-GSM	
Leitungs- gebunden	LAN	-	Kupfer/ Koaxial Kabel	
		-	LWL	Lichtwellenleiter/ Glasfaser- kabel/ Fiber Optics
		-	PSTN	Public Switched Telephone Network
		-	PLC	Powerline Communication

Tabelle 3: Übersicht der Kommunikationstechnologien in der Smart Meter Infrastruktur

Zur Datenübertragung wurde erhoben, 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.

Für die Verbindung zwischen den Zählern (installierten und geplanten) und den Gateways bzw. Datenkonzentratoren wird bei weniger als zwei Prozent der Zähler eine andere Übertragungstechnologie als PLC bis zum Gateway bzw. bei weniger als fünf Prozent bis zum Datenkonzentrator eingesetzt. Alternativ kommt vor allem die Radio Mesh Technologie zum Einsatz. Diese wird von den kleineren Verteilernetzbetreibern in Oberösterreich, Tirol, Steiermark und Niederösterreich mit nicht mehr als 124.000 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 Gateway bzw. Datenkonzentrator weg und hin zum IT-System des Verteilernetzbetreibers bestehen wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten. Ein Viertel aller Datenkonzentratoren

ist über Lichtwellenleiter (LWL), ein Fünftel mittels CDMA 450 Funknetz und etwa fünf Prozent über PLC mit dem zentralen System verbunden. Der Rest nutzt die Mobilfunknetze in der Kooperation mit einem externen Dienstleister, vor allem LTE (4G) und GPRS/EDGE Technologie, siehe Abbildung 10.

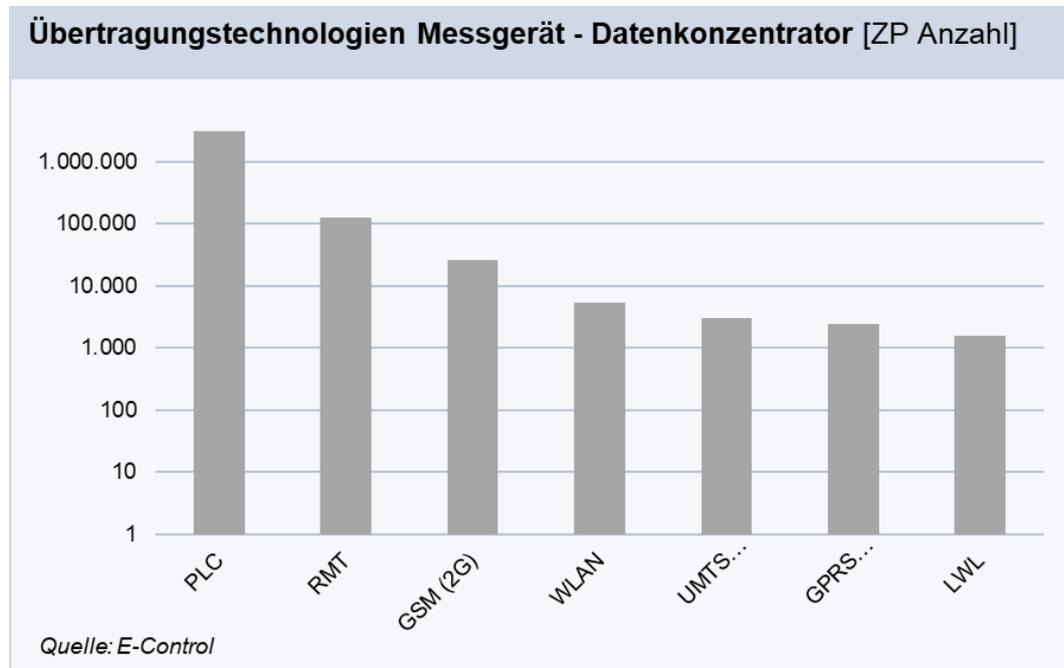


Abbildung 9: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und Datenkonzentratoren im Jahr 2020 (logarithmische y-Achse)

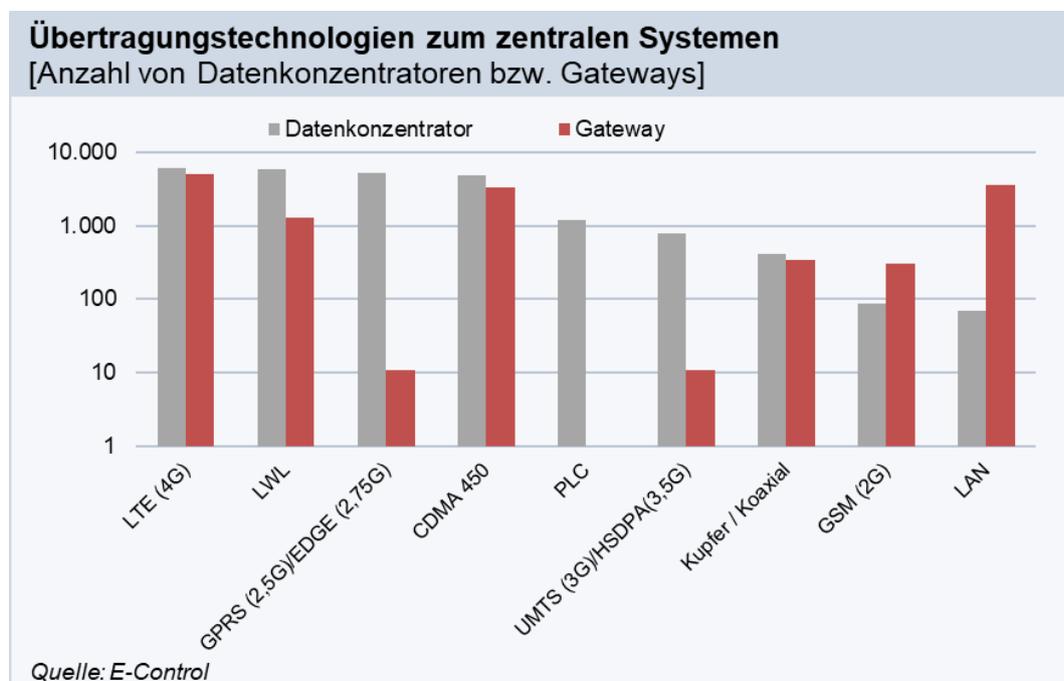


Abbildung 10: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Datenkonzentratoren bzw. Gateways und dem zentralen System (logarithmische y-Achse)

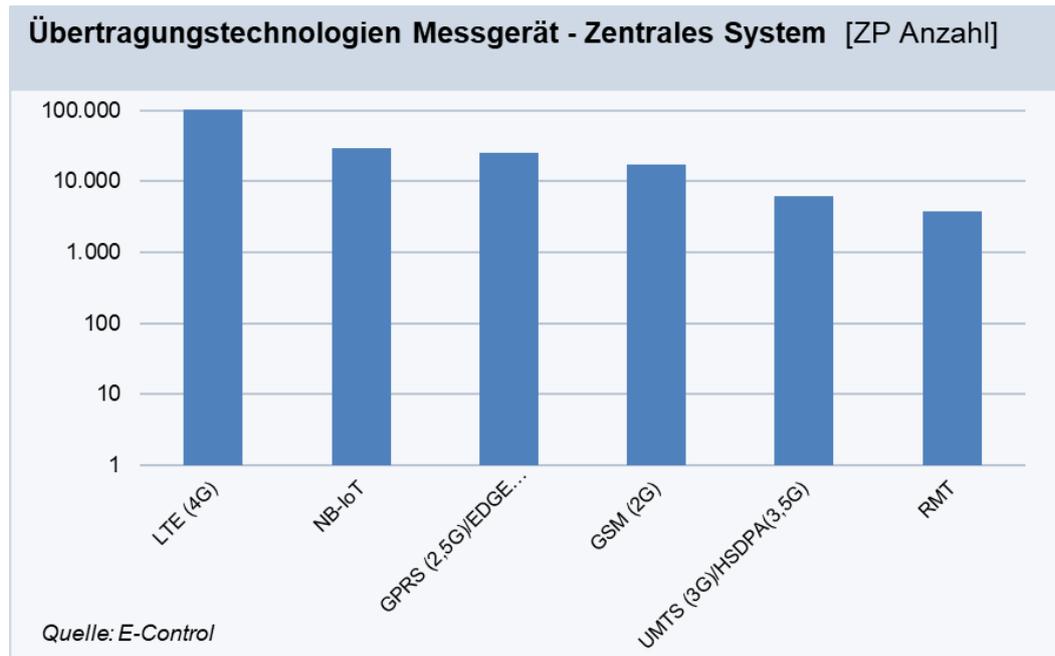


Abbildung 11: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und dem zentralen System (logarithmische y-Achse)

Bei insgesamt 200.000 intelligenten Zählern wurde die direkte Datenübertragung mittels Mobilfunktechnologie gewählt, siehe Abbildung 11.

5.3 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 4, 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 notwendig 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 (Endkunden-Webportal), Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsproblemen angeführt.

Eine wesentlich verringerte Anzahl an Systemumstellungen im Vergleich zum Vorjahr ist darauf zurückzuführen, dass die meisten Unternehmen die Umstellung bereits vor dem Erhebungsjahr vollgezogen haben (siehe Tabelle 4).

Bereich	Anpassungen durchgeführt oder geplant (Verteilernetzbetreiberanteil)
Meter Data Management Systeme (MDMS) ⁸	51% (Vorjahr 61%)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement ⁹	27% (Vorjahr 46%)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	50% (Vorjahr 62%)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	23% (Vorjahr 43%)
Netzleitsysteme ¹⁰	20% (Vorjahr 34%)

Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2020

5.4 Information auf Web-Portalen

Netzbetreiber müssen jenen Netzbenutzern, deren Verbrauch und/oder Erzeugung mithilfe eines intelligenten Messgerätes erfasst wird, ein kundenfreundliches Web-Portal bzw. eine entsprechende persönliche Website zur Verfügung stellen. In der Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung (DAVID-VO) 2012 ist genau geregelt, welche Informationen in welcher Form abzubilden sind.

Dabei geht es nicht nur um die gemessenen Energie- und Leistungswerte, wie den Verbrauch in Kilowattstunden oder Lastkurven in Kilowatt, sondern auch um begleitende Informationen. Sie sollen die Konsumentinnen und Konsumenten unterstützen, ihr Verbrauchsverhalten zu kontrollieren, um im Bedarfsfall Maßnahmen setzen zu können.

Insgesamt melden ca. 70 % der Netzbetreiber ein, dass sie ein Web-Portal für Netzbenutzer bereitstellen, die mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sind. Sie stellen auch sicher, dass dieses Portal pro Netzbenutzer zur Verfügung steht, also eine personalisierte Website ist, die außerdem dem sicherheitstechnischen und datenschutzrechtlichen Stand der Technik entspricht. Es ist allerdings festzustellen, dass mehrere Netzbetreiber bei der Einmeldung an die Regulierungsbehörde auf dieselbe nicht-individualisierte Website zurückgreifen.

Die DAVID-VO 2012 schreibt ausdrücklich vor, dass im Web-Portal des Netzbetreibers kein Hinweis auf den Lieferanten des Netzbenutzers zu finden sein soll, 80% der Web-Portal-Anbieter kommen dieser

⁸ 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

⁹ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

¹⁰ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

sehr klaren Vorgabe nach. Ein Unternehmen beantwortet die Frage im Erhebungsbogen negativ, im bereitgestellten Ansichtsmaterial ist aber ein deutlicher Hinweis auf den Lieferanten zu finden.

Jene Netzbetreiber, die ein Webportal zur Verfügung stellen, bieten auch die Möglichkeit an, die Verbrauchsdaten und Lastkurven in der kleinst-verfügbaren Zeiteinheit darzustellen. Kunden und Kundinnen haben dabei die Möglichkeit zwischen verschiedenen zeitlichen Granularitäten zu wechseln, um so ihr Verbrauchsverhalten besser analysieren zu können. Hat sich ein Kunde für ein Opt-in entschieden und verfügt über eine viertelstündliche Messung seines Verbrauchs, geben die Netzbetreiber an, diese Daten spätestens zwölf Stunden nach der Erfassung zum Abruf bereitzustellen. Was historische Daten betrifft, melden die Netzbetreiber ebenso, dass Verbrauchsdaten und Lastkurven zurückverfolgt werden können bis zum Zeitpunkt der ersten Verfügbarkeit, bzw. längstens jedoch drei Jahre in die Vergangenheit zurückreichen.

Diese Ergebnisse sind durchaus erfreulich. Deutliche Unterschiede gibt es bei anderen Anforderungen an das Web-Portal und deren Inhalte gemäß der DAVID-VO 2012. Etwa 60% jener Netzbetreiber, die ein Web-Portal eingerichtet haben, bieten den Konsumentinnen Hilfestellung in Form von Kennzahlen, die auf Basis von allgemein und individuell gestaltbaren Daten eine Einordnung des Verbrauchsverhaltens zulassen; darunter fällt zum Beispiel der Verbrauch in Kilowattstunden pro Person oder pro Quadratmeter Wohnfläche. Ähnlich ist die Rückmeldung zur Bereitstellung von Vergleichsmöglichkeiten und repräsentativen Vergleichswerten mit Bezug auf die tatsächlich verfügbaren Verbrauchswerte und individuellen Situationen der Netzbetreiber, aber auch ohne Verbindung zu den jeweiligen Lebens-, Verbrauchs- oder Wohnsituationen. Wiederum nur 60 % kommen dieser Anforderung nach. Werden sie aber angeboten, bieten die Web-Portale auch die Möglichkeit einer individuellen Anpassung.

Etwas besser fällt das Resümee in Hinblick auf Hinweise über Energieeffizienzmaßnahmen und Energieberatungsstellen aus. 90% der Netzbetreiber, die ein Web-Portal betreiben, kommen dieser Anforderung der DAVID-VO 2012 nach. Auch die Frage, ob die Daten an bevollmächtigte Dritte in speicher-, druck- und maschinenauslesbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitgestellt werden, beantworten fast alle Netzbetreiber mit Web-Portal positiv.

Nur sehr wenige Netzbetreiber übermitteln auf Anfrage Zugänge zu Testportalen oder visuelle Auszüge in Form von Screenshots. In den einbrachten Beispielen zeigt sich eine breite Palette an Lösungen. Einige Unternehmen greifen auf fertige Website-Produkte zurück, andere präsentieren maßgeschneiderte Lösungen. Was die Inhalte betrifft, reicht es von einer Abbildung der minimalen Anforderungen bis zu aufwändigen und interaktiven Programmierungen. Einige Netzbetreiber stellen auf ihren allgemeinen Websites Info-Broschüren und Erklärfilme als Hilfestellung bei der Handhabung zur Verfügung.

Allgemeine Informationen zum Netznutzungsvertrag sind in vielen zur Ansicht zur Verfügung gestellten Web-Portalen kundenfreundlich und übersichtlich abrufbar, wie z.B. die Zählpunktnummer, die Anschlussleistung oder das Datum des Vertragsbeginns. Andere rechnungsrelevante Daten, wie etwa die Kosten, werden nicht angeführt. Ein einziges Unternehmen bildet im Web-Portal auch die Netzrechnungen an den Netzbenutzer ab, führt also das allgemeine Kunden-Portal mit dem Smart-Meter-Web-Portal zusammen.

In den Visualisierungen kommen in den meisten Fällen Balken-, Linien- und Flächendiagramme zur Anwendung. Begrüßenswert ist eine genaue Beschriftung der Achsen und der begleitenden Texte, die die Lesbarkeit der Datenvisualisierung unterstützen. Das gilt besonders für Graphiken, in denen mehrere bzw. unterschiedliche Datenreihen abgebildet werden (z.B. kWh und kW). Sie sind grundsätzlich herausfordernder und für manche Netzbenutzer schwer verständlich, können aber gut erklärt werden. In einigen Portalen kann zwischen den Diagramm-Typen (z.B. Balken- oder Liniendiagramm) selbstständig gewechselt werden. Die meisten Darstellungen sind dahingehend interaktiv, als dass die Zeiträume durch die Nutzerinnen und Nutzer gestaltbar sind. Es kann zum Beispiel zwischen Tages-, Wochen- oder Monatsansichten gewechselt werden. Mehrheitlich sind die Datenreihen in einem gängigen Datenformat (z.B. xls oder csv) downloadbar.

Einige Netzbetreiber entwickeln „Alarmsysteme“, die es ihren Kunden ermöglichen, eine Verbrauchs- bzw. Lastschwelle einzutragen, die bei Überschreitung eine Push-Nachricht auslöst und so darüber proaktiv informiert. In den übermittelten Beispielen zeigen mehrere Netzbetreiber, dass eine Einbindung von Referenzwerten und repräsentativen Vergleichsmöglichkeiten, auch interaktiv, gut umsetzbar ist. Es ist anzumerken, dass den Bestimmungen der DAVID-VO 2012 von Seiten der Netzbetreiber zahlreicher nachgekommen werden soll.

5.5 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.

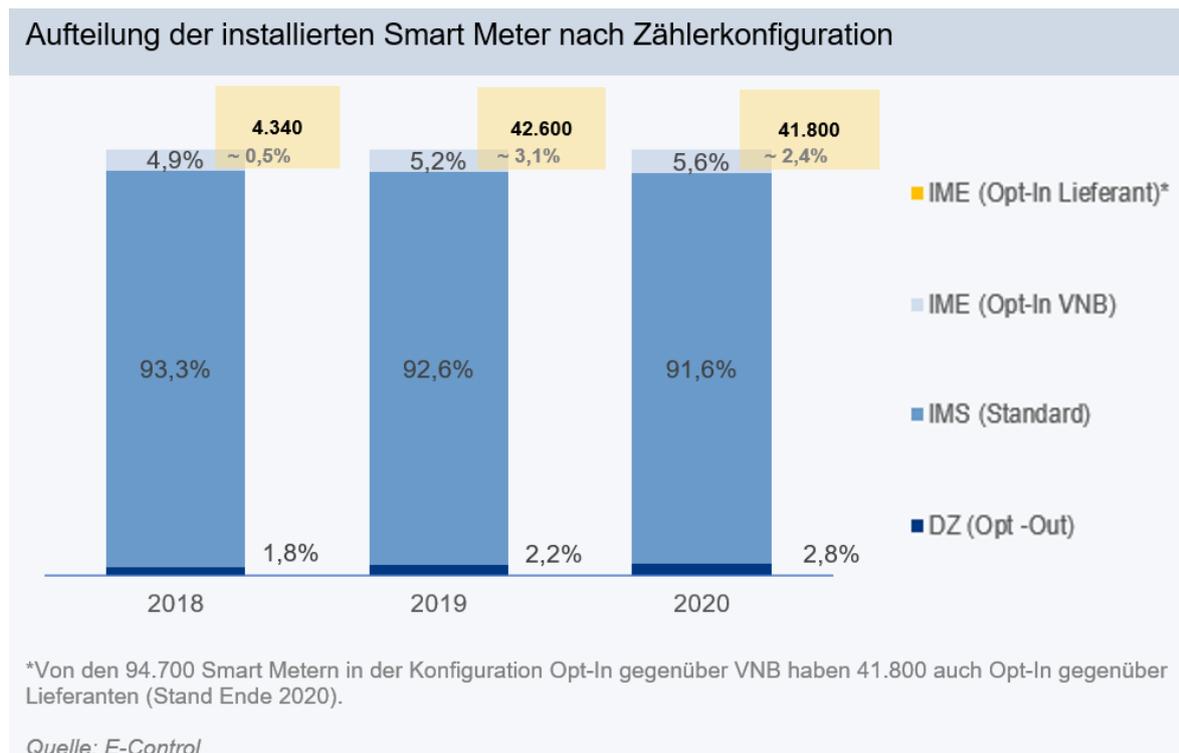


Abbildung 12: Aufteilung der installierten Smart Meter nach der Zählerkonfiguration: DZ (Opt-Out), IMS, IME Opt-In gegenüber Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In gegenüber Lieferanten

Der Großteil der Netzbenutzer 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 2020 wurden rund 1,57 Mio. Netzbenutzer mit einem Smart Meter ausgestattet, der lediglich 1 x täglich im Nachhinein den Tagesverbrauch an den Verteilernetzbetreiber übermittelt. Dieser Wert wird in weiterer Folge im Web-Portal des Verteilernetzbetreibers spätestens am Folgetag angezeigt.

Die Netzbenutzer mit insgesamt rund 96.660 installierten Smart Metern, das entspricht 5,6% aller Zähler (2019: 5,2%), haben sich für eine Auslesung und Übertragung von Viertelstundenwerten an den Verteilernetzbetreiber und somit für eine Opt-In Variante gegenüber dem Verteilernetzbetreiber entschieden haben, in Abbildung 12 als „IME (Opt-In VNB)“ Variante bezeichnet. Sie können also das Web-Portal des Verteilernetzbetreibers für eigene Monitoring- und Analysezwecke verwenden. Von diesen Kunden haben sich bis Ende 2020 rund 43% (Vorjahr: 60%) für eine zusätzliche Opt-In Variante gegenüber dem Lieferanten entschieden (in Abbildung 12 als „IME (Opt-In Lieferant)“ Variante bezeichnet). Das bedeutet, sie können von den weiteren Vorteilen beim Lieferanten im Zusammenhang mit dem Clearing mit den Viertelstundenwerten aber auch in puncto dynamischen Stromprodukten profitieren.

In Summe ist die Anzahl von Smart Meter mit Opt-In gegenüber Lieferanten mit 41.800 Zähler im Vergleich zum Vorjahr etwas geringer geworden. Dies rührt daher, dass die größten Stromlieferanten in Oberösterreich, wo auch die höchsten Ausrollungsraten zu finden sind, ihre seit ein paar Jahre am Markt

erhältliche Produkte mit zeitintervallabhängigen Preisen vom Markt zurückgezogen und durch andere ersetzt haben. Durch den Austausch wurde diese Konfiguration weniger in Anspruch genommen. In manchen anderen Netzgebieten ist die Nachfrage nach solchen Produkten gestiegen.

Lediglich 41.787 Netzbenutzer (2,8%) haben von der Opt-Out Möglichkeit Gebrauch gemacht, dies stellt eine leichte Steigerung gegenüber dem Vorjahr dar. Diesen Netzbenutzern wurde ein digitaler Zähler (DZ) im Sinne des § 1 Abs. 6 IME-VO installiert.

5.6 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 erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwendet werden.

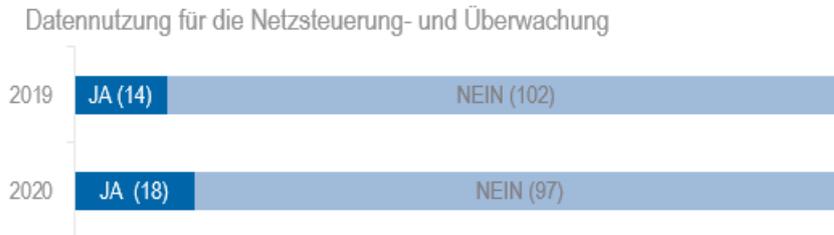
Auch zu diesem Punkt meldeten wiederum hauptsächlich jene Verteilernetzbetreiber, die bereits substanzielle Projekte umgesetzt haben, siehe Abbildung 13.

Der österreichweite Ausrollungsgrad der Smart Meter ist aktuell zu niedrig, um messbare Auswirkungen und Nutzen in den abgefragten Punkten feststellen zu können.

Erst wenn der Großteil der Netzbenutzer mit intelligenten Messgeräten ausgestattet ist und diese repräsentativ, flächendeckend und effizient funktionierenden Informations- und Kommunikationssysteme mit anderen Marktteilnehmern gekoppelt werden, können weitere Systeme darauf aufbauen und Vorteile generieren, die z.B. vom Einsatz der Smart Home Technologie über Netzsteuerung bis zur Versorgungssicherheit reichen.

Die von manchen Netzbetreibern angeführten Bedenken und Hindernisse hinsichtlich der aufbauenden Systeme, insbesondere jene betreffend Datenschutzbestimmung bei der Verwendung von Viertelstundenwerten der Netzbenutzer werden von der E-Control zur Kenntnis genommen und bei der weiteren Entwicklung des Regulierungsrahmen berücksichtigt. Hierzu wird angemerkt, dass die zeitnahe Erfassung von Leistungs- und Energiewerten jedoch in Zukunft u.a. aufgrund von gesetzlichen Vorgaben und Anwendungsgebieten immer bedeutender wird.

Planen Sie, die von den intelligenten Messgeräten erhobenen Messwerte anonymisiert zu Zwecken der Netzsteuerung und -überwachung einzusetzen?



Rechnen Sie durch die verbesserte Verfügbarkeit von Daten zu Versorgungsunterbrechungen in der Niederspannungsebene (Fehlerprotokolle) mit einer höheren Versorgungssicherheit?

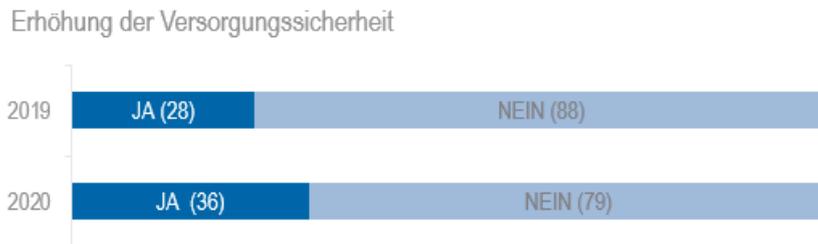


Abbildung 13: Datenverwendung durch die Verteilernetzbetreiber und Abschätzung der Auswirkungen der geplanten oder bereits eingesetzten Smart Meter auf Versorgungssicherheit (Erhebung für 2020)

6 Kostenentwicklung

Berücksichtigung des Smart Meter Roll-Outs im Rahmen der Kostenermittlung

Gegenwärtig hat eine begrenzte Anzahl von Netzbetreibern einen substanziellen Ausrollungsgrad im Bereich Smart Metering. Die Technologieneutralität innerhalb des Regulierungsrahmens bezogen auf die gewählte Smart Meter Roll-Out Strategie sowie auf die gewählte Methode der Datenübertragung ist von zentraler Relevanz. Diese Entscheidung der technischen Umsetzungsvariante hat Auswirkung auf die Kostenstruktur der Netzbetreiber (CAPEX vs. OPEX), jedoch obliegt diese dem jeweiligen Netzbetreiber, sofern dieser die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben, Verordnungen, Standards und Normen) erfüllt. 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 (1.1.2019 - 31.12.2023) pro bestehendem kommunikativen Smart Meter Zählpunkt ein pauschaler Faktor gewährt, welcher die zusätzlichen Betriebskosten abdeckt. Dabei werden eine angemessene Berücksichtigung von operativen Mehrkosten, welche in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern anfallen, sichergestellt und den Netzbetreibern Anreize zur Realisierung von Kostensenkungspotentialen gesetzt. Da die Kosten für Smart Meter von den Netzbetreibern in unterschiedlichem Maße aktiviert werden, differenziert der Betriebskostenfaktor zwischen verschiedenen Ausrollungsstrategien. Die Höhe des Faktors wird vom Ausrollungsgrad determiniert, wobei eine progressive sowie eine regressive Komponente zur Anwendung kommt.

Seitens der Behörde wurde für die vierte Regulierungsperiode (1.1.2019 - 31.12.2023) ein Wert in Höhe von 16,39 EUR an operativen Mehrkosten pro Smart Meter Zählpunkt aus einer Abfrage der Netzbetreiber ermittelt. Um Effizienzen und Einsparungspotenziale, welche sich durch den Einbau intelligenter Messgeräte unmittelbar ergeben, für die Netzkunden 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 Netzbetreibern progressiv angerechnet.

Bei der Wahl OPEX-lastiger Ausrollungsstrategien werden den Netzbetreibern entsprechende Zuschläge gewährt, da diese Kosten nicht über den Kapitalkostenabgleich in die Kostenbasis eingehen. Bei Auslagerung der Datenübertragung wird ein Betrag von 4,75 EUR und bei einer vollständigen Auslagerung 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 jährlich während der Regulierungsperiode unter Berücksichtigung zusätzlicher Daten laufend evaluiert.

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

Durch sich ändernde energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. geändertes Verbraucherverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen, neue Anforderungen in den Bereichen Flexibilität und Demand Response 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.

Bereits zu Beginn des Jahres 2016 hat die E-Control daher ein Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur veröffentlicht. Darauf aufbauend wurde unter Berücksichtigung der eingelangten Stellungnahmen ein erstes Positionspapier „Tarife 2.0“ erstellt. Dieses erste Papier erfuhr im Juni 2020 aufgrund von Veränderungen und zusätzlichen Erkenntnissen sowie zur Abbildung der neuen europäischen Vorgaben des „Clean Energy For All Europeans“-Pakets eine grundlegende Überarbeitung und Aktualisierung. Das Ergebnisdokument „Tarife 2.1“ wurde im Sommer 2020 konsultiert. In Summe reichten 26 Stakeholder ihre Stellungnahme ein. Zudem wurde der Dialog mit unterschiedlichen Stakeholdern im Rahmen einer Online-Fachtagung am 21. Oktober 2020 weiter vertieft. Darauf aufbauend wurde das finale Dokument „Tarife 2.1“ verfasst, um den Herausforderungen an eine Netzentgeltstruktur der Zukunft ausgewogene Antworten zu geben.

Aus Sicht der E-Control sieht die zukünftige Netzentgeltstruktur eine Neudefinition der Netzanschlussentgelte, die Leistungsmessung für alle Netzbenutzer der Netzebene 7 sowie die Integration des Messtgelts in das Netznutzungsentgelt vor. Darüber hinaus sollen Anreize zur Bereitstellung von Flexibilitäten geschaffen werden.

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 die Netzbenutzer 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 Netzbenutzer, die höhere Leistungsspitzen als der Durchschnitt aufweisen, einen höheren Beitrag zahlen. Im Gegenzug werden Netzbenutzer mit geringerem Verbrauch oder unterdurchschnittlichen Leistungsspitzen z.B. durch den Entfall der Pauschale weniger bezahlen. Die aktuellen Analysen zeigen, dass für einen Großteil der „klassischen“ Haushaltskunden Einsparungen zu erwarten sind. Kostensteigerungen fallen nur dann an, wenn der Netzbenutzer regelmäßig hohe Lastspitzen erzeugt.

Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur („Tarife 2.1“) ist die Bereitstellung des höchsten viertelstündlichen Leistungswertes jedes Netzbenutzers durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät.

7 Erfahrungen der E-Control

7.1 Energie-Hotline

Bereits seit dem Jahr 2001 hat die E-Control eine Beratungsstelle in Form einer Energie-Hotline für Konsumentinnen und Konsumenten eingerichtet. Diese können ihre Anfragen telefonisch, aber auch schriftlich über verschiedenste Kanäle einbringen. Im Jahr 2020 bezogen sich ca. 2% der Anfragen und Beschwerden auf das Thema Smart Meter (im Jahr 2019 waren es 3%).

Der Großteil der Konsumentinnen und Konsumenten, etwa 40%, stellt allgemeine bzw. technische Fragen zu den Vorteilen und der Handhabung. Informationen zur Kundenschnittstelle und Fragen zu den Datenformaten sind hier besonders häufig. Insgesamt 49% der Anfragenden haben Vorbehalte unterschiedlichster Natur, lehnen das Gerät ab oder wollen sich über den Opt-out-Wunsch informieren. Hier zeigt sich der Informationsbedarf der Konsumentinnen und Konsumenten zum Thema Smart Meter besonders gut. 11% der Einbringerinnen wiederum möchte einen Smart Meter vor dem offiziellen Ausrollungstermin ihres Netzbetreibers, siehe Abbildung 14.

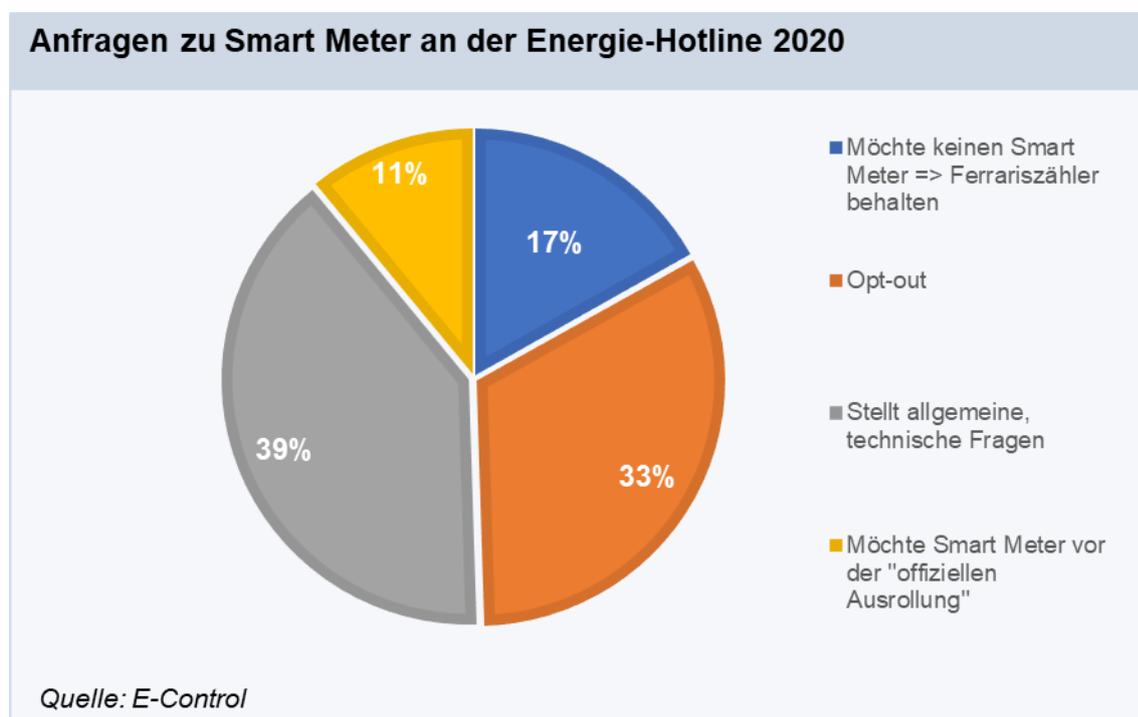


Abbildung 14: Aufteilung der Anfragen zu Smart Metern an der E-Control - Hotline

7.2 Kundenbeschwerden und Schlichtungsstelle

Im Berichtsjahr 2020 wandten sich vereinzelt Kunden und Kundinnen von Netzbetreibern an die Schlichtungsstelle mit einer Beschwerde darüber, dass bei Ihnen – gegen ihren Willen – ein intelligentes Messgerät eingebaut werden solle. In manchen Fällen konnte über die Einführung der intelligenten Messgeräte und die Opt-Out Möglichkeit aufgeklärt werden. In anderen Fällen begehrt die Beschwerdeführer allerdings ein Schlichtungsverfahren.

Die Beschwerdeführer versuchten in erster Linie das Behalten ihres mechanischen Zählers zu erreichen. Ein für beide Parteien zufriedenstellendes Ergebnis konnte im Rahmen des Schlichtungsverfahrens zumeist nicht erzielt werden. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass der Netzbetreiber die Umsetzung der EU-Stromrichtlinie aus dem Jahr 2009 (RL 2009/72/EG) sowie die gesetzlichen Regelungen einhalten muss und demnach auf den Einbau eines digitalen Messgerätes (in der Opt-Out Variante) besteht, der Beschwerdeführer dies hingegen auch nach dem Schlichtungsverfahren nicht akzeptiert.

Im Gegensatz dazu wurden einige Schlichtungsverfahren begehrt, da der Netzbetreiber bisher dem Wunsch auf Einbau eines Smart Meters bzw. Herstellung der entsprechenden Funktionalitäten nicht nachgekommen war („Recht auf Smart Meter“).

Auch allgemeine, insbesondere technische, Fragen wurden an die Schlichtungsstelle herangetragen. Hier war die Schlichtungsstelle beratend tätig.

Lediglich 4% der Eingabegründe, die von der Schlichtungsstelle vermerkt wurden, betrafen das Thema Smart Meter, siehe Abbildung 15. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Gesamtanzahl der Anfragegründe höher ist als die der Eingaben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einem Geschäftsfall mehrere Anfragegründe zugeordnet werden können.

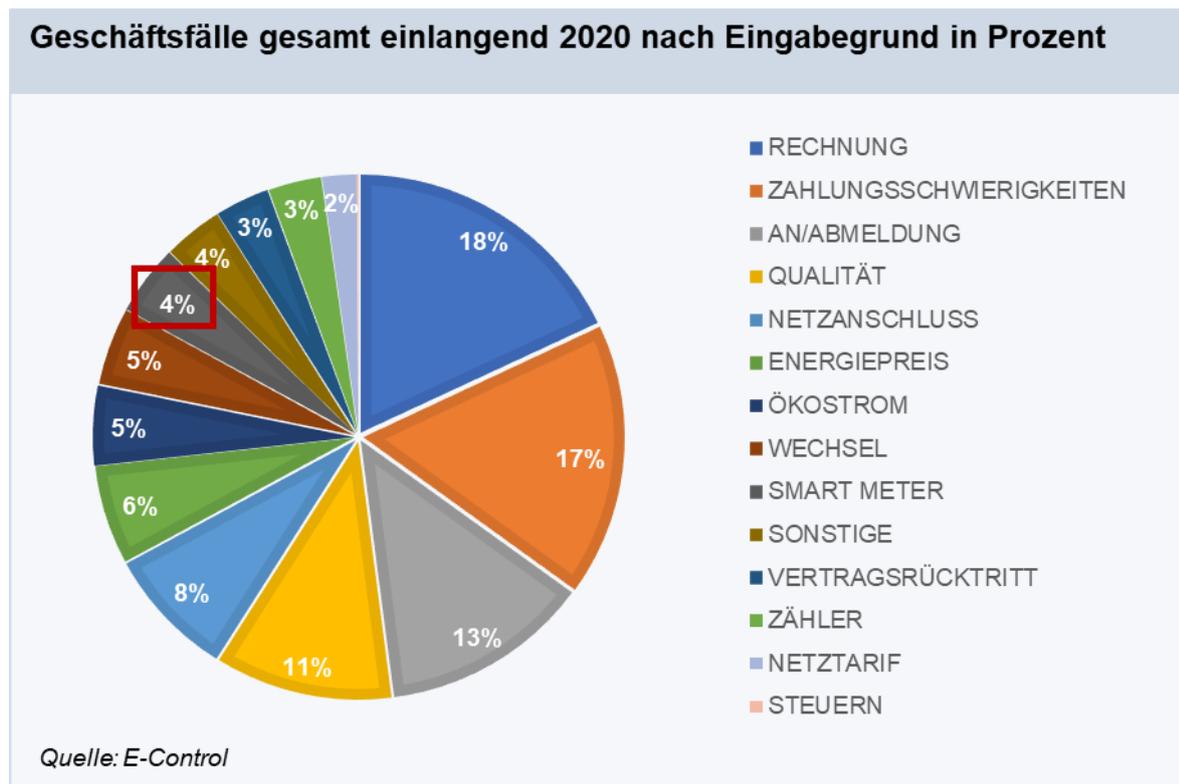


Abbildung 15: Geschäftsfälle gesamt einlangend, Jahr 2020 nach Eingabegrund in Prozent

Der Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle für das Berichtsjahr 2020 ist unter folgendem Link veröffentlicht: <https://www.e-control.at/taetigkeitsberichte-der-schlichtungsstelle>.

7.3 Retailmarktpreise und Tarifikalkulator

Für Haushalte, die bereits über einen Smart Meter verfügen, ergibt sich durch die Nutzung spezieller Smart Meter-Produkte die Möglichkeit, durch die Anpassung des Verbrauchsverhaltens an aktuelle Preise Kosten zu sparen. Außerdem kann dazu beigetragen werden, dass Strom in Zeiten verbraucht wird, in denen eine hohe Produktion bzw. ein Überschuss erwartet wird. Immer mehr Haushalte nutzen auch die Möglichkeit einer Abfrage mit der Smart Meter-Option im Tarifikalkulator, um sich Time-of-Use-Produkte mit anzeigen zu lassen. Hier kann mit steigendem Ausrollungsgrad auch mit noch höherem Interesse an Smart-Meter-Produkten im Tarifikalkulator gerechnet werden. Die Abfragen im Tarifikalkulator mit aktivierter Smart-Meter-Option sind seit der Einführung stetig gestiegen. Aktuell lassen 11% der Haushalte die Smart-Meter-Produkte in ihren Abfragen mit anzeigen (Abfragen Juni 2020 bis Juni 2021). Dabei wird noch selten ein tatsächliches Lastprofil hochgeladen, sondern es wird fast ausschließlich auf die vom Tarifikalkulator zur Verfügung gestellten Lastprofilvorlagen zurückgegriffen.

Derzeit gibt es bereits Lieferanten, die Produkte für Kunden mit einem installierten Smart Meter und Opt-In Option anbieten. Mit dem weiteren Rollout der Smart Meter, vor allem in weiteren Netzbereichen

mit vielen Kunden, ist zu erwarten, dass die Anzahl von Produkten mit dynamischen oder zeitabhängigen Preisen steigen wird.

Erfahrungen mit dynamischen/zeitvariablen Tarifen:

- 1) Time-of-Use Produkte (ToU): Nur wenige Lieferanten hatten im Juli 2021 im Tarifkalkulator ein oder mehrere ToU Produkte im Angebot. Bei diesen Produkten können sich die Preise sowohl tageszeitlich als auch zwischen einzelnen Wochentagen, Wochenenden, Sommer, Winter und Übergangszeiten unterscheiden. Für solcher Produkte, wenn sie eine Preisdifferenzierung nach Zeitintervallen, die kürzer als ein Tag sind, haben, ist die Opt-In-Konfiguration gegenüber Lieferanten, also mit der Übermittlung der Viertelstundenwerte, erforderlich.

Die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG bietet zwei ToU Produkte an. Ein Produkt richtet sich an Kundinnen und Kunden, welche speziell abends bzw. in der Nacht mit einem höheren Strombedarf rechnen. Die Preise in der Nacht sind dabei um über 40% günstiger als zwischen 07:00 und 19:00 Uhr. Weiters gibt es eine Option speziell für Milchbetriebe mit Verbrauchsspitzen zu Melkzeiten am Morgen und am Abend. Die Viertelstundenwerte werden den Kunden entsprechend grafisch aufbereitet in den jeweiligen Kundenportalen zur Einsicht zur Verfügung gestellt. Die Abrechnung basiert ebenfalls auf diesen Viertelstundenwerten, erfolgt allerdings nach wie vor jährlich.

Die Wüsterstrom E-Werk GmbH bietet einen Smarttarif mit 7 Zeitzonen, die sich über den Tag verteilen und in denen jeweils unterschiedliche Arbeitspreise gelten. Das Preisprofil ist hierbei für ein Jahr garantiert. Mit der Rechnung wird eine Aufstellung der Verbräuche mit den dazugehörigen Stundenpreisen übermittelt.

Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG nutzt die Daten der Smart Meter, um ihren Kundinnen und Kunden ein spezielles Rabattsystem anzubieten. Mit Hilfe der Tageswerte werden die 20 verbrauchsstärksten Tage im Verrechnungsjahr ermittelt und dem Kunden gutgeschrieben. Für die Nutzung dieses Produktes wird ein Smart Meter in der Standardkonfiguration (Tageswerte) vorausgesetzt. Zudem wird ein Smart Meter-Produkt für Besitzer einer intelligenten Wärmepumpe angeboten, das mit drei verschiedenen Preiszonen arbeitet, die sich am Spotmarkt-Preis orientieren.

- 2) Produkte mit Spotmarktbepricing: Im Juli 2021 bieten die fünf Lieferanten aWATTar GmbH, schlaustrom GmbH, Spotty Smart Energy Partner GmbH, Energie Steiermark Kunden GmbH und TopEnergy Service GmbH eine Spotmarktbepricing für Haushaltskunden an. Herangezogen werden die stündlichen Preise von EPEX-Spot-Day-Ahead in Cent/kWh. Bei den meisten Lieferanten ist ein Smart Meter in der Opt-In Konfiguration die Voraussetzung für den Bezug dieser Produkte. Vereinzelt werden Kundinnen und Kunden ohne intelligentes Messgerät vorübergehend mit Hilfe des H0-Standardlastprofils abgerechnet. Zusätzlich zum Börsenpreis werden bei allen Produkten

eine Grundpauschale und ein Aufschlag auf den Börsenpreis verrechnet. Die günstigste Grundpauschale der angegebenen Lieferanten liegt momentan bei 43,2 EUR/Jahr, die höchste liegt derzeit bei 70,56 EUR/Jahr (Stichtag 1. Juli 2021, Preise inkl. USt). Für den verbrauchsabhängigen Börsenpreisaufschlag werden momentan Preise von 0,12 Cent/kWh bis 2,39 Cent/kWh verlangt. Für den Gesamtaufschlag, der sich aus der Grundpauschale bezogen auf den Verbrauch und dem Aufschlag auf den Börsenpreis errechnet, ergibt sich dadurch eine Spanne von 1,81 Cent/kWh bis 4,00 Cent/kWh für einen typischen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch (siehe Tabelle 5). Der Mittelwert aller angeführten Lieferanten ergibt eine Grundgebühr von 57,02 EUR/Jahr und einen Börsenpreisaufschlag von 1,03 Cent/kWh. Dadurch ergibt sich ein durchschnittlicher Gesamtaufschlag von 2,66 Cent/kWh.

Spotmarkt Produkt/ Lieferant	Grund-gebühr EUR/Jahr (inkl.Ust)	Netto Grund-gebühr EUR/Jahr	Aufschlag Cent/kWh (inkl. Ust)	Netto Aufschlag Cent/kWh	Gesamtaufschlag Cent/kWh (inkl.USt)	Gesamtaufschlag Cent/kWh (exkl.Ust)
aWATTar hourly/ aWATTar GmbH	69,00	57,48	0,12	0,10	2,09	1,74
Spotty Smart/ Spotty Smart Energy Partner GmbH	43,20	36,00	0,58	0,48	1,81	1,51
Spotty Smart mit Preisdeckel Spotty Smart Energy Partner GmbH	43,41	17,86	0,58	0,48	2,41	2,01
Steierstrom Smart/ Energie Steiermark Kunden GmbH	45,84	38,20	1,44	1,20	2,75	2,29
Top Power Spot/ TopEnergy Service GmbH	70,56	58,80	0,60	0,50	2,62	2,18
Schlaustrom Spot Plus/ Schlaustrom GmbH	56,50	47,09	2,39	1,99	4,00	3,34

Tabelle 5: Übersicht der Spotmarkt-Produkte für Haushaltskunden in Österreich, Preise laut Websites ausgewählter Lieferanten, Stand 15. Juli 2021

Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch und einem typischen 1/4h-Lastprofil mit Abendspitzenverbrauch hätten sich im Jahr 2020 mit einem Spotmarkt-Produkt auf Basis der Durchschnittspreise folgende Kostenkomponenten ergeben. Der Energiepreis inkl. USt. errechnet sich zu 236,92 EUR und setzt sich aus dem börsenpreisabhängigen Arbeitspreis von 143,85 EUR, dem Aufschlag von 36,05 EUR und der Grundgebühr von 57,02 EUR zusammen. Diese Kostenkomponenten sind beispielhaft für einen Tag in Abbildung 16 ersichtlich.

Dass sich für Kundinnen und Kunden durch die Spotmarkt-Produkte durchaus Einsparungspotenzial ergeben könnte, veranschaulicht ein Vergleich mit den günstigsten Produkten im Preismonitor für Haushaltskunden der E-Control. Hier sind die Preise des jeweils günstigsten Anbieters innerhalb der großen Netzgebiete (mit und ohne Neukundenrabatte; Standardprodukte mit und ohne Preisgarantie, die zeitanteilig und verbrauchsverlaufsunabhängig abgerechnet werden) sowie das Einsparpotenzial beim Wechsel vom jeweils am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Anbieters ersichtlich. Berechnungsgrundlage ist ein österreichischer Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh.

Mit dem im Juli 2021 günstigsten Anbieter ohne Neukundenrabatte (Enstroga GmbH) ergibt sich ein Energiepreis von 243,12 EUR (inkl. USt).

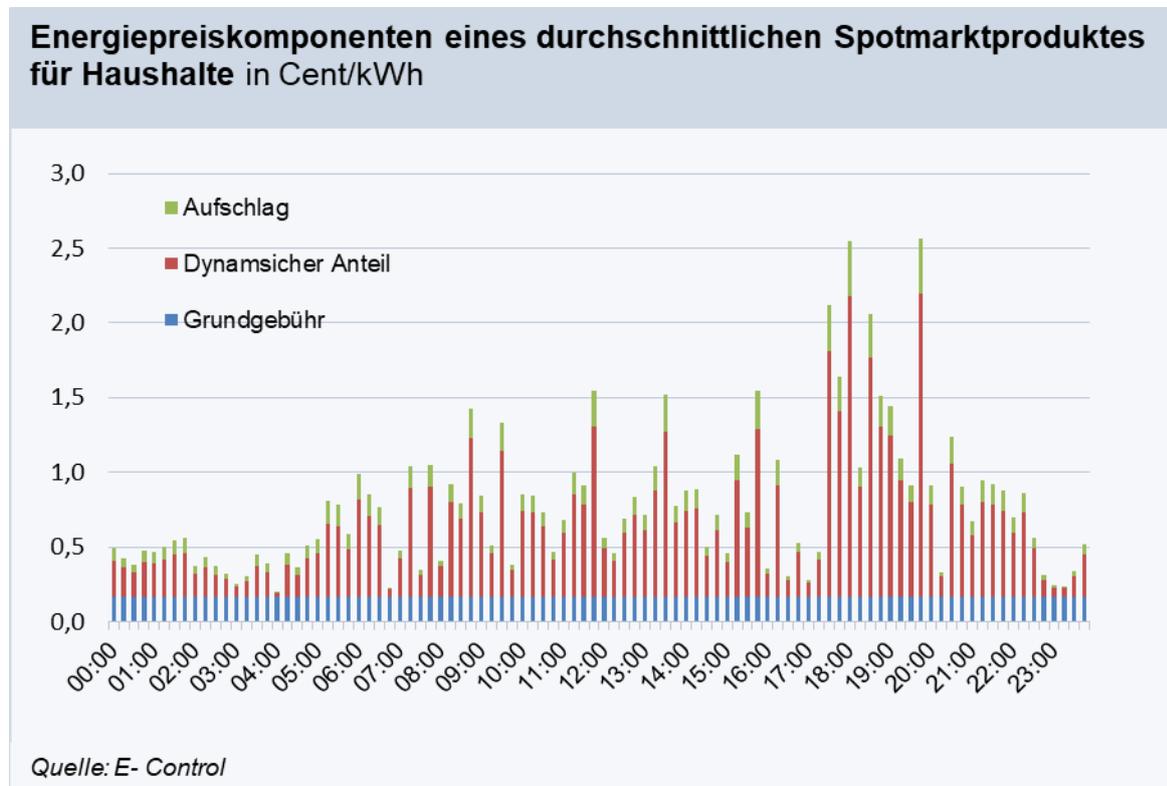


Abbildung 16: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX-day-Ahead und des typischen Verbrauchsprofils eines Haushaltes (3.500 kWh/a) am 6.2.2020

Einbindung von Spotmarkt-Produkten im Tarifkalkulator

Mit Stand Juli 2021 setzen sich die Produkte im Tarifkalkulator je nach Region durchschnittlich aus 62% Produkten mit Preisgarantie, 22% Produkten ohne Preisgarantie und 16% mit Produkten mit dynamischer Preisanpassung, sogenannten Floatern zusammen. Eine völlig neue Produktgruppe werden die Spotmarkt-Produkte bilden. Da hierbei die Energiekosten vom zukünftigen Börsenpreis und dem zukünftigen Verbrauchsverhalten der Haushalte abhängen, kann eine akkurate Voraussage des Energiepreises nicht getroffen werden und somit gestaltet sich ein direkter Vergleich mit den klassischen Produkten als schwierig. Jedoch ist es möglich, die Lieferanten der Spotmarkt-Produkte untereinander anhand der fixen Preiskomponenten zu vergleichen - der Gebühr und dem Börsenpreisaufschlag. Um diesen Vergleich im Tarifkalkulator zu ermöglichen, wurde ein Konzept erarbeitet und einige allgemeine Anforderungen an die Einbindung der Spotmarkt-Produkte im Tarifkalkulator definiert.

Da der Vergleich mit den klassischen Produkten nicht möglich ist, wird es zwei separate Ergebnislisten geben: Eines für Floater- und Fixpreismodelle (wie bisher) und eines für spotmarktbezogene Preismodelle. Nutzer und Nutzerinnen wählen, welche Produktgruppe angezeigt werden sollen.

Die Lieferanten werden anhand des Gesamtaufschlages verglichen. Dieser bildet sich aus einem verbrauchsabhängigen Aufschlag auf den Börsenpreis in Cent/kWh und der Grundpauschale in EUR/Monat. Für den Vergleich wird der dynamische Anteil, der sich stündlich aus dem Börsenpreis und dem Verbrauchsprofil berechnet, nicht berücksichtigt.

$$\text{Gesamtaufschlag} \left[\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \right] = \text{Verbrauchsaufschlag} \left[\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \right] + \frac{\text{Grundgebühr} \left[\frac{\text{Cent}}{\text{Jahr}} \right]}{\text{Verbrauch} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right]}$$

Zum Einpflegen der Produkte im Tarifikalkulator wird den Lieferanten die Möglichkeit geschaffen, zusätzlich zu den bisherigen Eingabemöglichkeiten, die Komponenten der Spotmarkt-Produkte einzugeben, also die Grundpauschale, den verbrauchsabhängigen Aufschlag, Angaben zu einem möglichen Preisdeckel und der zugrundeliegende Börsenpreis. Dabei wird die bestehende Struktur des Tarifikalkulators so weit wie möglich verwendet, um an den gewohnten Prozessen anzuschließen und um den Umgang mit den neuen Produkten so einfach wie möglich zu gestalten.

8 Ausblick

Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) sieht u.a. eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen um 27 TWh bis zum Jahr 2030 sowie eine starke Dezentralisierung und gleichzeitig eine Integration des Energiesystems vor. Eine aktive Beteiligung der Netzbenutzer durch Ermöglichung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften ist eine der gesetzten Prioritäten. Dazu sind Daten und Informationen erforderlich, die nur durch die Smart Meter Infrastruktur generiert werden können und effizient sowie zielführend zu verwenden sind.

Die Möglichkeiten und Potentiale, die sich durch die Ausrollung von Smart Metern in Österreich einerseits für Netzbenutzer und andererseits für den Betrieb sowie für die Planung und den Ausbau von Verteilernetzen als auch für die Tarifgestaltung ergeben, sollen möglichst weitgehend ausgeschöpft werden und somit wesentlich zur Umsetzung der EAG- und CEP-Vorgaben beitragen.

Durch eine flächendeckende Messung und Speicherung von viertelstündlichen Leistungsmittelwerten bzw. Energiewerten mittels Smart Meter und ihre tägliche Übermittlung an die Backendsysteme der Verteilernetzbetreiber und nach Kundenwunsch auch an die Lieferanten, wird die notwendige Datenbasis geschaffen, die für eine zielführende Entwicklung von Verteilernetzen, dem Ausgleichensystem, Energiegemeinschaften, Lieferantenangeboten und für eine aktive Teilnahme der Netzbenutzer notwendig ist.

Allerdings bezieht sich die Smart Meter Installationspflicht nur auf Zählpunkte ohne Lastprofilzähler, die ausschließlich auf den Netzebenen 6 und 7 angeschlossen sind. Eine Ausweitung der Smart Meter Installationspflicht auf Lastprofilzähler auf allen Netzebenen und somit eine Vereinheitlichung und Harmonisierung des gesamten Zählersystems ist erstrebenswert. Nur so kann eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Netzbenutzer gewährleistet werden. Durch die einheitliche Gestaltung und Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur wird die Gesamteffizienz gesteigert und die Kosten werden minimiert.

Es zeichnet sich bereits jetzt ab, dass die festgelegten Funktionen der aktuellen Zählersysteme für künftige Anwendungen, wie z.B. für die Steuerung von Anlagen (Erzeugung, Verbrauch, Speicher), die Übermittlung von Echtzeitdaten, der Anbindung von Ladeinfrastruktur und der Unterstützung von virtuellen Zählpunkten etc. nicht ausreichend sein werden. Daher ist es für ein einheitliches österreichweites Vorgehen erforderlich, bereits jetzt Überlegungen anzustellen, welche zukünftigen Smart Meter Funktionen notwendig sein werden, um schon heute kommende Anforderungen und Anpassungen vorzubereiten.

Smart Meter liefern die Grundlage dafür, dass Netzbenutzer sowie Energiegemeinschaften aktiv am Markt teilnehmen können, die Energieerzeugung vor Ort mit einer resultierenden Einspeisung in das

öffentliche Netz möglich ist, zeitabhängige/dynamische Stromprodukte von Energielieferanten angeboten werden können, die zeitnahe richtungsabhängige Leistungs- bzw. Energieerfassung gewährleistet ist und neue Tarifmodelle entwickelt werden, deren Auswirkungen ebenfalls einen effizienten und innovativen Netzbetrieb ermöglichen.

Aus diesem Anlass werden Empfehlungen seitens der E-Control für notwendige Änderungen im Zählersystem ausgearbeitet und dementsprechend in einen Aktionsplan für Smart Meter aufgenommen.

9 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte mit Smart Metern tatsächlich und geplant nach Roll-Out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende Dezember 2020.....	6
Abbildung 2: Tatsächlicher Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt).....	14
Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out.....	15
Abbildung 4: Anzahl der Zählpunkten mit tatsächlich installierten und geplanten Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020.....	16
Abbildung 5: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2017).....	17
Abbildung 6: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in der Erhebung für das Jahr 2020.....	17
Abbildung 7: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch.....	18
Abbildung 8: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kunden (82 VNB).....	19
Abbildung 9: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und Datenkonzentratoren im Jahr 2020 (logarithmische y-Achse).....	23
Abbildung 10: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Datenkonzentratoren bzw. Gateways und dem zentralen System (logarithmische y-Achse).....	23
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 gegenüber Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In gegenüber Lieferanten.....	28
Abbildung 13: Datenverwendung durch die Verteilernetzbetreiber und Abschätzung der Auswirkungen der geplanten oder bereits eingesetzten Smart Meter auf Versorgungssicherheit (Erhebung für 2020).....	30
Abbildung 14: Aufteilung der Anfragen zu Smart Metern an der E-Control - Hotline.....	34
Abbildung 15: Geschäftsfälle gesamt einlangend, Jahr 2020 nach Eingabegrund in Prozent.....	36
Abbildung 16: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX-day-Ahead und des typischen Verbrauchsprofils eines Haushaltes (3.500 kWh/a) am 6.2.2020.....	39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2020.....	12
Tabelle 2: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand jeweils Dezember.....	13
Tabelle 3: Übersicht der Kommunikationstechnologien in der Smart Meter Infrastruktur.....	22
Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2020.....	25

Tabelle 5:	Übersicht der Spotmarkt-Produkte für Haushaltskunden in Österreich, Preise laut Websites ausgewählter Lieferanten, Stand 15. Juli 2021	38
------------	--	----

Abkürzungsverzeichnis

BGBI	Bundesgesetzblatt
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
CDMA	Code Division Multiple Access
CEP	Clean Energy Package
CRM	Customer Relationship Management
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
DZ	Digitaler Zähler (Opt-Out)
EDA	Energiewirtschaftlicher Datenaustausch
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
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
LoRa	Long Range (Wide Area)
MDMS	Meter Data Management System
PKI	Public-Key-Infrastruktur
PLC	Powerline communication
RL	Richtlinie
SoMa	Sonstige Marktregeln
ToU	Time-of-Use
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber

10 ANHANG

Zielerreichung IME-VO der Verteilernetzbetreiber 2020 gruppiert nach Netzbereichen

Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Zählpunkte			Gesamt	Ausrollungsgrad	
		NonSmart Zähler	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter nicht kommunikativ		Smart Meter kommunikativ	Smart Meter insgesamt
Österreich		4.414.661	1.713.646	168.779	6.297.086	27,2%	29,9%
Burgenland		15.014	191.512	12.340	218.866	87,5%	93,1%
	Energie Güssing GmbH	3.149	618	-	3.767	16,4%	16,4%
	Netz Burgenland GmbH	11.865	190.894	12.340	215.099	88,7%	94,5%
Graz		165.200	27.780	2.463	195.443	14,2%	15,5%
	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	165.200	27.780	2.463	195.443	14,2%	15,5%
Innsbruck		115.573	1.420	1.723	118.716	1,2%	2,6%
	Innsbrucker Kommunalbetriebe	115.573	1.420	1.723	118.716	1,2%	2,6%
Kärnten		141.427	155.344	10.453	307.224	50,6%	54,0%
	AAE Wasserkraft GmbH	689	-	-	689	0,0%	0,0%
	KNG-Kärnten Netz GmbH	140.666	155.344	10.453	306.463	50,7%	54,1%
	Kraut E-Werk KG	72	-	-	72	0,0%	0,0%
Klagenfurt		31.394	48.418	6.294	86.106	56,2%	63,5%
	Energie Klagenfurt GmbH	31.394	48.418	6.294	86.106	56,2%	63,5%
Kleinwalsertal		44	3.829	-	3.873	98,9%	98,9%
	Energieversorgung Kleinwalsertal	44	3.829	-	3.873	98,9%	98,9%

Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Zählpunkte			Ausrollungsgrad		
		NonSmart Zähler	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter nicht kommunikativ	Gesamt	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter insgesamt
Linz		82.450	217.947	10.988	311.385	70,0%	73,5%
	Ebner Strom GmbH	5.998	119	1.659	7.776	1,5%	22,9%
	Elektrizitätswerk Clam Carl-Philip	255	667	63	985	67,7%	74,1%
	Elektrizitätswerk Perg GmbH	6.530	-	1.010	7.540	0,0%	13,4%
	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann	71	-	-	71	0,0%	0,0%
	LINZ NETZ GmbH	69.596	217.161	8.256	295.013	73,6%	76,4%
Niederösterreich		791.070	14.413	99.328	904.811	1,6%	12,6%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	-	307	-	307	100,0%	100,0%
	Elektrizitätswerke Eisenhuber	2.784	56	64	2.904	1,9%	4,1%
	E-Werk Schwaighofer GmbH	711	-	130	841	0,0%	15,5%
	Forstverwaltung Seehof GmbH	32	-	-	32	0,0%	0,0%
	Heinrich Polsterer GmbH & Co KG	11	73	-	84	86,9%	86,9%
	Licht- und Kraftstromvertrieb Opponitz	1	437	-	438	99,8%	99,8%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Marktge- meinde Göstling an der Ybbs	1.176	-	-	1.176	0,0%	0,0%
	Licht- und Kraftvertrieb Hollenstein/Ybbs	851	258	-	1.109	23,3%	23,3%
	Netz Niederösterreich GmbH	780.139	-	98.577	878.716	0,0%	11,2%
	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	11	740	-	751	98,5%	98,5%
	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	3.315	-	-	3.315	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Amstetten	1.913	9.038	557	11.508	78,5%	83,4%
	wüsterstrom E-Werk GmbH	126	3.504	-	3.630	96,5%	96,5%
Oberösterreich		19.553	754.521	6.141	780.215	96,7%	97,5%
	Drack Bernhard	9	108	-	117	92,3%	92,3%
	Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	5.034	21.036	-	26.070	80,7%	80,7%
	Energieversorgungs GmbH	41	140	21	202	69,3%	79,7%
	EVU Gerald Mathe e.U.	292	57	-	349	16,3%	16,3%
	E-Werk Dietrichschlag eGen	12	49	-	61	80,3%	80,3%
	K. u. F. Drack Gesellschaft	379	2.787	-	3.166	88,0%	88,0%
	KARLSTROM e.U.	370	701	-	1.071	65,5%	65,5%
	Kneidinger Immo GmbH	-	155	-	155	100,0%	100,0%
	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	-	5.737	-	5.737	100,0%	100,0%
	Mayr Siegfried Gernot Ing.	184	44	-	228	19,3%	19,3%
	Netz Oberösterreich GmbH	9.059	668.994	5.986	684.039	97,8%	98,7%

Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Zählpunkte				Ausrollungsgrad	
		NonSmart Zähler	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter nicht kommunikativ	Gesamt	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter insgesamt
	Revertera Dominik Peter Benedikt Nikol	1	478	-	479	99,8%	99,8%
	Schwarz, Wagendorffer & Co	3.553	-	-	3.553	0,0%	0,0%
	Wels Strom GmbH	619	54.235	134	54.988	98,6%	98,9%
Salzburg		440.764	489	-	441.253	0,1%	0,1%
	Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesellschaft m.b.H.	5.326	-	-	5.326	0,0%	0,0%
	Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen	1.178	-	-	1.178	0,0%	0,0%
	Salzburg Netz GmbH	434.260	489	-	434.749	0,1%	0,1%
Steiermark		702.941	66.495	7.783	777.219	59,2%	59,2%
	Bad Gleichenberg Energie GmbH	1.019	1.478	-	2.497	100,0%	100,0%
	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen	-	348	-	348	33,0%	33,0%
	Elektrizitätswerk Fernitz	6.172	3.035	-	9.207	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerk Gröbming KG.	7.078	-	-	7.078	0,0%	3,7%
	Elektrizitätswerk Mariahof GmbH	4.387	2	167	4.556	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerk Mürzsteg	430	-	-	430	97,1%	97,1%
	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg	66	2.199	-	2.265	29,5%	32,5%
	Elektrowerk Schöder GmbH	1.924	842	84	2.850	8,4%	8,5%
	Energienetze Steiermark GmbH	450.391	41.284	574	492.249	10,8%	10,8%
	Florian Lugitsch Gruppe GmbH	4.824	587	-	5.411	0,0%	0,0%
	Envesta Energie- und Dienstleistungs	3.834	-	-	3.834	0,0%	0,0%
	EVU der Marktgemeinde Niklasdorf	2.332	-	-	2.332	68,7%	68,7%
	EVU der Stadtgemeinde Mureck	535	1.172	-	1.707	0,0%	0,0%
	E-Werk Andreas Braunstein	362	-	-	362	0,0%	0,0%
	E-Werk der Gemeinde Mürzsteg	430	-	-	430	0,0%	0,0%
	E-Werk Ebner GesmbH	8.000	-	-	8.000	0,0%	0,0%
	E-Werk Gleinstätten GmbH	1.145	-	-	1.145	4,1%	22,7%
	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	22.502	1.207	5.403	29.112	29,8%	29,8%
	E-Werk Sigl GmbH & Co KG	804	342	-	1.146	0,0%	0,0%
	E-Werk Stubenberg eGen	995	-	-	995	42,4%	42,7%
	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	955	706	5	1.666	9,9%	10,3%
	Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	48.092	5.307	245	53.644	59,2%	59,2%

Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Zählpunkte				Ausrollungsgrad	
		NonSmart Zähler	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter nicht kommunikativ	Gesamt	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter insgesamt
	Gertraud Schafler GmbH	1.500	-	-	1.500	0,0%	0,0%
	Ing.Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. "E-Werk Piwetz"	674	-	-	674	0,0%	0,0%
	Joh. Pengg Holding Gesellschaft m.b.H.	14	-	4	18	0,0%	22,2%
	Klausbauer Wasser Kraft GesmbH.	105	-	-	105	0,0%	0,0%
	Mag. Julius Engelbert Tassotti	174	68	-	242	28,1%	28,1%
	Marktgemeinde Eibiswald - EVU	1.450	-	-	1.450	0,0%	0,0%
	Marktgemeinde Neumarkt	3.131	543	35	3.709	14,6%	15,6%
	Murauer Stadtwerke Gesellschaft m.b.H.	3.572	-	-	3.572	0,0%	0,0%
	P.K. Energieversorgungs-GmbH	4.765	340	315	5.420	0,0%	0,0%
	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	3.923	-	-	3.923	6,3%	12,1%
	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	15.805	-	-	15.805	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	7.332	-	-	7.332	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Hartberg	6.239	715	-	6.954	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Judenburg Aktiengesellschaft	20.072	906	-	20.978	10,3%	10,3%
	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	16.988	1.886	41	18.915	4,3%	4,3%
	Stadtwerke Köflach GmbH	9.598	1.193	26	10.817	10,0%	10,2%
	Stadtwerke Mürzzuschlag	9.416	-	884	10.300	11,0%	11,3%
	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.	8.211	-	-	8.211	0,0%	8,6%
	Stadtwerke Voitsberg GmbH	10.328	557	-	10.885	0,0%	0,0%
	STGD Kindberg E-Werk Nebenbetriebe	12.441	1.778	-	14.219	5,1%	5,1%
Tirol		325.603	36.200	7	361.810	10,0%	10,0%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	174	297	-	471	63,1%	63,1%
	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	621	-	-	621	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerk Prantl	2.646	791	-	3.437	23,0%	23,0%
	Elektrizitätswerk Schattwald e.U.	1.038	558	7	1.603	34,8%	35,2%
	Elektrizitätswerk Winkler GmbH	477	-	-	477	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerke Reutte AG	18.172	-	-	18.172	0,0%	0,0%

Netzbereich	Verteilernetzbetreiber	Zählpunkte				Ausrollungsgrad	
		NonSmart Zähler	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter nicht kommunikativ	Gesamt	Smart Meter kommunikativ	Smart Meter insgesamt
	Elektrogenossenschaft Weerberg	923	-	-	923	0,0%	0,0%
	Elektrowerk Assling	831	-	-	831	0,0%	0,0%
	Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten	394	53	-	447	11,9%	11,9%
	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe	447	1.897	-	2.344	80,9%	80,9%
	E-Werk Stadler GmbH	1.034	417	-	1.451	28,7%	28,7%
	Gemeinde Kematen	1.694	48	-	1.742	2,8%	2,8%
	Gottfried Wolf GmbH zH RA Dr. Michael Battlogg	17	-	-	17	0,0%	0,0%
	HALLAG Kommunal GmbH	2.922	16.832	-	19.754	85,2%	85,2%
	Kommunalbetriebe Hopfgarten GmbH	2.192	1.124	-	3.316	33,9%	33,9%
	Kommunalbetriebe Rinn GmbH.	856	155	-	1.011	15,3%	15,3%
	Kraftwerk Haim K.G.	7.506	454	-	7.960	5,7%	5,7%
	Kraftwerk Reinisch GmbH	84	-	-	84	0,0%	0,0%
	Plövnner Schmiede Betriebs GmbH	4	-	-	4	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Imst	6.095	1.086	-	7.181	15,1%	15,1%
	Stadtwerke Kitzbühel e.U.	5.578	3.725	-	9.303	40,0%	40,0%
	Stadtwerke Kufstein GmbH	12.542	3.633	-	16.175	22,5%	22,5%
	Stadtwerke Schwaz GmbH	15.281	826	-	16.107	5,1%	5,1%
	Stadtwerke Wörgl GmbH	6.819	2.975	-	9.794	30,4%	30,4%
	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	237.165	1.329	-	238.494	0,6%	0,6%
	Wasserkraft Sölden eGen	91	-	-	91	0,0%	0,0%
Vorarlberg		212.986	26.423	10	239.419	11,0%	11,0%
	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	11	-	-	11	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerke Frastanz	4.976	-	10	4.986	0,0%	0,2%
	Getzner, Mutter & Cie. Gesellschaft m.b.H.	-	-	-	-	0,0%	0,0%
	Montafonerbahn Aktiengesellschaft	7.143	-	-	7.143	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Feldkirch	66	21.923	-	21.989	99,7%	99,7%
	Vorarlberger Energienetze GmbH	200.790	4.500	-	205.290	2,2%	2,2%
Wien		1.370.642	168.855	11.249	1.550.746	10,9%	11,6%
	Wiener Netze GmbH	1.370.642	168.855	11.249	1.550.746	10,9%	11,6%