

BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2023
BERICHTSJAHR 2022

UNSERE ENERGIE ÖFFNET NEUE WEGE.



Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:

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

Konzeption & Design Deckblatt:

Reger & Zinn OG

Bericht: E-Control

© E-Control, 2023

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlich zulässigen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

Vorwort

Im Jahr 2022 wurde weiterhin an der Umsetzung von österreichischen und europäischen Zielen im Bereich des Erneuerbaren-Ausbaus und der Dekarbonisierung gearbeitet und somit auch an der Digitalisierung des gesamten Stromsystems. Smart Meter stellen dabei eine der tragenden Säulen in diesem Prozess dar.

Im Berichtsjahr 2022 wurden signifikante Fortschritte erzielt und mit Ende des Jahres waren mehr als Zweidrittel der Zählpunkte in Österreich mit Smart Metern ausgestattet. Somit kann eine relevante Datenbasis für detailliertere Auswertungen und Analysen der Verbraucher und Einspeiser, insbesondere für den Bereich Haushalte und Gewerbe genutzt werden, um das Stromsystem auf Verteilernetzebene für die kommenden Herausforderungen zu ertüchtigen. Ein Großteil der Endkund:innen haben nun Einsicht in ihr Verbrauchsverhalten und können es anpassen, um einerseits Strom zu sparen oder um andererseits den Verbrauch bzw. die Einspeisung zu beobachten und Maßnahmen zu setzen. Jene Netzbewerber:innen, die eine PV-Anlage installieren wollen oder bereits installiert haben, verfügen durch den Einsatz von Smart Metern über Energiewerte, die sie für die Planung oder später für das Energiemanagement ihrer Anlage verwenden können. Smart Meter sind auch die Voraussetzung für eine Teilnahme der Endkund:innen an einer Energiegemeinschaft und am Strommarkt im Allgemeinen.

Da nun die meisten Endkund:innen über einen Smart Meter verfügen, gilt es nun, die Vorteile dieser Technologie auch in vollem Umfang zu nutzen. So sollten etwa nicht nur Webportale zur Verfügung gestellt werden, sondern auch niederschwellige digitale Lösungen, etwa Apps, dazu dienen, dass die Endkund:innen auf Knopfdruck über ihren Verbrauch und die Energiekosten Bescheid wissen. Dies ist für eine effiziente Nutzung von Energie unerlässlich.

Erstmals seit dem Start der Einführung von Smart Metern, wurden im Jahr 2022 mehr Smart Meter installiert als ursprünglich geplant. Überdies haben insgesamt 24 von 118 Verteilernetzbetreibern das finale Ausrollungsziel von 95% bereits erreicht, darunter auch kleine und mittlere Netzbetreiber. Bis Ende 2024 ist bei fast allen Netzbetreibern der Abschluss der Smart-Meter-Ausrollung geplant und der Fokus verlagert sich auf die Nutzung der Smart-Meter-Daten. Datenverwaltung, -sicherheit, -austausch und -verwendung gewinnen zunehmend an Bedeutung und der rasche Anstieg der Datenmenge erfordert eine Anpassung und Aufrüstung der bestehenden IT-Systeme der Netzbetreiber.

Auch die rechtlichen Vorgaben zu beispielsweise Marktkommunikation, Datenplattformen, Kommunikationsschnittstellen und Webportalen müssen kritisch geprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Jedenfalls ist die Nutzung von Viertelstundenwerten künftig unverzichtbar und im Regelwerk vorzusehen. Aufgrund der Heterogenität der Netzbetreiber in Österreich ermöglicht ein höherer Harmonisierungsgrad die bessere Ausnutzung von Synergiepotenzialen. Um das Gelingen der Energiesystemwende zu

schaffen und um einen reibungslosen Datenaustausch parallel zum Elektrizitätsfluss sicherzustellen, braucht es ein förderliches Umfeld und den Erfahrungsaustausch aller Stakeholdern. Die Arbeit der beteiligten Marktteilnehmer wird dazu von der E-Control weiterhin im Rahmen ihrer Monitoringaufgaben begleitet.

Der vorliegende Fortschrittsbericht wurde auf Basis der von der E-Control erhobenen Daten für das Berichtsjahr 2022 erarbeitet. Für die gute Unterstützung und Zusammenarbeit im Zuge der Erstellung dieses Berichts 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	7
2 RAHMENBEDINGUNGEN	11
2.1 RECHTLICHER RAHMEN	11
2.2 EU-STANDARDISIERUNGSINITIATIVEN: DATENZUGANG UND INTEROPERABILITÄT	13
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN VERTEILERNETZBETREIBERN	14
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	15
4.1 ZÄHLPUNKTE, ZÄHLER UND AUSROLLUNGSGRAD	15
4.2 PROJEKTLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIOEN	20
4.3 PROJEKTDAUER UND PROJEKTFORTSCHRITT	20
4.4 INSTALLATION VON SMART METERN NACH KUNDENWUNSCH	21
5 ERFAHRUNGEN DER VERTEILERNETZBETREIBER	23
5.1 ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER-EINBAU	23
5.2 DATENÜBERTRAGUNG UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN	24
5.3 ANPASSUNGEN DER IT-SYSTEME	25
5.4 DATENSCHUTZ UND KONFIGURATIONSVARIANTEN VON SMART METERN	26
5.5 DATENVERFÜGBARKEIT UND -QUALITÄT	27
5.6 INFORMATIONEN AUF DEN SMART METER-KUNDENWEBPORTALEN	30
5.7 KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLE	32
5.8 ENERGIEGEMEINSCHAFTEN	33
5.9 NETZSITUATION	35
5.10 EIGENVERBRAUCH VON SMART METERN	37
5.11 ENTWICKLUNGEN HINSICHTLICH ENERGIEVERBRAUCH	38
6 KOSTENENTWICKLUNG	39
6.1 BERÜCKSICHTIGUNG DES SMART METER ROLL-OUTS IM RAHMEN DER KOSTENERMITTLUNG	39
6.2 NEUGESTALTUNG DER NETZENTGELTE („TARIFE 2.1“)	39
7 ERFAHRUNGEN DER E-CONTROL	41
7.1 SMART METER-DATEN	41
7.2 BERATUNGSSTELLE DER E-CONTROL UND SCHLICHTUNGSSTELLE	44
7.3 RECHTLICHE VERFAHREN	46
7.4 PREISVERGLEICHSTOOL UND STROMPREISENTWICKLUNG	47

8	AUSBLICK UND NEUE ANFORDERUNGEN.....	52
9	BEGRIFFE UND VERZEICHNISSE.....	56
10	ANHANG TABELLE	60

1 Zusammenfassung

Mit Ende 2022 waren von den insgesamt rund 6,48 Mio. betroffenen Zählpunkten¹ 4,43 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, wovon 3,94 Mio. auch kommunikativ² waren. Das entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 68,38% (Smart Meter gesamt) bzw. 60,89% (Smart Meter kommunikativ), Abbildung 1. Insgesamt 24 Verteilernetzbetreiber haben das Ausrollungsziel von 95% erreicht, darunter auch kleinere und mittlere Netzbetreiber. Das Ausrollungsziel von 40% für Ende des Jahres 2022 haben 28 Verteilernetzbetreiber nicht erreicht. Laut ihren Berichten ist dies vor allem auf die Einschränkungen durch die Covid-19-Pandemie, hohe Anforderungen hinsichtlich IT-Security und Komplikationen in der Software-Entwicklung zurückzuführen.

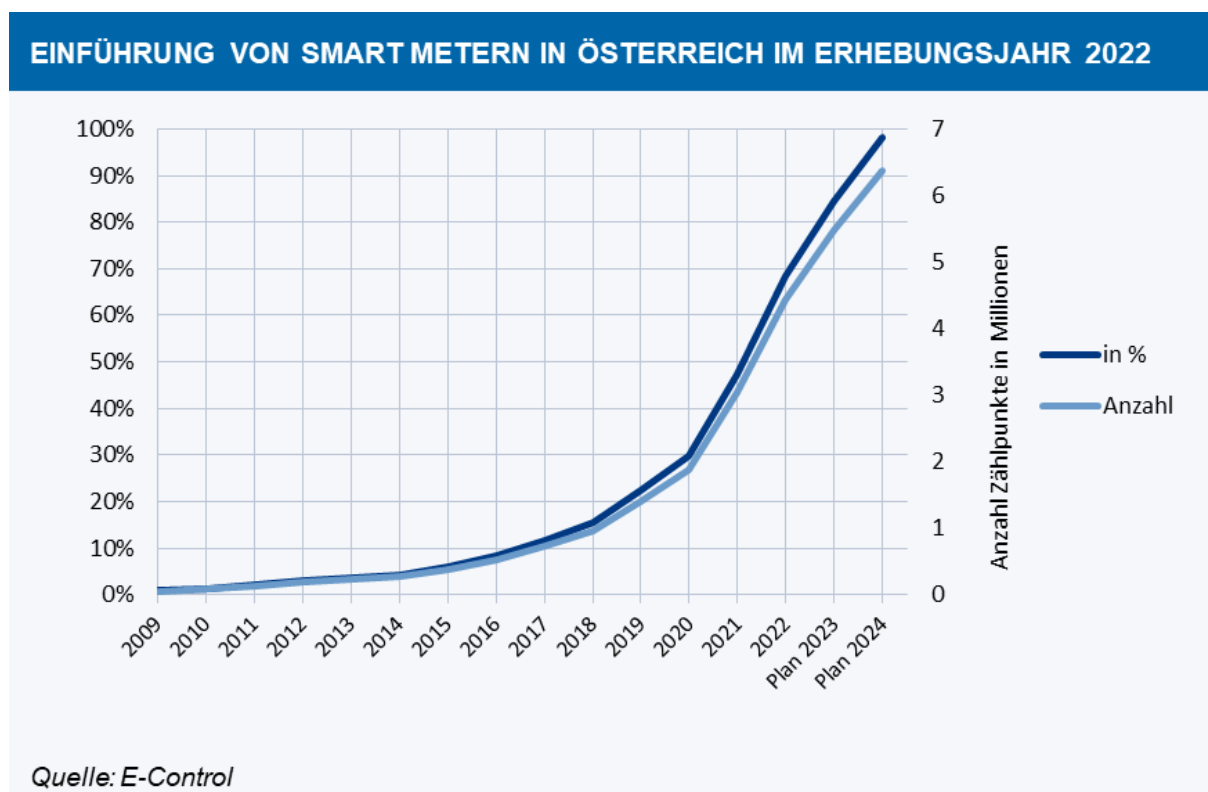


Abbildung 1: Entwicklung der Anteile und der Anzahl der Zählpunkte mit installierten Smart Metern gesamt bzw. Planung (nach gemeldeten Roll-Out-Projekten in Österreich), Stand Ende 2022

¹ Entsprechend der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) sind bei allen Endverbrauchern intelligente Messgeräte zu installieren, ausgenommen bei jenen deren Verbrauch mittels einen Lastprofilzähler gemessen wird.

² Smart Meter kommunikativ: die Datenübertragung bzw. Kommunikation zum zentralen System des jeweiligen Netzbetreibers wurde hergestellt. Als nicht kommunikative Smart Meter gelten jene Geräte, bei welchen nach der Erstinstallation die Kommunikation noch nicht stabil ist oder jene, die noch nicht an das zentrale System angeschlossen sind. Smart Meter, die bereits einmal kommunikativ waren und nur vorübergehend zum Erhebungsstichtag nicht kommunikativ waren, wurden hier nicht berücksichtigt.

Von den größeren Verteilernetzbetreibern haben die Netz Burgenland GmbH und die Netz Oberösterreich GmbH bereits vor 2022 das Ausrollungsziel von 95% erreicht. Im Jahr 2022 wurde dieses Ziel ebenfalls von der Netz Niederösterreich GmbH erreicht, wobei hier fast die Hälfte der installierten Smart Meter noch nicht kommunikativ waren. Über dem österreichischen gewichteten Durchschnitt von 68,38% lagen zudem noch die Linz Netz GmbH, die Energie Klagenfurt GmbH, die KNG-Kärntner Netz GmbH und die Stromnetz Graz GmbH & Co KG. Alle anderen größeren Verteilernetzbetreiber haben das Ziel für das Jahr 2022 von 40% übererreicht. Ausgenommen davon waren die Vorarlberger Energienetze GmbH, die mit einem Ausrollungsgrad von 38,4% knapp darunter lagen.

Im Jahr 2022 haben die Netzbetreiber erstmals ihre Ausrollungspläne vom Vorjahr (österreichweit) eingehalten oder sogar übertroffen. Entsprechend aktuellen von den Netzbetreibern erstellten Plänen sollte Ende 2024 österreichweit ein Ausrollungsgrad von über 98% erreicht werden.

Die Anzahl der Ersuchen auf Installation eines Smart Meters hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Seit 2019 ist diese Zahl von 3.040 auf 7.780 gestiegen, und demzufolge auch die daraus resultierende Installation für den Einbau von intelligenten Messgeräten nach Kundenwunsch. Die mit der Novelle 2022 der IME-VO (BGBl II 9/2022) von sechs auf zwei Monate verkürzte Frist für die Installation konnte im Berichtsjahr von manchen Netzbetreibern nicht eingehalten werden.

Beim Großteil aller Smart Meter erfolgt die Datenübertragung in zwei Stufen, in der „first Mile“ an die Datenkonzentratoren bzw. Gateways und danach weiter an die zentralen Systeme der Netzbetreiber. Nur bei rund 7 bis 9 Prozent erfolgt sie direkt mittels Mobilfunktechnologie. In der „first Mile“ wird vor allem die PLC-Technologie³ genutzt, die allerdings Nachteile mit sich bringt, da die Datenübertragung störanfällig ist. Deshalb erproben einige Netzbetreiber neue Technologien.

Der im gesetzlichen Regelwerk vorgesehene Zugang der Endkund:innen zu ihren Smart Meter-Daten wird von den meisten Netzbetreibern eingehalten, wobei Umsetzung und Qualität zwischen den einzelnen Netzbetreibern stark variieren. Im Smart Meter-Webportal haben die Endkund:innen eine Vielzahl an Möglichkeiten, um das eigene Verbrauchsverhalten zu beobachten und gegebenenfalls Maßnahmen, auch mit Unterstützung von Energieberatern, zu setzen. Das ist allerdings nur möglich, wenn das Webportal entsprechend nutzerfreundlich ausgestaltet ist und alle notwendigen Funktionalitäten aufweist. Über die Kommunikationsschnittstelle am Smart Meter können die Endkund:innen direkt und in Fast-Echtzeit auf ihre Verbrauchs- und/oder Einspeisedaten zugreifen, wobei ihre Freigabe nicht immer reibungslos läuft. Darüber hinaus sind die Kommunikationsschnittstellen und ihre Protokolle je nach Zählerhersteller unterschiedlich, sodass hier eine Vereinheitlichung sinnvoll wäre. Das Konzept für den

³ PLC-Technologie – Power Line Communication

„Smart Meter-Kundenschnittstellen Adapter“ ist seitens Oesterreichs Energie veröffentlicht und kann von Herstellern zur Entwicklung und Fertigung von Adaptern für den Massenkundenmarkt verwendet werden.

Mit der fortschreitenden Ausrollung von Smart Metern sowie neuen Marktrollen, wie beispielsweise Energiegemeinschaften rücken die Datenverfügbarkeit und -qualität in den Blickpunkt des Interesses. Laut den Angaben der größten Netzbetreiber variiert die Datenverfügbarkeit von Smart Meter-Daten (Tages- oder Viertelstundenenergiewerte) zwischen 89,5% bis 99% innerhalb von 12 Stunden nach der Auslesung, die übrigen Werte erst später oder gar nicht. Die Beseitigung und Behandlung von dadurch entstehenden Datenlücken erfolgt mit unterschiedlichen Maßnahmen, deren Entwicklung und Implementierung sich erst in der Anfangsphase befinden.

Bei etwa 400.000 installierten Smart Metern haben sich Endkund:innen für eine Auslesung von Viertelstundenwerten und somit für eine Opt-In Variante gegenüber dem Verteilernetzbetreiber entschieden. Das bedeutet eine Verdoppelung gegenüber dem Vorjahr und entspricht etwa 10,5% aller Smart Meter. Für eine Opt-In Variante gegenüber ihrem Lieferanten haben sich hingegen bisher nur ca. 170.000 Endkund:innen entschieden. Darunter sind 6.900 Mitglieder einer Energiegemeinschaft. Die Zuteilung und Abrechnung von Energiemengen innerhalb einer Energiegemeinschaft und somit die Datenverfügbarkeit und -qualität spielen eine entscheidende Rolle, um diese neue Marktrolle erfolgreich in das Strommarktmodell zu integrieren.

Auch die E-Control hat als Beratungsstelle, Schlichtungsstelle und Betreiber des Tarifikalkulators sowie durch ihre federführende Rolle bei der Erarbeitung von Sonstigen Marktregeln Erfahrungen gesammelt, die für das Monitoring der Smart Meter-Einführung und die künftige Entwicklung des gesetzlichen Rahmens wertvoll sind. Hervorzuheben ist dabei das Thema Smart Meter-Datenmanagement, da eine solide Datenbasis mit höher Qualität und Verfügbarkeit für die bestehenden und neuen Marktakteure bzw. für das Funktionieren des Strommarktmodells erforderlich ist. Hier wurden die Problemfelder und ihre Ursachen identifiziert und entsprechende Lösungswege erarbeitet.

Die Energiepreiskrise hat ein gesteigertes Interesse an genaueren Verbrauchsdaten, der monatlichen Abrechnung und den Möglichkeiten zur Eigenerzeugung von Strom ausgelöst. Dies war auch an der Beratungsstelle der E-Control deutlich spürbar. Die Regulierungskommission führte im Jahr 2022 deutlich mehr Verfahren im Zusammenhang mit der Ablehnung von Smart Metern als in den Jahren davor.

Seit der Implementierung der Smart Meter-Option im Tarifikalkulator ist die Anzahl der Preisvergleiche, die mit der aktiven Auswahl eines Smart Meters als Stromzähler durchgeführt werden, enorm gestiegen. Rund 31 Prozent der Abfragen im Berichtsjahr wurden mit dieser Option durchgeführt. Für Haushalte mit einem Smart Meter ergibt sich durch die Nutzung spezieller Smart Meter-Produkte die Möglichkeit,

mittels Anpassung des Verbrauchsverhaltens Kosten zu sparen. Allerdings wurde die Anzahl an verfügbaren Produkten im Tarifkalkulator in der zweiten Jahreshälfte 2021 und auch über das gesamte Jahr 2022 durch die hohe und unsichere Preislage stark reduziert. Österreichweit waren Produkte mit der Voraussetzung eines Smart Meters mit der Opt-In-Option erst wieder im November und Dezember 2022 verfügbar.

Die Smart Meter-Daten stellen einen der Kernpunkte in der Digitalisierung des gesamten Energiesystems dar. Die Verfügbarkeit und Qualität dieser Daten, ihre Verwaltung und Verteilung an die Marktteilnehmer spielen daher eine wichtige Rolle. Um damit einhergehende Herausforderungen zu bewältigen, hat die E-Control eine Smart Meter-Strategie erarbeitet und als Empfehlung den Stakeholdern übermittelt. Auch der „Aktionsplan Netzanschluss“ umfasst Themen rund um Smart Meter-Daten, da die Verbrauchs- bzw. Bezug und Einspeiseenergiewerte für die Planung und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen sowie der Verteilernetze notwendig sind. Aus Forschungsarbeiten, Pilotprojekten und dem Einsatz von innovativen Technologien in den Bereichen Telekommunikation und Stromzähler werden neue Impulse und Erkenntnisse für den Einsatz von Smart Meter der 2. und 3. Generation und demzufolge die Weiterentwicklung des Energiesystems gewonnen. Auch internationale Erfahrungen auf diesen Gebieten sowie in der Marktkommunikation werden betrachtet und daraus wertvolle Lehren gezogen.

Laut dem vorliegenden Bericht befindet sich Großteil der österreichischen Verteilernetzbetreiber in der finalen Phase der Smart Meter-Ausrollung. Der Schwerpunkt verlagert sich von der Geräteinstallation auf den Datenaustausch und die Datenqualitätssicherung.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Rechtlicher Rahmen

Der Grundstein für die europaweite Einführung von intelligenten Messgeräten wurde mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (RL 2009/72/EG) gelegt. Damit wurde die Basis für die aktive Beteiligung der Endkund:innen bzw. Netzbenutzer:innen 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 Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (RL [EU] 2019/944) stärkt die Rolle von aktiven Konsument:innen und fördert ihre Beteiligung entweder einzeln oder über Energiegemeinschaften (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften) sowie Aggregatoren. Hier wurden unter anderem detaillierte Vorgaben betreffend der neuen Marktrollen inkl. der Datenverwaltung und dem diskriminierungsfreien Zugang zu Endkundendaten festgelegt. Aufgrund der Monitoringberichte zum Stand der Einführung von Smart Metern in der Europäischen Union wurde beschlossen, die Frist für die Erreichung eines Ausrollungsziels von mindestens 80% der relevanten Zählpunkte für jene Mitgliedstaaten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der systematischen Einführung intelligenter Messsysteme begonnen haben, bis 2024 zu verlängern.

Die Umsetzung der EU-Vorgaben zu intelligenten Messsystemen in nationales Recht erfolgte in Österreich durch die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010). Darin sind u.a. die Pflichten der Verteilernetzbetreiber gegenüber Netzbenutzer:innen bezüglich Speicherung, Auslesung und Übermittlung ihrer Messdaten sowie gegenüber Lieferanten im Rahmen des Datenaustausches festgeschrieben. In der Novelle 2017 wurden erstmals die Regelungen für die gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen festgelegt. Ferner sieht das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket, BGBl I 150/2021), eine verpflichtende Installation von intelligenten Messgeräten für Energiegemeinschaften vor. Die Netzbetreiber wurden verpflichtet, die Energiemengen den Mitgliedern dieser Gemeinschaften zuzuweisen und die verrechnungsrelevanten Energiewerte für die Abrechnung den Mitgliedern und den zuständigen Lieferanten zu übermitteln.

Das EIWOG 2010 enthält eine Verordnungsermächtigung des zuständigen Ministeriums, mit der die Einführung von intelligenten Messgeräten näher geregelt werden kann. Die im Jahr 2012 erlassene Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) wurde mehrmals novelliert. Ursprünglich sah die Verordnung vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95% aller Zählpunkte⁴ mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein müssen. Zwischenzeitlich wurde dieses Ziel in der Novelle 2017 verschoben, und zwar auf Ende 2020 mindestens 80%, bis Ende 2022 mindestens 95% der Zählpunkte. Aufgrund

⁴ Zählpunkte ohne Lastprofilzähler

der Berichte der Netzbetreiber und des E-Control-Monitoringberichtes über den Fortschritt der Einführung von Smart Metern 2020 wurde in der Novelle 2022 die Frist zur Erreichung des 95%-Ziels auf Ende 2024 verlängert, und der Ende 2022 zu erreichende Ausrollungsgrad betrug nun 40%. Neben den geänderten Ausrollungszielen wurden mit der Novelle 2022 der IME-VO (BGBl II 9/2022) weitere Anpassungen vorgenommen. Die Frist für den Einbau von intelligenten Messgeräten auf Wunsch von Endverbraucher:innen wurde von sechs auf zwei Monate verkürzt und zudem sind Änderungen bei der Berichtspflicht der Netzbetreiber enthalten. In der IME-VO sind wurden auch umfangreiche Berichts- und Monitoringpflichten für die Verteilernetzbetreiber bzw. die Regulierungsbehörde festgelegt, die mit der Novelle 2022 angepasst wurden. Die Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortschritt der Installation, ihre aktuellen Ausrollungspläne, den angefallenen Kosten, den bei der Installation gemachten Erfahrungen, den Datenschutz sowie die Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Die E-Control ist verpflichtet, auf Basis dieser Meldungen einen jährlichen zusammenfassenden Fortschrittsbericht zu veröffentlichen.

Zwei weitere Verordnungsermächtigungen bestehen für die E-Control. Eine Verordnung legt die Anforderungen an die intelligenten Messgeräte fest (IMA-VO 2011⁵), die andere regelt die Bereitstellung der Verbrauchsinformation (DAVID-VO 2012⁶).

Ergänzend zum Gesetz und den Verordnungen werden weitere relevante technische Details in den „Sonstigen Marktregeln“ (SoMa) definiert: Die unterschiedlichen Zählerkonfigurationen (Begriffsbestimmungen), das Beziehungsgeflecht zwischen den Marktteilnehmern, die Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation (Erarbeitung der Technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung), die Datenformate und Übertragungen der Zählwerte (Zählwerte und standardisierte Lastprofile) und die Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing. Diese Regelwerke werden sukzessive an die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen, die sich durch die Umsetzung des CEP ergeben, angepasst. In der ersten Jahreshälfte 2022 wurden beispielsweise die SoMa „Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing“ um den Aspekt „Datenaustausch betreffend Energiegemeinschaften“ ergänzt.

⁵ IMA-VO auf Basis von 83 Abs. 2 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010

⁶ DAVID-VO auf Basis von §§ 81a Abs. 4, 81b, 84 Abs. 7 und 84a Abs. 2 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 174/2013, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 174/2013

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 EU-Standardisierungsinitiativen: Datenzugang und Interoperabilität

Die Standardisierungsinitiativen und Untersuchungen auf EU-Ebene werden im Rahmen der von der EU-Kommission geleiteten Smart Grids Task Force (SGTF) vorgenommen. In Art 24 RL (EU) 2019/944 ist die Erlassung von Durchführungsrechtsakten⁷ bezüglich Interoperabilitätsanforderungen⁸ und Verfahren für den Zugang zu Daten⁹ festgelegt.

Auf Basis der Empfehlung der SGTF-Expertengruppe 1 (EG1) vom Juni 2022 wurde die erste Durchführungs-VO (EU) 2023/1162¹⁰ über Interoperabilitätsanforderungen mit Fokus auf diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten erlassen. Die VO bezieht sich auf die validierten historischen sowie nicht validierten Fast-Echtzeit-Mess- und Verbrauchsdaten und enthält Vorschriften, die es Endkund:innen und berechtigten Parteien ermöglichen, auf einfache und sichere Weise auf diese Daten zuzugreifen und sie in einem leicht verständlichen Format zur Verfügung gestellt zu bekommen.

Die Erfahrungen aus Österreich wurden in die laufenden Prozesse eingebracht, um auch in Zukunft österreich- und europaweit einen effizienten Datenaustausch zu ermöglichen. Die Umsetzung der nationalen gesetzlichen Vorgaben erlaubt den Endkund:innen in Österreich, ihre validierten Smart Meter-Daten im Kundenwebportal des Netzbetreibers zu sehen und herunterzuladen (Abschnitt 5.6), den Datenzugang für ihre Dienstleister freizugeben (Abschnitt 5.8, siehe Customer Consent Management (CCM) Prozess) und die nicht validierten Fast-Echtzeit-Daten über eine Kommunikationsschnittstelle zu erhalten (Abschnitt 5.7).

⁷ Implementing acts on data access and interoperability

⁸ Art 2 Z 24 RL (EU) 2019/944: „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.

⁹ Unter den von Art 24 Abs 3RL (EU) 2019/944 erfassten Daten sind die Mess- und Verbrauchsdaten sowie die für einen Lieferantenwechsel der Kund:innen, die Laststeuerung und andere Dienste erforderlichen Daten von Endkund:innen zu verstehen.

¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1162>

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 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. Dadurch ergibt sich ein reduzierter Verwaltungsaufwand bei den meldepflichtigen Unternehmen und bei der Behörde.

Die Online-Erhebung wurde im März 2022 bei allen 118 betroffenen österreichischen Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Die Einreichungsfrist endete am 31.3.2023, letzte Daten wurden nach mehrmaliger Aufforderung am 15.6.2023 geliefert. Die Ergebnisse der Erhebung und darauf aufbauend weitere Analysen werden in den Kapiteln 4 und 5 im Detail dargestellt.

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 Zählerkonfiguration¹¹ sowie
- Netzsituation und Verbrauchsentwicklung.

Die Informationen zu den Kosten, die sich ausschließlich auf intelligente Messgeräte und Messsysteme beziehen, wurden von der E-Control gesondert im Rahmen der Tarifprüfungen der Verteilernetzbetreiber erhoben.

¹¹ Zählerkonfiguration bestimmt u.a. die Auslesungsintervalle von Daten: viertelstündlich, täglich oder jährlich bzw. nach Bedarf.

4 Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten

4.1 Zählpunkte, Zähler und Ausrollungsgrad

Bei der Erhebung wurde nicht nur nach den auf Smart Meter umzustellenden Zählpunkten¹² gefragt, sondern auch nach allen Zählpunkten auf Netzebene 6 und 7, aufgeschlüsselt nach Art der installierten Zähler, sodass sich daraus ein Gesamtbild der Zählerlandschaft ergibt. Im Vergleich zum Jahr 2021 ist die Anzahl der Zählpunkte, die mit einem Smart Meter auszustatten sind, von 6,42 auf 6,48 Mio. bzw. um fast ein Prozent gestiegen. Die Anzahl der Zählpunkte ist aufgrund technischer Gegebenheiten in Verbindung mit der zunehmenden Anzahl an Einspeiseanlagen auf NE6 und NE7 insgesamt höher als die Anzahl der Zähler.

BEZEICHNUNG	ZP NE6	ZP NE7	GESAMT ZP	ZÄHLER NE6	ZÄHLER NE7	GESAMT ZÄHLER
Smart Meter*	2.372	3.942.521	3.944.893	2.251	3.797.498	3.799.749
Smart Meter nicht kommunikativ**	1.152	487.041	488.193	922	454.994	455.916
Summe Smart Meter	3.524	4.429.562	4.433.086	3.173	4.252.492	4.255.665
Non-Smart-Zähler***	1.239	1.982.378	1.983.617	1.189	1.930.614	1.931.803
Viertelstunden-Maximumzähler	3.797	62.629	66.426	3.378	60.713	64.091
Summe der umzustellenden ZP	8.560	6.474.569	6.483.129			
Lastprofilzähler	25.060	37.391	62.451	21.133	32.816	53.949
Pauschal	6	32.311	32.317	6	4.110	4.116
Gesamt	33.626	6.544.271	6.577.897	28.879	6.280.745	6.309.624

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) und Zähler auf Netzebenen 6 und 7, Stand Ende 2022

* Smart Meter unabhängig von der Zählerkonfiguration.

**Smart Meter nicht kommunikativ: jene Smart Meter, bei welchen nach der Erstinstallation die Kommunikation noch nicht stabil ist oder die noch nicht an das zentrale System angeschlossen wurden. Smart Meter, die bereits einmal kommunikativ waren und nur vorübergehend zum Erhebungsstichtag nicht kommunikativ waren, sind hier nicht berücksichtigt.

¹² Entsprechend der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) sind bei allen Endverbrauchern intelligente Messgeräte zu installieren, ausgenommen bei jenen deren Verbrauch mittels einem Lastprofilzähler gemessen wird.

**Non-Smart-Zähler: sowohl mechanische Zähler als auch elektronische Zähler, die nicht Smart Meter sind und auch nicht als solche konfiguriert werden können

Von den insgesamt 6.483.129 potenziell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Ende Dezember 2022 4.433.086 (Vorjahr: 3.034.459) Zählpunkte mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet (Tabelle 1). Dies entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 68,38 % (Vorjahr: 47,27%) bezogen auf die umzustellenden Zählpunkte zum Stichtag. Dabei wurden sowohl kommunikative als auch nicht kommunikative Smart Meter berücksichtigt, da davon auszugehen ist, dass auch die nicht kommunikativen Smart Meter in absehbarer Zeit kommunikativ werden. Für die vollkommen aktiven (kommunikativen) Smart Meter ergibt sich ein Ausrollungsgrad von 60,89%.

Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern gemeldet, dass bereits ca. 1.883.000 intelligente Messgeräte auf Lager liegen bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und bestellten intelligenten Messgeräten von rund 6,14 Millionen (Tabelle 2).

SMART METER	2018	2019	2020	2021	2022
installiert	953.302	1.386.755	1.836.136	2.933.611	4.255.665
bereits auf Lager bzw. bestellt	357.481	844.948	1.272.090	2.406.729	1.883.002
GESAMTANZAHL	1.310.783	2.231.703	3.108.226	5.340.340	6.138.667

Tabelle 2: Übersicht der installierten und auf Lager befindlichen bzw. bestellten Zähler, Stand jeweils Ende Dezember

In der Abbildung 2 werden die unterschiedlichen Roll-Out-Grade der größten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Die festgelegten Ziele in der IME-VO gelten je Verteilernetzbetreiber. Die Netz Burgenland GmbH, die Netz Oberösterreich GmbH und die Netz Niederösterreich GmbH meldeten einen Ausrollungsgrad von über 95% für Ende 2022, allerdings war bei der Netz Niederösterreich GmbH fast die Hälfte der installierten Smart Meter noch nicht kommunikativ. Über dem österreichischen gewichteten Durchschnitt von 68,38% lagen zudem noch die Linz Netz GmbH, die Energie Klagenfurt GmbH, die KNG-Kärntner Netz GmbH und die Stromnetz Graz GmbH & Co KG. Alle anderen größeren Verteilernetzbetreiber haben das Ziel von 40% für das Jahr 2022 übererreicht, ausgenommen die Vorarlberger Energienetze GmbH, die mit einem Ausrollungsgrad von 38,4% knapp darunter liegen.

Die höchsten Ausrollungsraten im Jahr 2022 hatten die Salzburg Netz GmbH und die Netz Niederösterreich GmbH, die einen Anstieg von über 39 Prozentpunkten im Vergleich zum Vorjahr aufwiesen. In

absoluten Zahlen wurden die meisten Geräte von der Netz Niederösterreich GmbH (ca. 360.000) installiert, gefolgt von der Wiener Netze GmbH (ca. 340.000). Diese Zahlen entsprechen einer wöchentlichen Installationsrate zwischen 6.500 und 7.200 Geräten. Die Wiener Netze GmbH berichteten über eine Montagequote von sogar 10.000 Smart Metern pro Woche im 4. Quartal 2022.

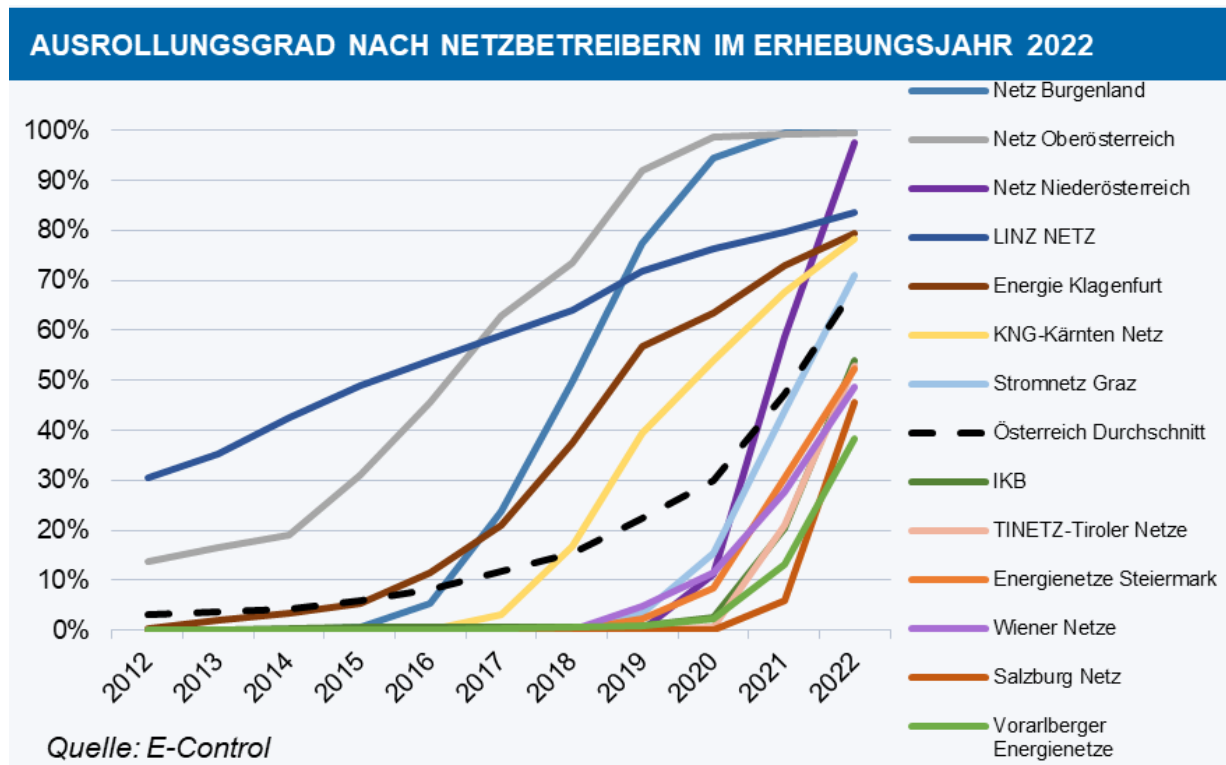


Abbildung 2: Tatsächlicher Smart Meter-Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern, Stand Ende 2022

Insgesamt 24 Verteilernetzbetreiber haben bis Ende 2022 das Ausrollungsziel von 95% erreicht, darunter auch kleinere und mittlere Netzbetreiber wie z.B. die HALLAG Kommunal GmbH (Tirol), die Stadtwerke Feldkirch (Vorarlberg) und eww AG (Wels, OÖ). Vier davon haben den Roll-Out noch immer als nicht abgeschlossen gemeldet.

Die Statusabfrage nach Projektphasen ergab, dass sich 85 Verteilernetzbetreiber¹³ in der Installationsphase befanden, sieben Unternehmen haben die notwendigen Ausschreibungsverfahren abgeschlossen und fünf Unternehmen befanden sich zum Stichtag noch immer in der Planungs- bzw. Pilotphase der Smart Meter Einführung (Abbildung 3). Zwei Unternehmen haben noch nicht mit der Vorbereitung begonnen.

¹³ In Österreich gibt es 118 Verteilernetzbetreiber, die zum Smart Meter-Rollout verpflichtet sind.

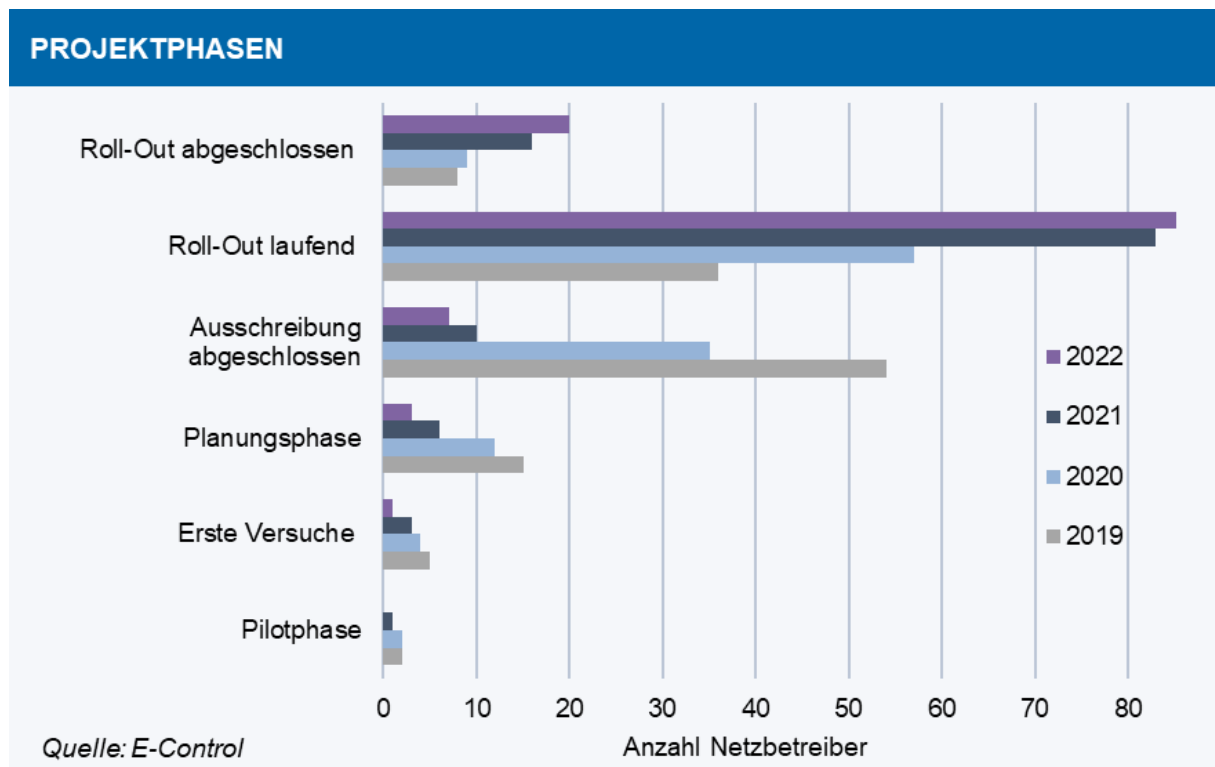


Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out

Das Ausrollungsziel von 40% für Ende 2022 haben 28 Verteilernetzbetreiber nicht erreicht. Zwei davon haben angemerkt, dass dieses Ziel zum Zeitpunkt der Einreichung (März 2023) erreicht wurde. Neun davon haben noch keine Smart Meter in ihren Netzgebieten installiert, was ca. 10.500 Zählpunkte betrifft.

Entsprechend der IME-VO haben diese Verteilernetzbetreiber eine begründete Stellungnahme an die E-Control übermittelt, aus welcher hervorgeht, warum das Ausrollungsziel nicht erreicht wurde, wann das Ausrollungsziel von 40% erreicht und wie die Einhaltung des 95%-Ziels sichergestellt wird. Aus den eingereichten Stellungnahmen gehen zusammenfassend die folgenden Gründe hervor:

- Am häufigsten wurden hier die Covid-19-Pandemie und die sich daraus ergebenden Umstände genannt. Viele Netzbetreiber gaben an, dass unterbrochene Lieferketten eine verspätete Bereitstellung von Smart Metern und sonstigen Komponenten zur Folge hatten. Kontaktbeschränkungen sowie Personalausfälle durch Quarantäne erschwerten zusätzlich die Installation vor Ort bei den Endkund:innen. 14 Netzbetreiber haben einen oder mehrere dieser Gründe angegeben.
- Eine weitere Hürde war die Implementierung neuer Infrastruktur und Software. Diese ist zum einen notwendig, um den Smart Meter-Anforderungen hinsichtlich der IT-Security oder des Abrechnungssystems gerecht zu werden, und zum anderen, um eine Konformität mit umliegenden größeren Netzbetreibern sicher zu stellen. Hier haben ebenfalls 14 Netzbetreiber den hohen

Aufwand der Umstrukturierung als Grund genannt. Teilweise mussten Vergaben neu ausgeschrieben und bestehende Verträge aufgelöst werden. Dies hatte zur Folge, dass bereits installierte Smart Meter erneut getauscht werden mussten. Durch neue Fachkräfte bzw. Outsourcing und Kooperationen mit externen Dienstleistern wollen die Netzbetreiber das 95%-Ziel bis 2024 dennoch erreichen.

- Fünf Netzbetreiber führen an, dass es Komplikationen seitens der Lieferanten oder Softwareanbieter gab. Beispielsweise hatten Qualitätsprobleme bei der Software-Rückrufaktionen und längere Implementierungszeiten zur Folge.
- Weitere genannte Probleme waren Mitarbeiterwechsel, krankheitsbedingte Ausfälle (bei sehr kleinen Netzbetreibern) und Personalmangel aufgrund anderer wachsender Aufgabenbereiche.

Bei einigen Netzbetreibern war die Installation von Smart Metern in etlichen Fällen aufgrund von Nicht-erreichbarkeit der Kund:innen vor Ort oder durch besondere örtliche Gegebenheiten, wie nicht zugängliche Zählerschränke und fehlender Platz für einen Einbau, nicht möglich. Dies führte vor allem im Raum Wien, Graz und in Fürstenfeld zu Problemen. Allein in Wien (bei einer Ausrollungsquote von 49% Ende 2022) konnten in etwa 32.100 Fällen keine Smart Meter installiert werden (Tabelle 3).

Netzbetreiber/ Anzahl der nicht durchgeführte Installationen	Der Kunde nicht anwesend * (Anzahl)	Zählerschrank nicht zugänglich bzw. verbaut* (Anzahl)	Technische Gründe** (Anzahl)	Anteil an Zählern (Gesamt)
Wiener Netze GmbH	12.230	8.202	11.688	2,0%
Netz Niederösterreich GmbH	9.000	-	50	1,0%
Salzburg Netz GmbH	3.673	-	1.414	1,1%
Stromnetz Graz GmbH & Co KG	1.551	809	1.423	1,9%
E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	700	20	10	2,5%
Energienetze Steiermark GmbH	644	213	3.388	0,8%
Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	400	50	50	6,8%

Tabelle 3: Gründe für die Nicht-Installation von Smart Metern, Stand Ende 2022

* Nicht anwesend: nach drei Versuchen

** Verbaut: nicht ausreichender Platz für die Installation

*** Technische Gründe sind z.B. einsturzgefährdete Anlage, ein anstehender Anlagenumbau oder die zu hohe Absicherung der Anlage aufgrund der vorhandenen Zählertypen

4.2 Projektpläne und Einführungsszenarien

Neben der Anzahl der Zählpunkte und der installierten intelligenten Messgeräte wurden, wie bereits in den Vorjahren, die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern abgefragt und für diesen Bericht ausgewertet. Der in der IME-VO angepasste vorgegebene Stufenplan bis 2024 bildet dabei den Rahmen, in dem die einzelnen Verteilernetzbetreiber ihre konkreten Projekte umzusetzen haben.

Im Jahr 2022 wurden erstmalig die Ausrollungspläne vom Vorjahr (österreichweit) übertroffen und nicht mehr, wie in den letzten Berichten, in spätere Jahre verschoben. Entsprechend dieser Pläne sollte ein Ausrollungsgrad von über 98% Ende 2024 erreicht werden, (Abbildung 4).

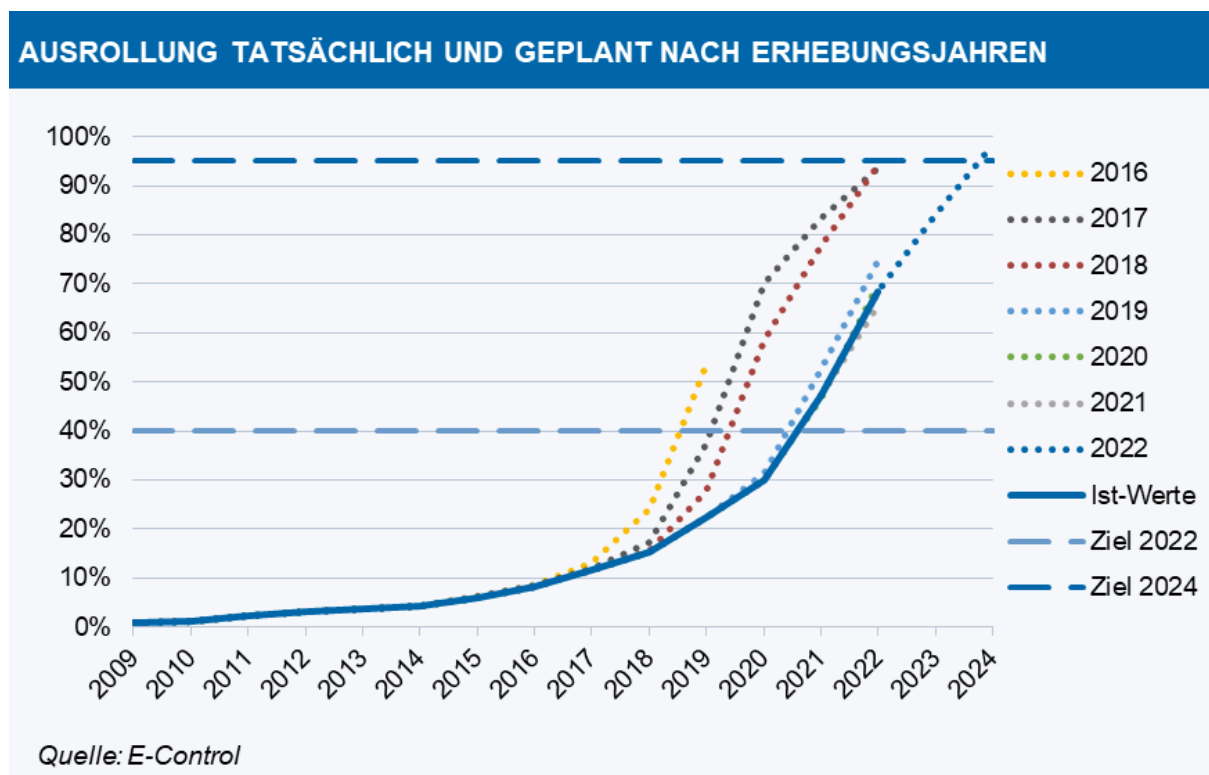


Abbildung 4: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016 bis 2021 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022)

4.3 Projektdauer und Projektfortschritt

Nachfolgend sind sowohl die für die Ausrollung der Smart Meter (gesamt) benötigte Projektdauer in Jahren sowie der Projektfortschritt anhand des Ausrollungsgrades mit Ende 2022 ersichtlich. Dabei muss beachtet werden, dass als Start des Projektes die Installation der Smart Meter in größerer Anzahl (> 0,5% der Anzahl an mit Smart Meter auszustattenden Zählpunkten) definiert wird. Vor Beginn der

Installation der Smart Meter finden noch Planungen, Pilotversuche, Ausschreibungen sowie Entwicklung- und Anpassungen der IT-Systeme statt.

Abbildung 5 stellt die geplante bzw. bisher realisierte Projektdauer dar. Die Größe der Kreise gibt dabei die Anzahl der mit Smart Metern auszustattenden Zählpunkte an. Grün eingefärbte Netzbetreiber waren zum Ende 2022 über der bis 2024 zu erreichenden 95%-Schwelle. Sie haben jedenfalls einige Jahre vor den übrigen Netzbetreibern mit der Planung und den Vorprojekten bzw. der Installation (Netz Oberösterreich GmbH, Linz Netz GmbH) begonnen. Die Netz Niederösterreich GmbH hat nach einer längeren Planungsphase, die Installation innerhalb von zwei Jahren durchgeführt, wobei etwa die Hälfte der Smart Meter Ende 2022 noch nicht kommunikativ waren. Die blau eingefärbten Netzbetreiber werden ihren Plänen zufolge das Ziel bis 2024 erreichen. Darunter wird die Stromnetz Graz GmbH laut ihrem Projektplan die 95%-Schwelle bis Ende 2023 erreichen.

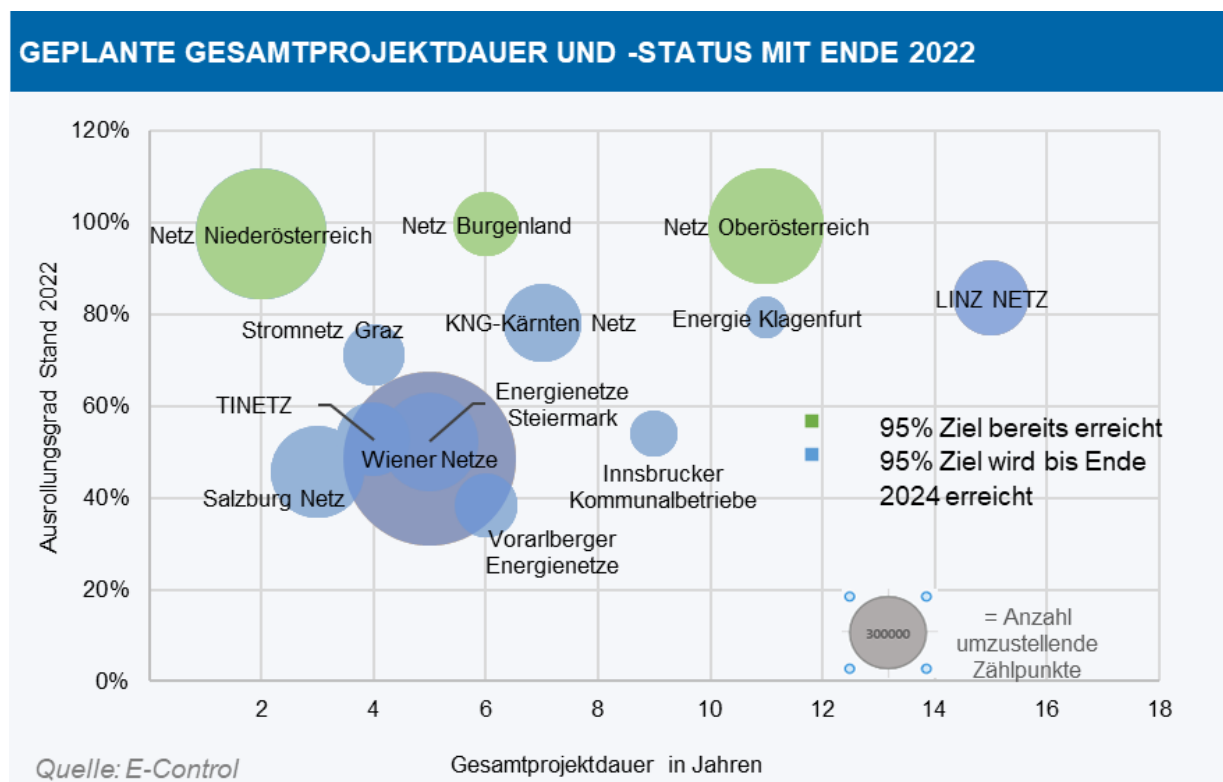


Abbildung 5: Bisherige Projektdauer anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der Jahre seit Beginn der Ausrollung mit Stand Ende 2022

4.4 Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch

Mit der IME-VO Novelle 2017 wurde in § 1 Abs 5 IME-VO festgelegt, dass der Verteilernetzbetreiber, ungeachtet des Projektplans, auf Kundenwunsch einen Zählpunkt mit einem intelligenten Messgerät auszustatten hat. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, aufgrund der Novellierung der IME-VO 2022 innerhalb von maximal zwei Monaten, zu erfolgen.

Die Anzahl der Ersuchen auf Installation eines Smart Meters verzeichnet eine deutliche Steigerung seit 2019, genauso wie die Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch, (Abbildung 6). Die meisten Ersuchen und in der Folge auch Installationen sind in den Netzbereichen Wien (5.720 Ersuchen), Salzburg (2.230 Ersuchen) und Niederösterreich (2.114 Ersuchen) aufgetreten. Von den insgesamt 12.131 österreichweiten Kundenersuchen zur Installation von Smart Metern wurden bisher (Stand Ende 2022) 10.291 Geräte installiert. Um dem Kundenwunsch nach einem Smart Meter rasch entgegenzukommen, montierten z.B. die Wiener Netze vermehrt Zähler mit Mobilfunkschnittstelle. Am längsten mussten die Kunden der Salzburg Netz GmbH warten. Nur bei mehr als der Hälfte der Kund:innen erfolgte der Einbau innerhalb von zwei Monaten nach der Antragstellung. Auch in den Netzgebieten der Wiener Netze GmbH und der Energienetze Steiermark konnte es länger als zwei Monate dauern, bis der Kundenwunsch erfüllt wurde. Dagegen wurden die Installationen in den Netzgebieten der Vorarlberger Energienetze GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH und LINZ NETZ GmbH in weniger als einem Monat durchgeführt.

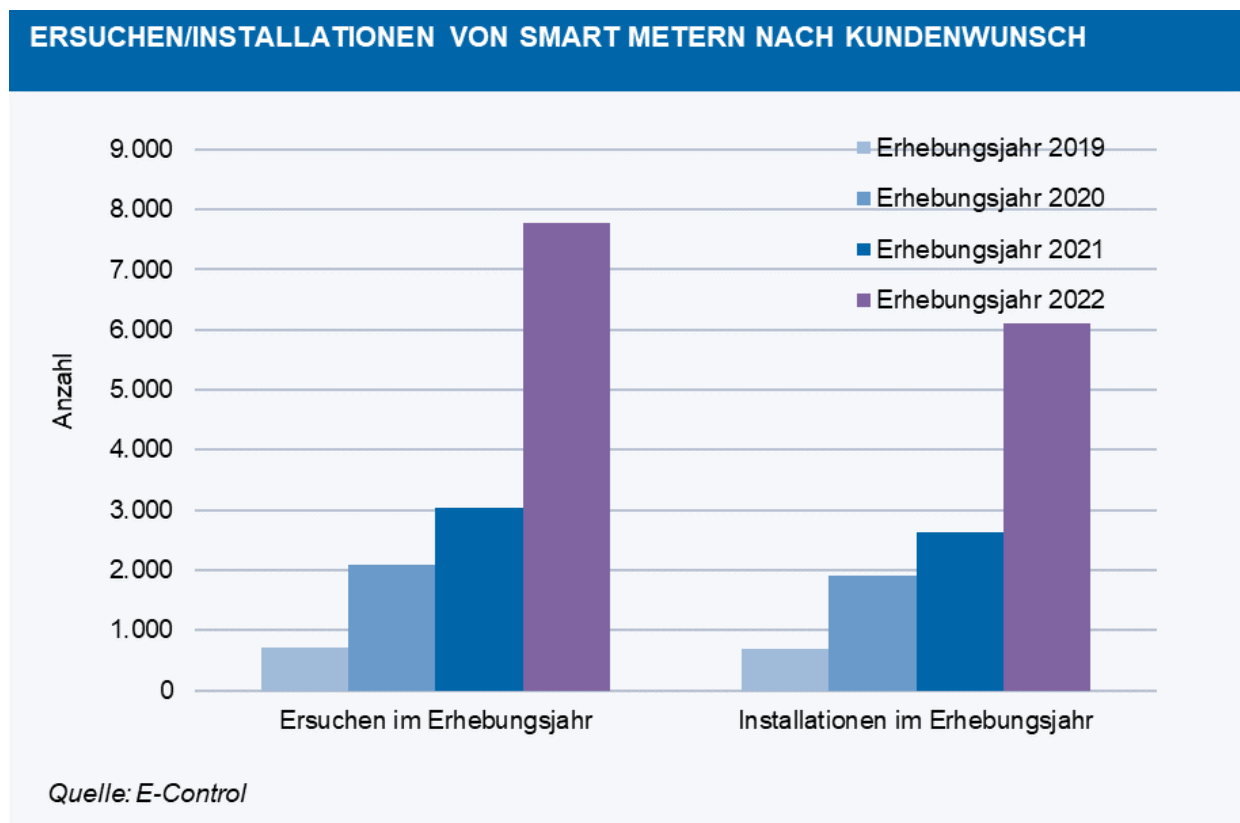


Abbildung 6: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch

5 Erfahrungen der Verteilernetzbetreiber

5.1 Ankündigungsschreiben über den Smart Meter-Einbau

Gemäß § 1 Abs. 4 IME-VO haben die Verteilernetzbetreiber ihre Kund:innen 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", "Webportal" etc.,
- Eingehen auf das Thema Datensicherheit,
- Erläuterung für Doppeltarifkunden¹⁴, dies wäre zudem eine Chance zur Argumentation, und Darlegung der Vorteile von zeitabhängigen Tarifen sowie
- Aufklärung über Rechte, wie z.B. über die Opt-Out Möglichkeit
-

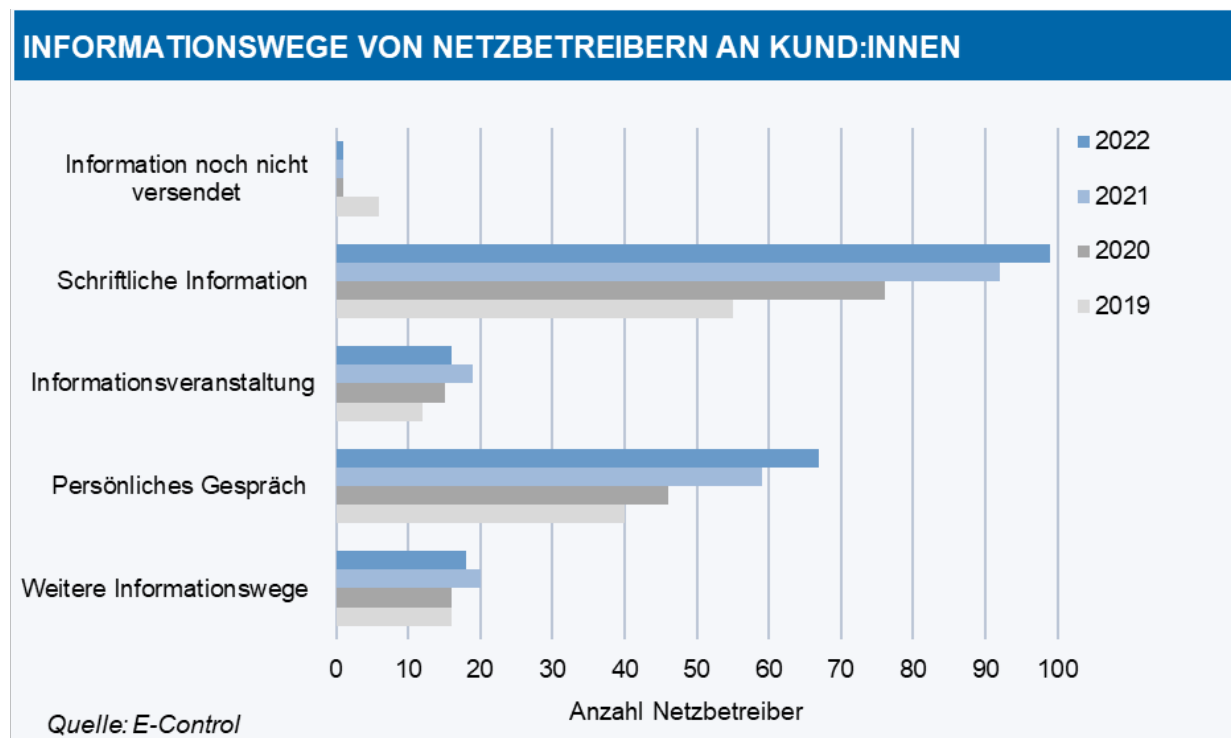


Abbildung 7: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kund:innen

¹⁴ Vgl. dazu § 84a Abs. 4 EIWOG

Wie im Jahr 2021 hat lediglich ein Netzbetreiber seine Kund:innen über die Installation der Smart Meter in seinem Netzgebiet noch nicht informiert. Die Informationsintensität hat seit 2019 stark zugenommen, wie auch in Abbildung 7 ersichtlich ist. Am häufigsten werden die Kund:innen schriftlich informiert, auch ein persönliches Gespräch wird von mehr als der Hälfte der Unternehmen geführt.

5.2 Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

Auf Basis der technischen Anforderungen und Gegebenheiten entscheiden die Verteilernetzbetreiber wie die Datenübertragung vom Smart Meter zum zentralen System des Netzbetreibers erfolgt. Dabei ist entsprechend dem § 1 Abs 1 Z 2 EIWOG 2010 eine leitungsgebundene Übertragung in Betracht zu ziehen. In der Smart Meter-Erhebung wurde daher der technologische Systemaufbau abgefragt, wie beispielsweise, ob die Datenübertragung indirekt über Gateway bzw. Datenkonzentrator¹⁵ oder direkt vom Zähler in das IT-System erfolgt und welche Kommunikationstechnologien eingesetzt werden.

Die indirekte Datenübertragung wird bei ca. 3,95 Mio. (93%) Smart Metern eingesetzt. Hier wird in der „first Mile“ d.h. vom Smart Meter zu einem Datenkonzentrator oder Gateway bei über 97% Zähler die PLC-Technologie, also leitungsgebundene Datenübertragung, genutzt. Auch leitungsgebunden, aber ausschließlich über Lichtwellenleiter (LWL) findet die Datenübertragung bspw. bei der eww AG (Wels) statt. Bei einigen kleineren Netzbetreibern kommt die Radio Mash Technologie (RMT) zum Einsatz, z.B. in Oberösterreich, Tirol, Steiermark und Niederösterreich mit insgesamt maximal 124.000 Zählpunkten und somit nur für eine begrenzte Anzahl an Zählern.

Die Datenübertragung via PLC vor allem in der „first Mile“ kann durch Beeinflussung von mangelhaften Geräten in der Nähe von Stromleitungen, wie Elektromotoren, SAT-Receiver, Wechselrichtern und Wallboxen gestört werden. Daher untersuchen manche Netzbetreiber Alternativen wie beispielweise die Umsetzung der PLC im FCC-Frequenzband (150 kHz – 500 kHz), in welchem bisher weniger Kommunikations-Störquellen detektiert wurden und in dem eine allgemeine Verbesserung der Datenübertragungszuverlässigkeit erwartet wird¹⁶.

In der „second Mile“ d.h. vom Gateway bzw. Datenkonzentrator zum zentralen System des Verteilernetzbetreibers werden wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten eingesetzt. Ein Viertel aller Gateways bzw. Datenkonzentratoren ist über LWL, ein Fünftel mittels CDMA 450 MHz Funknetz und etwa drei Prozent über PLC mit dem zentralen System verbunden. Der Rest nutzt die Mobilfunk-

¹⁵ Gateway bzw. Datenkonzentrator: Systemkomponenten, die die Smart Meter-Daten (Energiewerte) an das zentrale System des Netzbetreibers übertragen und zusätzlich eine lokale Speicherung zur Weiterbearbeitung erlauben können.

¹⁶ Wiener Netze: Meldung Rolloutplan Ende 2022

netze in Kooperation mit einem externen Dienstleister, vor allem LTE (4G) und GPRS/EDGE Technologie. Bis Ende 2022 wurden insgesamt etwa 52.000 Gateways bzw. Datenkonzentratoren installiert und weitere 47.660 sind geplant.

Bei etwa 7% aller installierten Smart Meter wurde eine direkte Datenübertragung vom Messgerät zum zentralen System (P2P), fast ausschließlich mittels (Mobil-)Funktechnologie umgesetzt. Damit wurde in den meisten Fällen ein externer Kommunikations-Dienstleister beauftragt. In ca. 20% dieser Fälle wird die GPRS (2,5G)/EDGE (2,75G) und in ca. 70% dieser Fälle die LTE (4G) Technologie eingesetzt. Diese Art der Datenübertragung bei einem Teil der Smart Meter verwenden beispielsweise die TINETZ-Tiroler Netze GmbH (ca. 131.000 Messgeräte bzw. 84% der installierten Smart Meter), die KNG-Kärnten Netz GmbH (ca. 47.000 Messgeräte bzw. 20% der installierten Smart Meter) und die Vorarlberger Energienetze GmbH (ca. 6.700 Messgeräte bzw. 10% der installierten Smart Meter). Die restlichen 10 Prozent entfallen auf Smart Meter verbunden zu den zentralen Systemen über Radio Mesh Technologie (RMT), NB-IoT (Narrow Band Internet of Things) und PLC-Übertragungstechnologien. Bei der Netz Niederösterreich z.B. erfolgt die Datenübertragung mittels NB-IoT Funktechnologie bei ca. 14.200 bzw. 2% Smart Meter und die wüsterstrom E-Werk GmbH nutzt bei 1.850 bzw. 51% Smart Metern die RMT. Der Grund für die Nutzung von (Mobil-) Funktechnologie für die direkte Datenübertragung liegt sehr oft in der Netztopologie und wird in den über PLC nicht realisierbaren Fällen eingesetzt.

5.3 Anpassungen der IT-Systeme

Eine wichtige Fragestellung war auch, inwieweit eine Anpassung der bereits bestehenden IT-Systemkomponenten im Netzbereich bereits vorgenommen wurde bzw. geplant ist. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 dargestellt und zeigen, dass die meisten Anpassungen in den Bereichen Meter-Data-Management Systeme (MDMS) und Verrechnungssysteme notwendig sind.

Zusätzlich wurden 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 (Tabelle 4).

BEREICH	Prozentsatz der Verteilernetzbetreiber, die Anpassungen durchgeführt oder geplant haben; 2022 (2021)
Meter Data Management Systeme (MDMS) ¹⁷	65,3% (60,5%)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement ¹⁸	34,7% (31,1%)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	65,3% (61,3%)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	15,3% (14,3%)
Netzleitsysteme ¹⁹	14,4% (11%)
Andere	48,3% (44,5%)

Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2022 und Vergleich 2021, Stand Ende 2022

5.4 Datenschutz und Konfigurationsvarianten von Smart Metern

Bei den Verteilernetzbetreibern wurde auch erhoben, inwieweit sie die vielfältigen datenschutzrechtlichen Vorgaben im Rahmen ihrer Projekte berücksichtigt haben, beispielsweise, ob 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.

Die große Mehrheit der Netzbenutzer:innen belässt das intelligente Messgerät in der Standardkonfiguration als „IMS (Standard)“ bezeichnet (Abbildung 8) d.h. sie wählen weder Opt-In noch Opt-Out. Im Jahr 2022 verfügen rund 3,1 Mio. Netzbenutzer:innen über einen Smart Meter, der 1x täglich im Nachhinein den Tagesverbrauch an den Verteilernetzbetreiber übermittelt. Dieser Wert wird in weiterer Folge im Smart Meter-Kundenwebportal des Verteilernetzbetreibers spätestens am Folgetag der Messung angezeigt.

Bei etwa 400.000 installierten Smart Metern haben sich die Netzbenutzer:innen für eine Auslesung und Übertragung von Viertelstundenwerten an den Verteilernetzbetreiber und somit für eine Opt-In Variante gegenüber dem Verteilernetzbetreiber entschieden, als „IME (Opt-In VNB)“ Variante bezeichnet. Das

¹⁷ 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

¹⁸ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

¹⁹ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

bedeutet eine Verdoppelung gegenüber dem Vorjahr und entspricht 10,5% aller Smart Meter. Sie können also das Webportal des Verteilernetzbetreibers für eigene Monitoring- und Analysezwecke verwenden. Von diesen Kund:innen haben sich bis Ende 2022 etwas weniger als die Hälfte für eine zusätzliche Opt-In-Variante gegenüber dem Lieferanten entschieden als „IME (Opt-In Lieferant)“ Variante bezeichnet (Abbildung 8). Das bedeutet, sie können von den weiteren Vorteilen bei ihrem Lieferanten profitieren, z.B. dem Clearing mit Viertelstundenwerten oder dynamischen Stromprodukten. In Summe ist die Anzahl von Smart Metern mit Opt-In gegenüber dem Lieferanten im Vergleich zum Vorjahr um 60% auf ca. 169.800 Zählern gestiegen. Lediglich 107.400 Netzbenutzer:innen (2,8%) haben von der Opt-Out Möglichkeit Gebrauch gemacht. Das bedeutet einen leichten Rückgang gegenüber dem Vorjahr. Diesen Netzbenutzer:innen wurde ein digitaler Zähler (DZ) im Sinne des § 1 Abs. 6 IME-VO installiert. Darüber hinaus belassen einige Netzbetreiber bei Kund:innen, welche die Installation von Smart Metern verweigern, die bestehenden Ferrariszähler bis zum Ende der Eichgültigkeit.

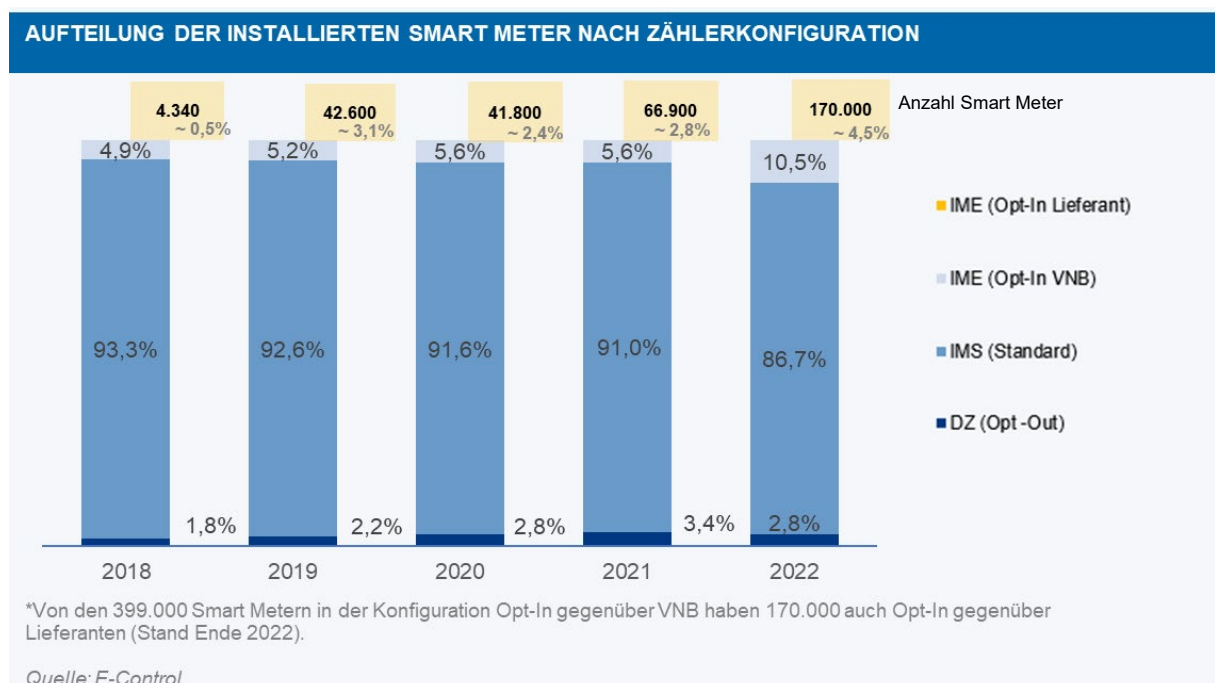


Abbildung 8: Entwicklung der Aufteilung der installierten Smart Meter nach Zählerkonfiguration
Zählerkonfigurationen: digitaler Zähler (DZ, Opt-Out), IMS (Standard), IME Opt-In gegenüber Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In gegenüber Lieferanten

5.5 Datenverfügbarkeit und -qualität

Als wesentliches Kriterium für die Datenverfügbarkeit und -qualität wurde erhoben, wann die Smart Meter-Daten im zentralen System des Netzbetreibers nach dem Zeitpunkt der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät verfügbar sind. Anzugeben waren die Prozentzahlen für die jeweiligen Fristen, angenommen für die Zähler in der Opt-Out-Konfiguration. Relevant ist ebenfalls, wie die fehlenden Werte

im Datenaustausch behandelt werden d.h. wie die Ersatzwerte gebildet und in den Smart Meter-Kundenwebportalen gekennzeichnet werden.

In Abbildung 9 sind die eingereichten Daten der größten 13 Netzbetreiber dargestellt. Bei den vier erstgereihten Netzbetreibern sind bei mehr als 99% der Zähler die Smart Meter-Daten innerhalb der ersten 12 Stunden in den zentralen Systemen verfügbar, bei den nächsten sechs Netzbetreibern ist dies bei 89,5% der Zähler der Fall. Bei der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, der KNG-Kärnten Netz GmbH und der Vorarlberger Energienetze GmbH kommen die Daten spätestens nach 24 Stunden in das zentrale System. Auffallend ist, dass bei manchen Netzbetreibern ein kleinerer Datenanteil auch nach 15 oder mehreren Tagen im System nicht verfügbar ist. Wenn der Datenfluss nach ein paar Tagen ohne einen Eingriff vor Ort nicht wieder hergestellt wird, muss die Störungsbehebung vor Ort durchgeführt werden, was einen großen Zeit- und Personalaufwand bedeutet. In diesen Fällen werden die Zähler auf Non-Smart umgestellt, bis die Datenübertragung wieder einwandfrei funktioniert.

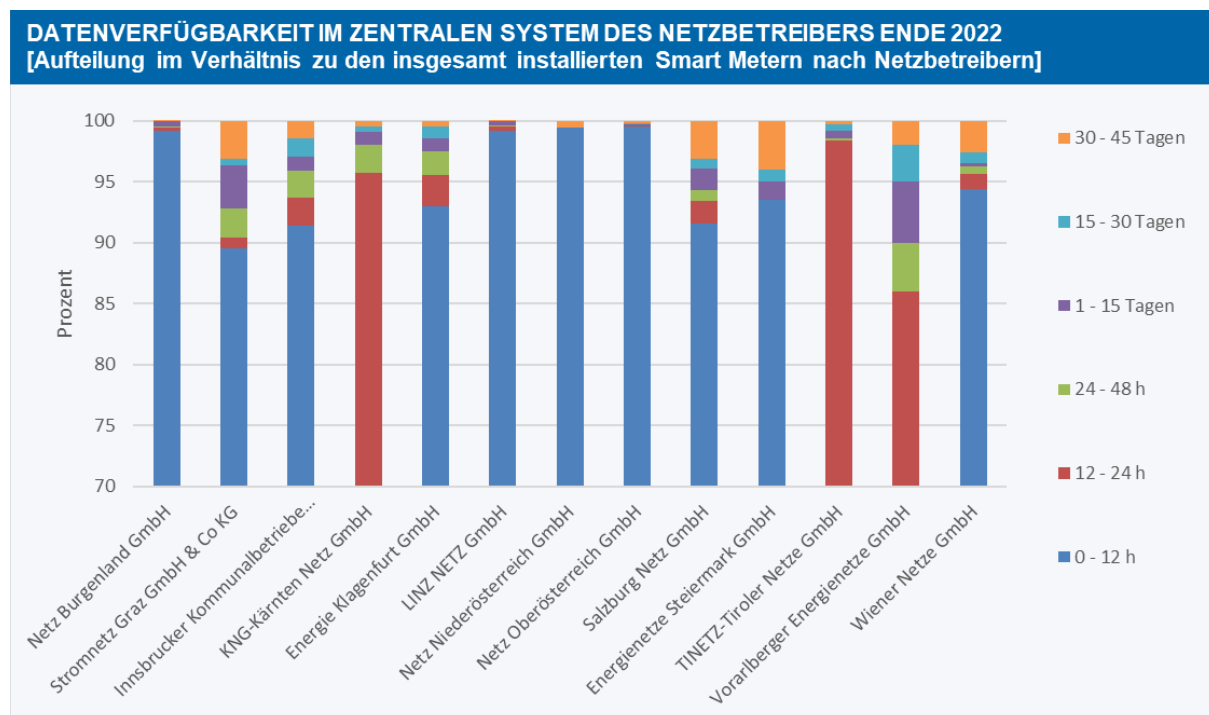


Abbildung 9: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät, Stand Ende 2022

Die Smart Meter-Daten gelangen über mehrere Schnittstellen in die zentralen Systeme der Netzbetreiber und werden dann über weitere Schnittstellen zu den Marktteilnehmern und an das Smart Meter-Kundenwebportal des Netzbetreibers verschickt. Datenlücken können somit an mehreren unterschiedlichen Stellen entstehen. Die Suche nach den Ursachen für diese Datenlücken ist oft aufwendig und die Beseitigung ihrer Ursachen muss mit unterschiedlichen Maßnahmen erfolgen. Die Entwicklung und Implementierung von solchen Maßnahmen bzw. Systemen befindet sich in der Pilot- oder Anfangsphase,

und die Erfahrungen damit müssen erst gesammelt werden. Hier eine Auflistung der Maßnahmen zur Datenqualitätssicherung, die am häufigsten genannt wurden:

- Implementierung automatisierter Qualitätsprüfungs- bzw. Monitoringsysteme,
- Entwicklung von Datenstatistiken,
- Datensätze werden beim Vorliegen von aktuellen Messdaten laufend und automatisiert aktualisiert,
- bei Anomalien bzw. massiven Abweichungen erfolgt die manuelle Nachbearbeitung durch Mitarbeiter,
- stichprobenweise wird in Zusammenarbeit mit den ausgewählten Kund:innen ein Abgleich der Portaldaten mit den Smart Meter-Daten in den zentralen Systemen durchgeführt,
- Datenverfügbarkeit wird im Portal durch mindestens zwei Portaljobs geprüft; zum einen werden neue Werte ins Portal gespielt und zusätzlich wird überprüft, ob für die Lücken die Daten nachgeliefert werden,
- Einführung von Monitoringsystemen, um so schnell wie möglich auf fehlende Verfügbarkeiten zu reagieren,
- Wissensaufbau bezüglich PLC-Datenübertragung und Störquellen,
- die Vollständigkeit der Auslesung wird in regelmäßigen Abständen geprüft, mindestens alle zwei Wochen sowie
- längerfristige Störungen werden spätestens nach 2-3 Wochen behoben (Ticketsystem, Vor-Ort-Besuch).

Wenn die Energiewerte zu den festgelegten Fristen für die relevanten Zwecke wie beispielweise Abrechnung und Clearing nicht vorhanden sind, werden sie entweder als „0“ oder „leer“ übermittelt und zu einem späteren Zeitpunkt ausgelesen. Wenige Netzbetreiber bilden bisher Ersatzwerte. In der Marktkommunikation, d.h. bei der Übermittlung an die betroffenen Marktteilnehmer, werden die Energiewerte mit einer der folgenden „metering Methoden“ gekennzeichnet.

- L1...Echtwert gemessen; IME, IMS, IMN²⁰, LPZ
- L2...Ersatzwert belastbar (Wert wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mehr ändern); IME, IMS, IMN, LPZ
- L3... Ersatzwert nicht belastbar (z.B extrapolierter Wert, Wert wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit noch ändern); IME, IMS, IMN, LPZ

Auch die Ersatzwert-Kennzeichnung im Smart Meter-Kundenwebportal des Netzbetreibers wird unterschiedlich gehandhabt, von keiner Kennzeichnung bis zur deutlichen Hervorhebung (Werte werden in

²⁰ IMN (Intelligente Messgeräte non-konform): Smart Meter, die nicht alle Anforderungen der IME-VO erfüllen und als Smart Meter dennoch in die Zielverpflichtung angerechnet werden, da sie bereits vor dem Inkrafttreten der IME-VO eingebaut wurden (§ 1 Z 2 IMA-VO).

einer anderen Farbe und in den Diagrammen schraffiert dargestellt, Info beim Mouse-Over oder eine zusätzliche Spalte in der Tabelle).

Aus den eingereichten Antworten der Netzbetreiber ist ersichtlich, dass die Datenqualitätssicherung ein wichtiges Thema ist, das aber von den Netzbetreibern nicht einheitlich gehandhabt wird. Dies führt zu Missverständnissen mit den Netzkund:innen und mit den anderen Marktteilnehmern, siehe Abschnitt 7.1.

5.6 Informationen auf den Smart Meter-Kundenwebportalen

Netzbetreiber müssen Netzbenutzer:innen, bei denen ein Smart Meter installiert ist, ein nutzerfreundliches persönliches Smart Meter-Kundenwebportal (Webportal) zur Verfügung stellen. Netzkund:innen können sich zeitnah in diesem Webportal über die gemessenen Stromwerte und umfassend über ihren Verbrauch sowie ihr Nutzerverhalten informieren. Dadurch kann das Verbrauchsverhalten analysiert und optimiert werden.

Mindestanforderungen für die Darstellung der Daten im Webportal und die Datenweitergabe über das Webportal sind in der Datenformat – und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO (DAVID-VO 2012) geregelt.

Im Rahmen der letzten Erhebung wurden virtuelle Führungen mit einer ausgewählten Anzahl an Netzbetreiber durchgeführt, um die Einhaltung der Bestimmungen der DAVID-VO 2012 besser überprüfen zu können. Aufgrund der damals festgestellten Diskrepanzen zwischen rückgemeldeten Angaben und tatsächlich im Webportal zur Verfügung gestellten Funktionalitäten, wurden für die heurige Untersuchung detailliertere Informationen sowie verpflichtendes zusätzliches Anschauungsmaterial in Form von Screenshots zu den Webportalen abgefragt. In den wenigsten Fällen wurden freiwillige Demozugänge zu den Webportalen durch die Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Allerdings kann auf Basis der eingereichten Screenshots die Funktionalität nur schwer überprüft werden. Es wäre notwendig, künftig Demozugänge zu den Webportalen zu haben, um eine tatsächliche Überprüfung zu ermöglichen.

Insgesamt 99 von 118 Netzbetreibern haben die Smart Meter-Kundenwebportale aktiv. Die Netzbetreiber garantieren, dass die sicherheitstechnische Ausgestaltung des Webportals dem aktuellen Stand der Technik entspricht und insbesondere in Bezug auf Zugriffsrechte die datenschutzrechtlichen Bestimmungen eingehalten werden. Rund 80% der Webportale sind neutral gestaltet und enthalten damit keinen Hinweis auf den Lieferanten der Endkund:innen.

Beinahe alle Netzbetreiber geben an, Viertelstunden- sowie Tageswerte spätestens 12 Stunden nach ihrer Erfassung im Webportal anzuzeigen, was nicht ganz mit den Angaben über die Datenqualität übereinstimmt (Abschnitt 5.5). Die Mehrheit der Netzbetreiber gibt an, dass Verbrauchsdaten in kWh und

Lastkurven in kW in der Zeiteinheit entsprechend der Smart Meter-Konfiguration als auch in in längeren zeitlichen Granulierungen zur Verfügung stehen. Einige Netzbetreiber gaben an, an der Implementierung von Lastkurven im Webportal noch zu arbeiten. Auf Wunsch der Netzkund:innen sind diese Verbrauchsdaten und Lastkurven ab Verfügbarkeit, aber maximal für drei Jahre, abrufbar. Rund 75% der Netzbetreiber meldeten retour, Daten und Informationsabfragen in downloadfähigen Formaten den Netzkund:innen und von diesen bevollmächtigten Dritten, wie beispielsweise Energieberater:innen, zur Verfügung zu stellen.

Nur 45 Netzbetreiber gaben an, Kennzahlen auf Basis allgemeiner und individuell verstellbarer Daten wie beispielsweise kWh/Person oder kWh/m² auf Basis der von Kund:innen eingegebenen Daten sowie allgemeine Benchmarks zur Verfügung zu stellen. Auch die Möglichkeit, repräsentative Vergleichswerte für den Energieverbrauch mit und ohne Verbindung zur individuellen Situation der Netzkund:innen einzustellen, bieten nur 42 Netzbetreiber an. Wenige Netzbetreiber ermöglichen, die Einstellungen der Daten individuell zu gestalten (z.B. Anzahl der Personen im Haushalt). Einige Netzbetreiber arbeiten an der aktiven Umsetzung solcher Funktionalitäten. Diese Funktionen sind wichtig, da gerade diese Funktionalitäten Netzkund:innen einen schnellen Überblick über ihren Verbrauch geben und diese so ihr Verbrauchsverhalten besser einordnen und bei Bedarf Maßnahmen setzen können.

Neben den Mindestanforderungen an die Datendarstellung und -weitergabe im bzw. über das Webportal, legt die DAVID-VO 2012 auch fest, dass den Netzkund:innen Energiespartipps sowie Informationen zu Energieberatungsstellen zur Verfügung gestellt werden müssen. Auch in diesem wichtigen Bereich ist die Rückmeldung der Netzbetreiber, die dies erfüllen, mit knapp über 60% eher gering.

Über die Anforderungen der DAVID-VO 2012 gehen nur vier Netzbetreiber hinaus und bieten ihren Netzkund:innen zusätzliche Dienstleistungen an, wie ein SMS-Service, eine Smartphone- bzw. Tablett-App oder die Anbindungen an eine API-Schnittstelle²¹. Ein Netzbetreiber bietet seinen Netzkund:innen die Möglichkeit an, bestimmte Ereignisse, wie beispielsweise die Installation einer Photovoltaik-Anlage oder den Zeitpunkt, an dem energieeffiziente Leuchtmittel eingesetzt wurden, ins Webportal einzutragen. So können einzelne Vorgänge im Haushalt, aber auch gesetzte Maßnahmen wie der Austausch von alten Geräten durch energieeffizientere Geräte und die Auswirkungen auf den Verbrauch, beobachtet und analysiert werden.

Weitere Maßnahmen zur Optimierung des Verbrauchsverhaltens können auch durch die Umsetzung des Customer Consent Managements (CCM) realisiert werden. Die Implementierung des CCM erlaubt Netzkund:innen, den Zugang zu ihren Verbrauchsdaten direkt über das Webportal an bevollmächtigte

²¹ API (Application Programming Interfaces): eine Schnittstelle, die es ermöglicht, unabhängigen Anwendungen miteinander zu kommunizieren und Daten auszutauschen.

Dritte zu erteilen. So können beispielsweise Energieberater:innen weitere Optimierungspotenziale anhand der Verbrauchsdaten analysieren, Abschnitt 5.8.

Ein Webportal bietet für Endkund:innen eine Vielzahl an Möglichkeiten, um das eigene Verbrauchsverhalten zu beobachten und gegebenenfalls Maßnahmen, auch mit Unterstützung von Energieberater:innen, zu setzen. Das ist allerdings nur möglich, wenn das Webportal entsprechend nutzerfreundlich ausgestaltet ist und über alle notwendigen Funktionalitäten verfügt, teilweise auch über die rechtlichen Vorgaben hinausgehend. Die Rückmeldungen der Unternehmen zeichnen ein anderes Bild. Etliche Netzbetreiber erfüllen die Anforderungen der DAVID-VO nicht. Nur eine Handvoll geht überhaupt über die rechtlichen Vorgaben hinaus und bietet den Endkund:innen weitergehende Funktionalitäten.

5.7 Kommunikationsschnittstelle

Die intelligenten Messgeräte können über eine Kommunikationsschnittstelle mit in der Anlage der Endkund:innen vorhandenen externen Geräten kommunizieren, sowie die erfassten Daten unidirektional ausgeben. Die Endkund:innen stellen den Antrag auf die Freischaltung dieser Schnittstelle an ihre Netzbetreiber. Die Antragstellung kann je nach Netzbetreiber unterschiedlich erfolgen, nämlich per E-Mail oder im Webportal, wobei es im Webportal erst bei neun Netzbetreibern dies möglich ist. Bei den meisten Netzbetreibern dauert es nicht länger als drei Tage, bis die Schnittstelle freigeschaltet wird, vereinzelt kann es aber bis zu 20 Tagen dauern.

Auch das Ausgabeintervall variiert von Netzbetreiber zu Netzbetreiber. Die Wiener Netze GmbH bieten ihren Kund:innen die Auswahl zwischen mehreren Sekundenintervallen, die an den Zählern parametrisiert werden können. Andere wiederum bieten nur einen Ausgabeintervall an, und diese bewegen sich zwischen einer Sekunde und fünf Minuten. Die Netz Niederösterreich GmbH gab bekannt, dass bis Ende 2022 1.433 Kund:innen ihren Freigabe-Schlüssel für die Datenauslesung bekommen haben.

Auf Anfrage verschicken 79 von 99 Netzbetreibern die Spezifikationen der Schnittstelle an ihre Kund:innen. Die Spezifikationen können vor allem per E-Mail angefordert werden. Sie werden dann in den meisten Fällen per Post, sogar eingeschrieben, verschickt. Nur in wenigen Fällen erfolgt dies elektronisch oder die Spezifikationen können entweder aus dem Webportal oder von der Website des Netzbetreibers heruntergeladen werden.

Je nach Zählerhersteller sind die Kommunikationsschnittstelle und Standards höchst unterschiedlich wie z.B. physikalischer M-Bus mit RJ45 Stecker, standardisiertes DLMS/COSEM Protokoll, ZigBee 2,5 GHz IEEE802.15.4, Wifi-Modul mit zugehöriger App, MEP - Schnittstelle, RS485 Schnittstelle usw. Um eine Vereinheitlichung zu erzielen, hat der Verband, Oesterreichs Energie, die Entwicklung eines Smart-Meter-Adapters in Auftrag gegeben, der „als Brücke zwischen dem privaten Heimnetzwerk der Anwender:in und dem Smart Meter des Netzanbieters dient. Er soll der privaten Anwender:in eine einfache

Möglichkeit bieten, die eigenen Zählerdaten zu erfassen und für eigene Zwecke zu verarbeiten. Der Smart Meter-Adapter arbeitet dabei nur „lokal“ und stellt von sich aus keine Verbindung zum Internet her.“²² Das Konzept für den „Smart Meter-Kundenschnittstellen Adapter“²³ ist bereits veröffentlicht und kann von Herstellern zur Entwicklung und Fertigung von Adaptern für den Massenkundenmarkt verwendet werden.

5.8 Energiegemeinschaften

Für die Marktrolle „Energiegemeinschaft“ sind seit Oktober 2021 die Marktprozesse im Datenaustausch über die EDA-Plattform produktiv gesetzt und somit im Strommarktmodell integriert. Das Interesse daran sowie an Aktivitäten der Energiegemeinschaften sind seitdem kontinuierlich gewachsen. Für die Abrechnung innerhalb einer Energiegemeinschaft bekommen ihre Betreiber:innen die Viertelstundenenergiewerte vom jeweiligen Netzbetreiber, der für die Aufteilung der Energiewerte innerhalb einer Energiegemeinschaft sowie den Versand der abrechnungsrelevanten Energiewerte an Lieferanten für die Abnahme bzw. Lieferung von Restmengen verantwortlich ist.

Für das Erhebungsjahr 2022 wurden somit das erste Mal Fragen rund um die Energiegemeinschaften in den Fragebogen aufgenommen. Aus den eingereichten Daten geht hervor, dass mit Stichtag Ende 2022 von insgesamt 170.000 Zählpunkten österreichweit, die Smart Meter mit einer Opt-In Konfiguration haben, ca. 6.900 auf Mitglieder einer Energiegemeinschaft entfallen. Der Großteil der gemeldeten Zählpunkte entfällt auf gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen entsprechend § 16a EIWOG 2010, also handelt es sich hier um keine erneuerbare Energiegemeinschaften oder Bürgerenergiegemeinschaften (entsprechend §§ 16c, 16b EIWOG 2010). Die meisten Mitglieder einer Energiegemeinschaft sind in Oberösterreich (1.419), gefolgt von Vorarlberg (1.231) und Niederösterreich (950) und am wenigsten in Wien (18) zu finden (Abbildung 10). Insgesamt sind bei 23 Netzbetreibern Energiegemeinschaften bzw. gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen aktiv.

²²Datenblatt Smart-Meter- Adapter: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Leitfaden/2022/Datenblatt_Smart_Meter_Adapter_V7_20220808.pdf

²³ Konzept für einen „Smart-Meter Kundenschnittstellen Adapter“ zur Standardisierung der Datenbereitstellung in der Kundenanlage: <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter/technische-leitfaeden>

ZÄHLPUNKTE IN DEN ENERGIEGEMEINSCHAFTEN NACH NETZBEREICHEN 2022

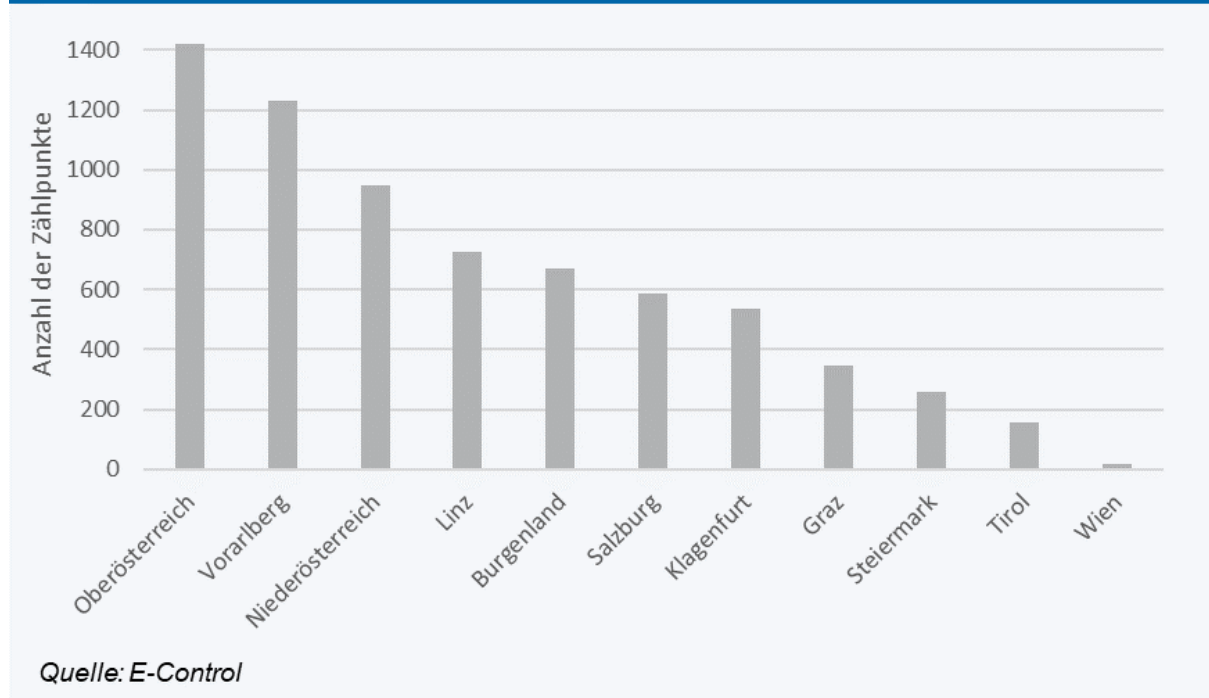


Abbildung 10: Anzahl der bei einer Energiegemeinschaft registrierten Zählpunkten nach Netzbereichen, Stand Ende 2022

Die Zuteilung und Abrechnung von Energiemengen innerhalb einer Energiegemeinschaft und somit die Datenverfügbarkeit und -qualität und (siehe auch Abschnitt 5.5) sind wesentlich, damit diese neue Marktrolle erfolgreich in das Strommarktmodell integriert werden kann.

Für die Freigabe der viertelstündlichen Auslesung und die tägliche Übermittlung von Energiewerten einzelner Mitglieder von Energiegemeinschaften an die jeweiligen Netzbetreiber, wird der CCM (Customer Consent Management) Marktprozess verwendet, der bereits für die Dienstleister von Endkund:innen im Datenaustausch umgesetzt wurde. Dieser Prozess wurde auf Energiegemeinschaften erweitert und im Oktober 2022 produktiv gesetzt.

Bis Ende des Berichtsjahres 2022 wurde der CCM-Marktprozess von nur 16 Netzbetreibern umgesetzt. Allerdings ist es absehbar, dass dieser Prozess durch eine steigende Anzahl an Energiegemeinschaften sowie Dienstleister immer mehr an Bedeutung gewinnen wird.

Die Netzbetreiber haben folgende Gründe für die fehlende Umsetzung (vor allem für den Online-Prozess) angeführt:

- keine Notwendigkeit, da keine Energiegemeinschaften im Netzgebiet registriert sind sowie

- die Umsetzung nimmt mehr Aufwand in Anspruch als geplant, und sie befindet sich in der Entwicklungs- bzw. Testphase.

5.9 Netzsituation

Ein weiterer Punkt, der im Zuge der Erhebungen abgefragt wurde, sind die von den Verteilernetzbetreibern erwarteten Auswirkungen auf die allgemeine Netzsituation. Die folgenden Feststellungen der Netzbetreiber zu den entsprechenden Fragen können zusammengefasst werden:

Zur Frage, ob durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten mit einer spürbaren Verschiebung der Lasten im Netzgebiet zu rechnen sei:

- Es wurde keine spürbare Lastverschiebung bei den Netzkund:innen verzeichnet. Erst die Einführung von leistungs- und zeitabhängigen Netztarifen könnte mittel- bis langfristig zu Veränderung des Verbrauchsverhaltens der Kund:innen führen. Insbesondere bei der E-Mobilität wäre dann ein zeitlich angepasstes Ladeverhalten zu erwarten. Allein die Tatsache, dass den Endkund:innen zeitnahe Informationen über ihr Verbrauchsverhalten zur Verfügung stehen, ergibt noch keine grundsätzliche Verhaltensänderung. Dies müsste durch intensive Begleitmaßnahmen (massiv verstärkte Kundeninformation und Aufklärungsarbeit) sowie durch zukünftige anreizorientierte Tarifmodelle angeregt werden.
- Im Erhebungsjahr ist die Anzahl der Opt-In Kund:innen noch immer sehr gering. Ein geändertes Verbrauchsverhalten dieser Kund:innen, wenn überhaupt, ergäbe keine merkbare Lastverschiebung.
- Die Gewohnheiten von Netzkund:innen, welche den Energiebedarf beeinflussen, ändern sich nach jetzigen Erfahrungen nur bei weiter kräftig steigenden Energiepreisen. Die Änderung erfolgt nur sehr langsam und in geringem Ausmaß und ist durch die tariflichen Anreize und entsprechenden Produkte der Stromlieferanten bedingt.
- Das Thema wurde nicht als zu analysierende Aufgabestellung in den Smart Meter-Projekten definiert.

Zur Frage, ob die bessere Verfügbarkeit der Daten in der Niederspannungsebene zu einer höheren Versorgungssicherheit führen könnte:

- Die Versorgungssicherheit ist bereits sehr hoch, kann jedoch durch stark ansteigende Lasten z.B. durch E-Mobilität beeinträchtigt werden. Durch Erhebung von Netzqualitätsparametern mittels Smart Meter können kritische Netzsituationen rechtzeitig erkannt werden. Die Informationen über Kommunikationsstatus und aktuelle Spannungsversorgung können in Verbindung mit der aktuellen Netztopologie ermöglichen, dass Störungen schneller erkannt, eingegrenzt und behoben werden. Die Datenverfügbarkeit ermöglicht eine gezielte Fehleranalyse und nachhaltige Fehlerbehebung.

- Die Fragestellung ist unter Berücksichtigung der aktuellen Projektplanung und somit des aktuellen Wissenstandes grundsätzlich mit „Nein“ zu beantworten. Eine Verbesserung/Erhöhung der Versorgungssicherheit kann nur durch ein akkordiertes Zusammenwirken der gesamten Netzinfrastruktur ermöglicht werden. Der Einsatz von Smart Metern ist der letzte, unterlagerte Teil der Netzinfrastruktur und somit per se nicht in der Lage, die Versorgungssicherheit zu beeinflussen, zumal die Implementierung von Smart Metern keinen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der einzelnen Netzkomponenten hat.

Zur Frage, ob möglicherweise die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwendet werden:

- Für Netzberechnungen, Analysen und Lastprognosen stehen durch Smart Meter wesentlich detailliertere Daten bezüglich der Auslastung des Niederspannungsnetzes zur Verfügung. Diese sollten zu einer entsprechenden Optimierung in der Netzplanung führen.
- Die in § 84a. Abs 1 EIWOG 2010 verankerten Bestimmungen betreffend Datenverwendung und damit zusammenhängenden Datenschutzbestimmungen sind ein Hindernis zur Datennutzung.

Die vereinfachten Ergebnisse der Auswertung der Antworten zeigt Abbildung 11.

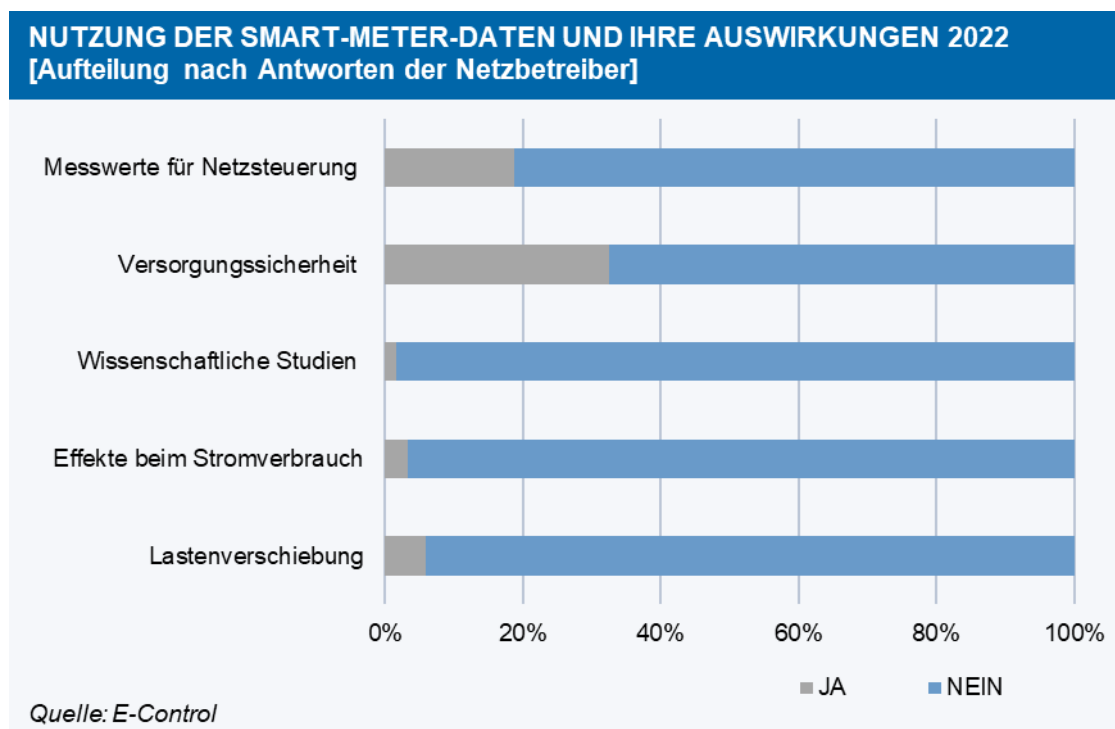


Abbildung 11: Datenverwendung in Prozent der Verteilernetzbetreiber, Stand Ende 2022

5.10 Eigenverbrauch von Smart Metern

Zum Thema „Eigenverbrauch von Stromzählern“ wurde im Jahr 2012 eine umfangreiche Studie²⁴ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie veröffentlicht, welche den Eigenverbrauch der verschiedenen Zählertypen vergleicht. Der Wirkleistungsbedarf der Zähler reicht von 1,4 W bis 4,6 W für 3-phasige Smart Meter. Im Vergleich dazu benötigt der 3-phasige Ferrariszähler 3,9 W und der 3-phasige elektronische Multifunktionszähler 4,2 W bis 4,6 W. Aus dem Vergleich der betrachteten Rollout-Szenarien der genannten Studie geht hervor, dass sich der zu erwartende Gesamtverbrauch für die Smart Meter-Infrastruktur in der gleichen Größenordnung wie jener mit nicht kommunizierenden Zählern bewegt. Dieser würde zwischen rund 153 – 186 GWh pro Jahr liegen. Seit der Erstellung der Studie haben sich einerseits die Technologien weiterentwickelt, sodass die neuen Smart Meter einen niedrigeren Stromverbrauch aufweisen, andererseits hat sich die Anzahl der Zähler in den letzten zehn Jahren um ca. 6% erhöht.

Aus der diesjährigen Datenerhebung sowie der „Studie zur Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“²⁵ der E-Control gehen im Wesentlichen sieben Hersteller mit insgesamt 15 Smart-Meter-Varianten hervor: Iskraemeco, KAIFA, Kamstrup, Landis+Gyr, Echelon, Sagemcom und Siemens. Diese decken in Summe 87% aller Zählpunkte ab. Der Eigenverbrauch dieser Smart Meter kommt auf etwa 20 kWh (Wirkleistung 2 W) für einphasige und 35 kWh (Wirkleistung 4 W) für dreiphasige Geräte. Es sind derzeit etwa fünfmal so viele 3-phasige Zähler installiert wie 1-phasige. Ein hoher Eigenverbrauch von Smart Metern kommt nur bei einigen Geräten mit Funkanbindung und beträgt bis zu 98 kWh (Wirkleistung 11,3 W). Solche Zähler machen jedoch nur weniger als ein Prozent aller installierten Smart Meter aus.

Insgesamt gibt es in Österreich ca. 50.000 Datenkonzentratoren und Gateways. Laut den Herstellerangaben beträgt ihr Stromverbrauch zwischen 30 und 131 kWh pro Datenkonzentrator bzw. Gateway. Über einen Datenkonzentrator können bis zu 500 (in dichten städtischen Gebieten sogar bis zu 1.200) Smart Meter angebunden werden. Somit ergibt sich hier ein Stromverbrauch von nicht mehr als 6,5 GWh.

Auf Basis dieser Daten und einem Smart-Meter-Ausrollungsgrad von 95% ergibt sich der Gesamteigenverbrauch der Zähler inklusive Datenkonzentratoren und Gateways von ca. 209 GWh/Jahr, im Einklang mit den Ergebnissen der BMVIT-Studie. Die Ausrollung von Smart Metern bewirkt somit keine wesentliche Änderung des Gesamtstromverbrauchs.

²⁴ https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/1244_smart_metering_consumption.pdf

²⁵ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/berichte-studien>

5.11 Entwicklungen hinsichtlich Energieverbrauch

In Kombination mit informativen Abrechnungen können Messdaten von Smart Metern einen bewussten Umgang mit Energie fördern. Stromverbrauchsprofile geben Hinweise auf Standby-Verbräuche oder ineffiziente Geräte. Mit Hilfe dieser Informationen können Maßnahmen zur Einsparung von elektrischer Energie identifiziert und umgesetzt werden. Eine Inanspruchnahme von Energieberatungen oder ansprechend aufbereitete Jahresabrechnungen können den Endkund:innen dabei helfen.

Der Stromverbrauchsentwicklung liegen mehrere Einflussfaktoren zugrunde. Während der bewusster Umgang mit Energie und der vermehrte Einsatz energieeffizienterer Geräte zu einer Verringerung des Stromverbrauchs führen, wird der Stromverbrauch durch die Elektrifizierung von Kraftfahrzeugen, den vermehrten Einsatz von Elektrogeräten, Speicherverluste von Akkumulatoren in mobilen Anwendungen und den Standby-Verbrauch von Geräten erhöht.

Zur Frage, ob im Rahmen der Smart Meter-Projekte Effekte beim Stromverbrauch der Kund:innen festzustellen waren, lautet der Großteil der Antworten „Nein“ unter Anführung der folgenden Begründungen:

- die Entwicklung des Stromverbrauchs ist nicht einschätzbar,
- diese Fragestellung wurde nicht als zu analysierende Aufgabenstellung im Projekt definiert,
- Kund:innen nutzen Smart Meter-Daten nur eingeschränkt und in besonderen Fällen z.B. für die Dimensionierung von PV-Anlagen und Speichersystemen sowie
- Bei kleineren Haushalten ist durch Smart Meter der Verbrauch sogar gestiegen, da die Zähler auch kleinste Verbräuche unter 10 Wh ermitteln, die sonst Ferrariszähler nicht zum Laufen bringen wie beispielsweise Standby-Verbraucher. Der geschätzte Mehrverbrauch bei diesen Verbrauchern beträgt etwa ein Prozent ihres Gesamtverbrauchs.

6 Kostenentwicklung

6.1 Berücksichtigung des Smart Meter Roll-Outs im Rahmen der Kostenermittlung

Gegenwärtig haben die Netzbetreiber, die einer jährlichen Kosten- und Mengenprüfung unterliegen und rd. 98% der Zählpunkte abdecken, im Bereich Smart Meter bis Ende des Jahres 2021 Investitionen in Höhe von rund 1,4 Mrd EUR getätigt. Für die Jahre 2022 bis einschließlich 2024 ist für den Smart Meter Roll-Out mit weiteren Investitionen in Höhe von 0,5 Mrd. EUR zu rechnen.

Es wurde somit bereits ein Großteil der Investitionen für die Ausrollung der Smart Meter getätigt. In vielen Fällen wurden Vorbereitungsinvestitionen durchgeführt, bevor die Smart Meter installiert wurden, da neben der Installation der Zähler selbst auch wesentliche Vorarbeiten in den Systemen der Netzbetreiber erforderlich waren.

Smart Meter werden in der aktuell laufenden Regulierungsperiode nicht auf Basis der tatsächlichen Kosten sondern mittels Kostenvorgabe für die Betriebskosten für zusätzliche Smart Meter angerechnet. Investitionen für Smart Meter (aber auch für sämtliche Netzanlagen) werden laufend berücksichtigt²⁶.

Für die kommende Regulierungsperiode ab 2024 ist angedacht, generell keine differenzierte Betrachtung der Kosten für Smart Meter mehr durchzuführen, sondern diese genauso wie sämtliche anderen Kosten des Netzbetreibers zu behandeln.

6.2 Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.1“)

Durch sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie z.B. geändertes Verbraucherverhalten, neue und volatile Erzeugungformen, 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 mehr als 20 Jahre alte Entgeltsystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

²⁶https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156

Aus Sicht der E-Control sieht die zukünftige Netzentgeltstruktur eine Neudefinition der Netzanschlussentgelte, die Leistungsmessung für alle Netzbenutzer:innen der Netzebene 7 sowie die Integration des Messentgelts 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 verbrauchter Energie in kWh) und einer Leistungskomponente (Verrechnung einer Jahrespauschale von 36 EUR). Nach der vollständigen Ausrollung von Smart Metern wird für die Netzbenutzer:innen 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:innen, die höhere Leistungsspitzen als der Durchschnitt aufweisen, einen höheren Beitrag zahlen. Im Gegenzug werden Netzbenutzer:innen 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“ Haushaltskund:innen Einsparungen zu erwarten sind. Kostensteigerungen fallen nur dann an, wenn die Netzbenutzer:in regelmäßig hohe Lastspitzen erzeugt. Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur („Tarife 2.1“) ist die Bereitstellung des höchsten viertelstündlichen monatlichen Leistungswertes jeder Netzbenutzer:in durch den installierten Smart Meter. Derzeit ist eine Messung, Auslesung und Übermittlung von monatlichen viertelstündlichen Leistungswerten an den Netzbetreiber nur in der IME-Konfiguration und somit nur bei 10,5% der ausgerollten Smart Meter-Geräten möglich. Die flächendeckende Auslesung und Übermittlung von Energiewerten bzw. Leistungsmittelwerten in einer viertelstündlichen Auflösung als Standardkonfiguration bei Smart Metern ist somit erforderlich. Damit ergibt sich das Erfordernis einer Novellierung des EIWOG 2010, der IME-VO und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018).

7 Erfahrungen der E-Control

7.1 Smart Meter-Daten

Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG Paket, BGBl I 150/2021) und das europäische Clean Energy Package (CEP) der EU zielen darauf ab, die erneuerbare Erzeugung weitreichend in den Markt zu integrieren. Dafür ist es notwendig, das gesamte Energiesystem zu digitalisieren. Dies umfasst im Wesentlichen die folgenden Aufgaben:

- Messung von Stromverbrauch und -erzeugung mittels Smart Meter,
- Übermittlung von Smart Meter-Daten über Kommunikationssysteme an die zentralen Systeme der Netzbetreiber,
- effiziente, sichere und verlässliche Verwaltung und Austausch von Smart Meter-Daten zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern sowie
- zielgerichtete Verwendung von Smart Meter-Daten für den Netzbetrieb und Netzausbau.

Hier haben die Netzbetreiber eine entscheidende Rolle, da sie für die angeführten Aufgaben verantwortlich sind.



Abbildung 12: Austausch von Smart Meter-Daten zwischen verschiedenen Marktakteuren

Die Marktteilnehmer benötigen für ihre Teilnahme am Strommarkt die Smart Meter-Daten²⁷ (Abbildung 12). Wie sich ihre Teilnahme und Aktivitäten gestalten lassen und wie der Nutzen für Kund:innen und das gesamte Energiesystem generiert werden kann, hängt wesentlich von der Granularität, Qualität und zeitlichen Verfügbarkeit der Smart Meter-Daten sowie der Güte der damit zusammenhängenden Prozesse ab. Eine solide Datenbasis mit hoher Datenqualität stellt nicht nur für bestehende und neue Marktakteure eine Notwendigkeit dar, sondern ist für ein Gelingen der Energiesystemwende inkl. gezielter Energieeinsparungen auf alle Fälle erforderlich.

Die am österreichischen Markt ausgerollten Smart Meter zeigen einen hohen Zuverlässigkeitsgrad dieser Messgeräte. Die Anzahl der technischen Defekte und Nicht-Verfügbarkeiten von Messdaten im Gerät ist laut Angaben der Netzbetreiber vernachlässigbar gering.

Mit der fortschreitenden Ausrollung von Smart Metern mehren sich die Beschwerden der Marktteilnehmer betreffend Datenverfügbarkeit und -qualität, was nicht an Geräten selbst, sondern an den Datenübermittlungswegen liegt. Vor allem wenn es sich um die Übermittlung von Smart Meter-Daten in viertelstündlicher Auflösung handelt, kommen lückenhafte Zeitreihen vor, die dann Probleme in den Abrechnungen verursachen: Beispielweise können Betreiber:innen von Energiegemeinschaften keine Rechnungen an ihre Mitglieder erstellen oder diese werden fehlerhaft erstellt, die Vergütungen der Einspeisetarife für geförderte Anlagen können nicht abgerechnet und ausbezahlt werden, Lieferanten können ihre Spotmarktprodukte nicht rechtzeitig abrechnen und Dienstleister können ihre Leistungen für die Kund:innen in Bezug auf Energiemanagement nicht durchführen. Die Korrektur von Datenlücken bedarf eines erheblichen Zeit- und Personalaufwands sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Datenempfänger:innen. Jedenfalls müssen die Ansprechpersonen der Netzbetreiber im Fall von Datenübermittlungsproblemen offiziell genannt werden. In Gesprächen der E-Control mit den Marktteilnehmern wurden dabei die Problemfelder und ihre Ursachen identifiziert (Tabelle 5).

²⁷ Unter „Smart Meter-Daten“ werden hier Einzelzählwerte der Wirkenergie- und Blindenergie bzw. Leistungsmittelwerte in beiden Energieflussrichtungen (4-Quadranten-Messung) in einer viertelstündlichen Auflösung, Tagesverbrauchswerte und Zählerstände (je nach Smart Meter-Konfiguration) verstanden.

PROBLEMFELD	URSACHEN / LÖSUNGSWEG
<p>Verspätete oder ausfallende Übermittlung von Smart Meter-Daten vom Gerät zum zentralen System des Netzbetreibers (einzelne Netzbetreiber)</p>	<p>Ursachen: Technischer Natur bzw. auf lokal verursachte Kommunikationsstörungen in der Kommunikation zurückzuführen. Die Datenübertragung via PLC kann durch defekte, falsch installierte oder nicht geprüfte Geräte in der Nähe von Stromleitungen wie Elektromotoren, SAT-Receiver, Wechselrichter, Wallboxen usw. gestört werden. Das Finden und die Beseitigung dieser Störfaktoren kann länger dauern und ist zeit- und personalaufwendig, da sie nur vor Ort bei Anwesenheit der Kund:innen durchgeführt werden können.</p> <p>Lösungsweg: effiziente Bearbeitung von Problemfällen, enger Erfahrungsaustausch mit anderen Netzbetreibern und Erprobung von alternativen Technologien z.B. bei der PLC- Datenübertragung, Umstieg auf das FCC- Frequenzband, punktueller Umstieg auf P2P- Datenübertragung.</p>
<p>Keine oder unterschiedliche Methoden der Ersatzwertbildung bei fehlenden Daten (Mustervereinbarungen bzw. regulatorische und gesetzliche Rahmenbedingungen)</p>	<p>Ursachen: Zuständigkeit für Datenlücken unklar, sowie keine einheitlichen Regelungen zur Handhabung und Bildung von Ersatzwerten bei fehlenden Daten.</p> <p>Lösungsweg: Schaffung eines Regelwerkes zur Bildung und Darstellung von Ersatzwerten, das bei den zuständigen Netzbetreibern einheitlich implementiert werden kann.</p>
<p>Nicht funktionierende Marktprozesse (Koordination von Netzbetreibern in der Marktkommunikation)</p>	<p>Ursachen: Große Interpretationsspielräume bei den technischen Dokumentationen zur Umsetzung der Marktprozesse und keine Einbindung der betroffenen Marktrollen in der Konzeptionsphase, die zum unterschiedlichen Verständnis und einer nicht einheitlichen Umsetzung bei den einzelnen Marktteilnehmern führen.</p> <p>Lösungsweg: Die Regelungen für die Marktkommunikation müssen organisatorische Vorgaben zum Projektmanagement bei der Erstellung von technischen Dokumentationen mit transparenten Verantwortlichkeiten und Aufgaben enthalten.</p>
<p>Ansprechperson bei Netzbetreiber für Datenprobleme nicht bekannt (einzelne Netzbetreiber)</p>	<p>Ursache: Keine Verpflichtung der Netzbetreiber, Ansprechpersonen bei Datenproblemen zu nennen.</p> <p>Lösungsweg: Eine zentrale Stelle beim Netzbetreiber, die bei Problemen für verschiedene Marktprozesse bzw. Daten zuständig ist.</p>
<p>Umsetzung von Marktprozessen in unterschiedlichen Ausmaßgraden (Koordination von Netzbetreibern in der Marktkommunikation)</p>	<p>Ursachen: keine Monitoring- und Testsysteme</p> <p>Lösungsweg: Die Regelungen für die Marktkommunikation müssen organisatorische Vorgaben zum Projektmanagement bei der Umsetzung von Marktprozessen enthalten. Dies betrifft insbesondere die Netzbetreiber, da sie die zentrale Marktrolle in Bezug auf die Daten innehaben. Darunter sind auch die Testsysteme für die Umsetzung von großen IT-Projekten sowie das Monitoring des Umsetzungsstands zu implementieren, sodass die Marktprozesse erst nach ausführlicher Testphase und mit einem positiven Abschluss von Abnahmetests produktiv gesetzt werden können.</p>

Tabelle 5: Problemfelder, ihre Ursachen und Lösungswege in der Smart Meter-Datenqualität

7.2 Beratungsstelle der E-Control und Schlichtungsstelle

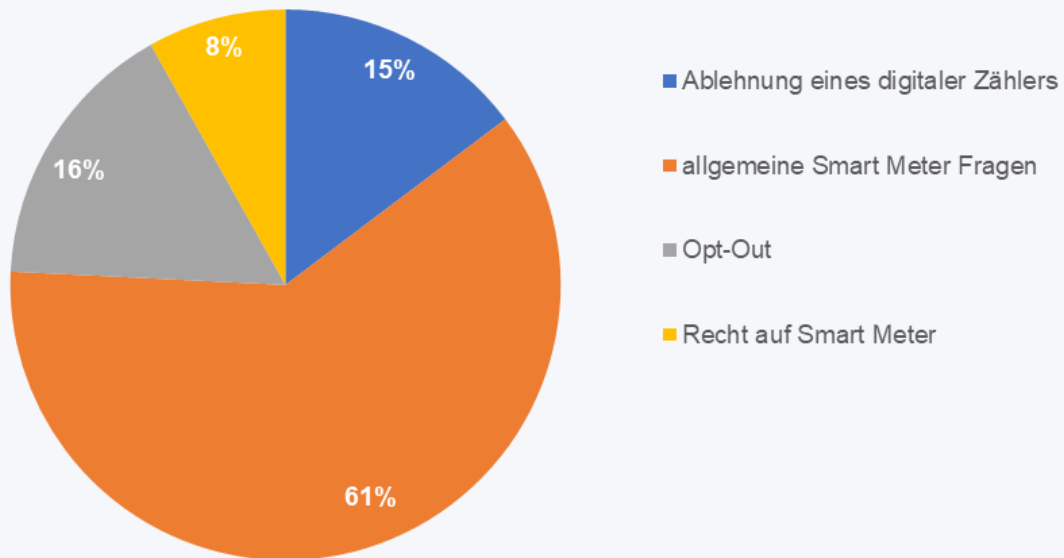
Im Berichtsjahr nahm die Anzahl der Anfragen und Beschwerden, die zum Thema Smart Meter an die Beratungsstelle der Regulierungsbehörde gerichtet wurden, im Vergleich zum Jahr 2021 um ca. 50 % zu. Bei insgesamt ca. 33.400 Eingaben an die Schlichtungsstelle, die vor allem durch die Energiepreiskrise ausgelöst wurden, spielten die Smart Meter-Fragen mit 1,5%-Anteil am Gesamtvolumen aber nur eine untergeordnete Rolle.

Inhaltlich ist bei den Fragen an die Regulierungsbehörde eine zunehmend positive Einstellung zum Thema Smart Meter erkennbar. Nur 15% der Anfragen und Beschwerden von etwa 500 behandelten die grundsätzliche Ablehnung eines Intelligenten Messgeräts, 16% baten um Auskunft oder äußerten Unmut über die Opt-Out-Regelung. In fast zwei Drittel aller Eingaben wurde um allgemeine Information, etwa über das Webportal oder die Funktionalitäten, gebeten. Das Recht, einen Smart Meter vor dem planmäßigen Rollout durch den Netzbetreiber zu erhalten, war Anfragegrund in 8% der einlangenden Schreiben und Telefonate. In der Vergangenheit zeigte sich auch in der Beratungsstelle der E-Control eine noch skeptischere Haltung zu Intelligenten Messgeräten, als es 2022 registriert wurde (Abbildung 13).

Ein Grund dafür sind die hohen Energiepreise, die das Interesse an genaueren Verbrauchsdaten, der monatlichen Abrechnung, aber auch den Möglichkeiten zur Eigenerzeugung von Strom steigen ließen. Wer regelmäßig eine verbrauchsgenaue Abrechnung erhalten, eine PV-Anlage betreiben oder sich an einer Energiegemeinschaft beteiligen möchte, braucht einen kommunikationsfähigen Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration, also die Auslesung von Viertelstundenenergiewerten.

Die Schlichtungsstelle der E-Control führte im Berichtsjahr insgesamt 1.832 Verfahren. Smart Meter waren in ca. 4% bzw. 81 der Verfahren Anlass für den Antrag auf Streitschlichtung (Abbildung 14).

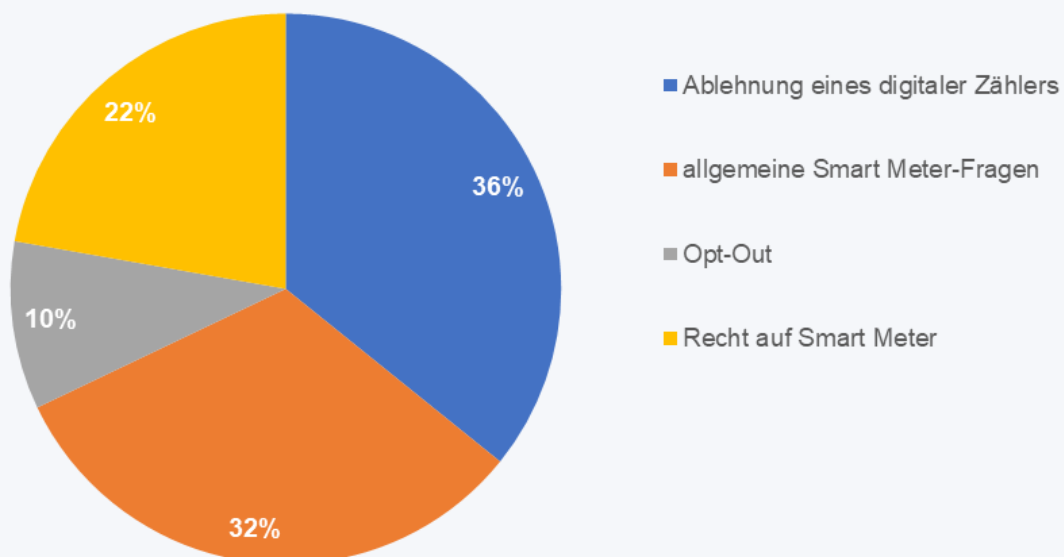
AN DIE BERATUNGSSTELLE GERICHTETE ANFRAGEN UND BESCHWERDEN IM ERHEBUNGSJAHR 2022



Quelle: E-Control

Abbildung 13: Smart Meter-Anfragen und Beschwerden an die Beratungsstelle im Erhebungsjahr 2022

ANTRÄGE AUF STREITSCHLICHTUNG IM ZUSAMMENHANG MIT SMART METERN IM ERHEBUNGSJAHR 2022



Quelle: E-Control

Abbildung 14: Streitschlichtungsanträge zum Thema Smart Meter im Erhebungsjahr 2022

Obwohl es bereits seit Dezember 2021 höchstgerichtliche Entscheidungen gibt, die bestätigen, dass der Tausch des Messgeräts an sich nicht abgelehnt werden kann, wenden sich immer noch Beschwerdeführer:innen an die Schlichtungsstelle und stellen einen Antrag auf Streitschlichtung. Sie machen mit 36% bzw. 29 Verfahren (2021 42%, 22 Verfahren) auch den Großteil der Smart Meter-Anträge aus.

Der Anfragegrund „Allgemeine Smart Meter-Fragen“ deckt schwerpunktmäßig Verfahren ab, in denen die Funktionalitäten des Intelligenzen Messgeräts beanstandet werden. Dazu gehören die Datenverfügbarkeit und -qualität und die Übermittlung bzw. Darstellung im Webportal des Netzbetreibers. Beschwerdeführer:innen wandten sich an die Schlichtungsstelle, weil ihre Verbrauchsdaten überhaupt nicht oder nicht zeitnah zur Verfügung standen. Auf Nachfrage bei ihrem Netzbetreiber wurde auf mangelnde Zählererreichbarkeit bzw. Probleme in der Datenübertragung verwiesen und eine Behebung in Aussicht gestellt, oft ohne einen Zeithorizont zu nennen. In anderen Schlichtungsverfahren, vor allem in Zusammenhang mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen, wurde die mangelnde Belastbarkeit der übermittelten Daten thematisiert. Es zeigten sich Abweichungen bei den Verbrauchsdaten auf Abrechnungen im Vergleich zu den Daten im Webportal und auch zu den durch den Wechselrichter bereitgestellten Daten.

Zusätzlich gab es immer noch Schlichtungsanträge, in denen bemängelt wurde, dass die Smart Meter-Daten nicht zur Abrechnung und unterjährigen Verbrauchsabgrenzung von den Stromlieferanten verwendet wurden. In den Beschwerdefällen kamen immer noch synthetische Lastprofile (standardisierte Lastprofile-SLP) zur Anwendung, obwohl viertelstündliche Verbrauchsdaten zur Verfügung standen. Die zahlreichen Energiepreiserhöhungen im Berichtsjahr rückten die Verbrauchsaufteilungen auf den Abrechnungen besonders in den Vordergrund und wurden durch die Verbraucher:innen deswegen auch häufiger hinterfragt.

Schlichtungsanträge zur Opt-Out-Konfiguration behandelten Beschwerden über die Sichtbarkeit der Konfiguration am Gerät oder die Tatsache, dass bestimmte Produkte oder Tarifschaltungen in der Opt-out-Konfiguration nicht möglich sind.

Das Recht, einen Smart Meter vor der durch den Netzbetreiber geplanten Ausrollung zu erhalten, wurde in 22 % bzw. 18 der Schlichtungsverfahren zum Thema Smart Meter behandelt. Die Installation einer PV-Anlage oder die Gründung bzw. Teilnahme an einer Energiegemeinschaft sind oft die Initialzündung für den Wunsch und die daraus folgende Beschwerde über den Netzbetreiber, wenn er dem Wunsch nicht in der gesetzlich bzw. in der IME-VO vorgesehenen Frist folgt.

7.3 Rechtliche Verfahren

Im Jahr 2022 führte die Regulierungskommission mehrere Verfahren im Zusammenhang mit der Ablehnung von Smart Meter, die auf Antrag von Endverbraucher:innen eingeleitet wurden. Die Anzahl solcher

Verfahren stieg auch weiterhin in der ersten Hälfte des Jahres 2023. Dies hängt mit dem fortschreitenden Roll-Out zusammen.

Der Verfassungsgerichtshof hat im Jahr 2021 entschieden, dass in der Opt-Out-Konfiguration gemäß § 1 Abs 6 IME-VO, in der ein Messgerät nur die Funktion eines digitalen Standardstromzählers erfüllt, den berechtigten Interessen an einer Auslesung und Abgrenzung des jährlichen Stromverbrauchs im Hinblick auf die durch § 1 DSGVO beziehungsweise Art 8 EMRK geschützten personenbezogenen Daten in verhältnismäßiger Weise Rechnung getragen werden (s VfGH 30.9.2021, V 178/2021). Dem hat sich der OGH in weiterer Folge angeschlossen (s OGH 27.1.2022, 9 Ob 82/21f). Eine weitere Entscheidung des OGH (6.4.2022, 6 Ob 36/22w, vgl auch OGH 14.9.2022, 6 Ob 172/22w) erging in einem Fall, der zuvor Gegenstand eines Verfahrens vor der Regulierungskommission war. Der OGH sprach in seiner Entscheidung aus, dass die Verarbeitung der in der Opt-Out-Konfiguration gemäß § 1 Abs 6 IME-VO erhobenen personenbezogenen Daten zur Erfüllung des zwischen der Endverbraucher:in und dem Netzbetreiber abgeschlossenen Vertrags datenschutzrechtlich zulässig ist. Im Falle eines Opt-Out-Wunsches einer Endverbraucher:in sind daher der Einbau und die Verwendung eines digitalen Zählers rechtmäßig.

7.4 Preisvergleichstool und Strompreisentwicklung

Seit der Implementierung der Smart Meter-Option im Tarifkalkulator ist die Anzahl der Preisvergleiche, die mit der aktiven Auswahl eines Smart Meters als Stromzähler durchgeführt werden, enorm gestiegen. Dafür wird im Tarifkalkulator die Einstellung „Ist Ihr Zähler ein Smart Meter?“ auf „Ja“ gesetzt. Von Jänner bis Dezember 2022 entfallen rund 31 Prozent der Abfragen²⁸ auf diese Option. Dabei wird jedoch immer noch äußerst selten eigenständig ein Lastprofil hochgeladen und fast ausschließlich auf die vom Tarifkalkulator zur Verfügung gestellten Lastprofilvorlagen zurückgegriffen.

Ein Blick auf die Aufteilung der Abfragen nach Bundesländern zeigt große Unterschiede. Die Anzahl der Preisvergleiche mit der aktivierten Smart Meter-Option ist im Burgenland mit einem Anteil von rund 41% am höchsten, hingegen in Tirol mit 23% am niedrigsten. Im Burgenland und in Kärnten werden auch mehr Abfragen mit eigenen Lastprofilvorlagen als im Bundesländerdurchschnitt hochgeladen. Die Smart Meter-Abfragen aus Salzburg, Tirol und Vorarlberg wurden gänzlich mit den zur Auswahl stehenden Lastprofilen durchgeführt.

Die zweite Jahreshälfte 2021 aber auch das gesamte Jahr 2022 waren von einer stark reduzierten Anzahl an verfügbaren Produkten geprägt. Im Oktober 2022 wurde der historische Tiefstand – mit lediglich

²⁸ Gerechnet auf Basis der Gesamtereignisse von 1,5 Mio. bzw. 646.000 Sitzungen im Tarifkalkulator Haushalte

20 Neukundenprodukten im Tarifkalkulator – erreicht. In der ersten Jahreshälfte 2022 war ein installierter Smart Meter mit Opt-In-Option bei keinem einzigen Lieferanten Voraussetzung für den Abschluss eines Neukundenproduktes. Einen Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration (Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten) zur Voraussetzung eines Produktes zu machen ist vor allem dann notwendig, wenn Preise innerhalb eines Tages variieren – wie es bei Time-of-Use und Spotmarktprodukten der Fall ist. Erst in der zweiten Jahreshälfte 2022 wurde das Vorhandensein der Opt-In Option für ein Produkt im Netzbereich Niederösterreich relevant. Österreichweit waren Produkte mit der Voraussetzung eines Smart Meters mit der Opt-In-Option erst wieder im November und Dezember 2022 verfügbar.

Durch den übermäßigen Rückgang an klassischen Produkten wird der Anteil dynamischer Produkte an der gesamten Produktlandschaft für Neukund:innen größer (Abbildung 15).

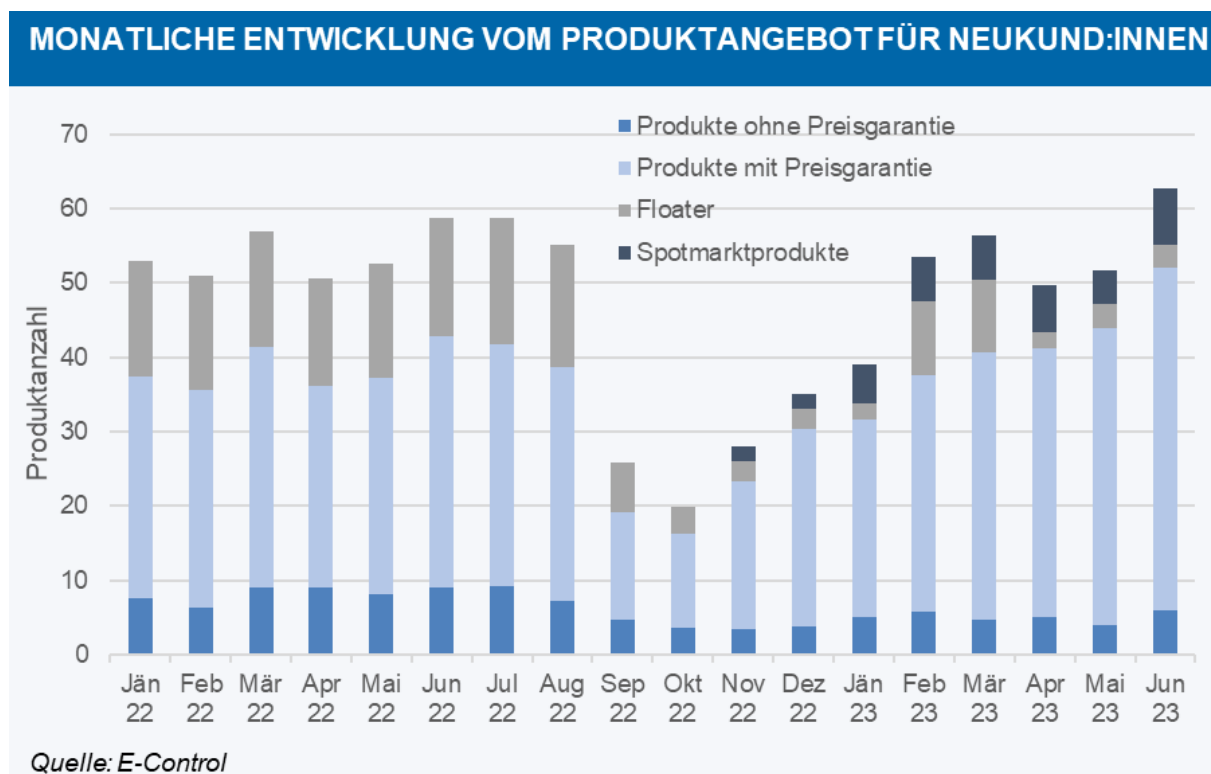


Abbildung 15: Anzahl an Neukundenprodukten nach Preismodell im Tarifkalkulator

Für Haushalte mit einem Smart Meter ergäbe sich durch die Nutzung spezieller Smart Meter-Produkte die Möglichkeit, mittels Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die Preisentwicklung Kosten zu sparen. Durch ein preissensibles Verbrauchsverhalten könnte im Weiteren dazu beigetragen werden, dass Strom (vorrangig) in jenen Zeiten verbraucht wird, in denen eine hohe Produktion bzw. ein Überschuss erwartet wird.

In Hinblick auf die Ausstattung der Haushalte mit einem Smart Meter sind speziell Time-of-Use und Spotmarktprodukte von großem Interesse.

Time-of-Use Produkte (ToU)

Charakteristisch für diese Produkte ist, dass der Arbeitspreis je nach Tageszeit, Wochentag und/oder Saison variiert. In den meisten Fällen ist die Opt-In-Konfiguration gegenüber dem Lieferanten erforderlich. Auf jeden Fall dann, wenn eine Preisdifferenzierung nach Zeitintervallen, die kürzer als ein Tag sind, vorgenommen wird.

Während die Anzahl an Lieferanten mit zumindest einem ToU-Produkt im Tarifikalkulator 2021 auf einige wenige zurückgegangen ist, sorgten 2022 wieder deutlich mehr Lieferanten für ein gestiegenes Angebot an Produkten. Dominiert werden die ToU-Produkte im Tarifikalkulator von Hoch- und Niedertarif-Produkten sowie von Produkten mit Nachtтарifen. Zwei Lieferanten haben bis Ende März 2022 Produkte für Neukund:innen angeboten, die zeitlich differenzierter waren als die zuvor erwähnten Produkte. Bei einem Produkt wurde der Tag in sieben – teils unterschiedlich lange – Zeitperioden eingeteilt. Der höchste Preis, der während Zeitperioden morgens, mittags und abends zur Anwendung kam, war beinahe doppelt so hoch wie der günstigste, der früh morgens und während der Nacht veranschlagt wurde. Das andere Produkt hatte drei unterschiedlich bepreiste Zeitzonen unter der Woche und eine Zeitzone am Wochenende. Wochentags von acht Uhr morgens bis acht Uhr abends lag der Preis im Vergleich zu jenem der anderen Zeitperioden um bis zu 30% höher.

Produkte mit Spotmarktbepricing

Ende des Jahres 2022 wurden Haushaltkund:innen zwei unterschiedliche Spotmarktprodukte von zwei Lieferanten angeboten. Für die Höhe der Energiepreise wurden bei beiden Produkten die stündlichen Preise EPEX Spot Day-Ahead herangezogen. Ein Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration war Voraussetzung für den Bezug dieser Produkte. Zusätzlich zum Börsenpreis wurden auch eine Grundpauschale und ein Aufschlag verrechnet.

Es ist wichtig hervorzuheben, dass mit dynamischen, spotmarktbasierenden Produkten sowohl Chancen als auch Risiken einhergehen. Gerade die enormen Preissteigerungen an den Großhandelsmärkten im zweiten Halbjahr 2021, Spitzen im März 2022, hohe Preise von Juni bis September 2022 sowie im Dezember 2022 und die damit einhergehenden hohen Preise für börsenbasierte Produkte zeigen die Risiken, die mit diesen Produkten einhergehen. Kund:innen müssen sich der Risiken vor Abschluss eines solchen Produktes bewusst sein und sollten über die gesamte Vertragslaufzeit hinweg ein wachsames Auge auf den zugrundeliegenden Börsenpreis haben. Um im Falle eines langanhaltenden Anstiegs des Preisniveaus am Großhandelsmarkt rasch einen Wechsel zu einem klassischen Produkt vornehmen zu können, sollte bei den dynamischen Produkten besonders auf eine etwaige Bindefrist geachtet werden. Im besten Fall werden Kund:innen über automatisierte Meldungen (z.B. via SMS oder App-Benachrichtigung) vom Lieferanten verständigt, wenn Preisspitzen anstehen.

Um zu analysieren, wie ein Spotmarktprodukt 2022 abgeschnitten hätte, werden die Mittelwerte für Aufschläge (4,83 Cent/kWh exkl. USt) und Grundpauschalen (43,15 EUR/Jahr exkl. USt) der beiden Produkte unter der Annahme gebildet, diese wären im gleichen Ausmaß nicht nur für November und Dezember 2022, sondern für das gesamte Jahr 2022 gültig gewesen. Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch und einem typischen viertelstündlichen Lastprofil mit Spitzenverbrauch am Abend hätte sich dementsprechend bezüglich der Stromkostenkomponenten für das Jahr 2022 folgendes Bild ergeben: Der Energiepreis exkl. USt. mit 1.130,92 EUR setzt sich aus dem börsenpreis- und verbrauchsabhängigen Arbeitspreis in Höhe von 918,83 EUR, einem gemittelten Aufschlag beider Produkte von 4,83 Cent/kWh und dem Mittelwert der Grundpauschalen beider Produkte mit 43,15 EUR/Jahr zusammen. Diese Kostenkomponenten sind beispielhaft für einen Tag in Abbildung 16 ersichtlich. Der Energiepreis exkl. USt., der sich für das gewichtete Mittel über die Standardprodukte der angestammten Anbieter in Österreich für 2022 ergeben hätte, kommt mit rund 450 EUR deutlich unter jenem des gemittelten Spotmarktproduktes zu liegen.

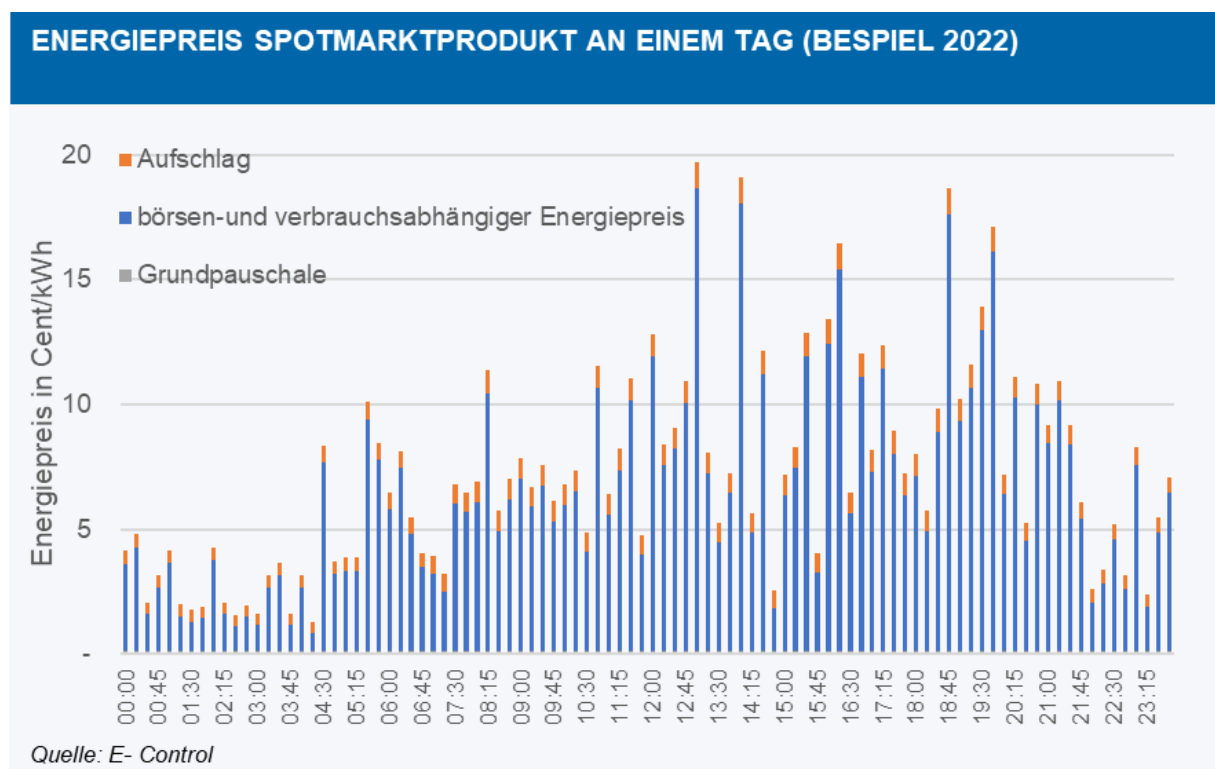


Abbildung 16: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX Spot Day-Ahead und des typischen Verbrauchsprofils eines Haushaltes (3.500 kWh/a) am 1.12.2022

Momentan (Stand: Juni 2023) liegen die Aufschläge (exkl. USt) der Spotmarktprodukte zwischen 1,20 Cent/kWh bis 4,99 Cent/kWh. Für einen typischen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch ergibt sich ein Gesamtaufschlag zwischen 2,61 Cent/kWh und 7,04 Cent/kWh (exkl. USt), der sich aus der Grundpauschale und dem Aufschlag errechnet (Tabelle 6).

LIEFERANT/ MARKE	SPOTMARKT- PRODUKT	GRUND- GEBÜHR [EUR/Jahr] (inkl.USt)	NETTO GRUND- GEBÜHR [EUR/Jahr]	AUF- SCHLAG [Cent/kWh] (inkl. USt)	NETTO AUF- SCHLAG [Cent/kWh]	GESAMT- AUF- SCHLAG [Cent/kWh] (inkl.USt)	NETTO GESAMT- AUF- SCHLAG* [Cent/kWh]
E1 Erste Energie	E1-Tarif Floater Smart XI	86,26	71,88	5,68	4,73	8,14	6,78
E-WERK GÖS- TING	Franz Market	86,26	71,88	5,99	4,99	8,45	7,04
smartENERGY	smartCON- TROL	59,88	49,90	1,44	1,20	3,15	2,63
Spotty Streaming Energy	Spotty Direkt	34,56	28,80	2,15	1,79	3,13	2,61

*Gesamtaufschlag für einen typischen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch

Tabelle 6: Übersicht der Spotmarktprodukte für Haushaltskund:innen in Österreich, Preise laut Lieferanteneingabe in den Tarifkalkulator, Stand 29. Juni 2023

In der österreichischen Strom-Produktlandschaft bilden die Spotmarktprodukte immer noch eine relativ neuartige Produktgruppe. Da hierbei die Energiekosten zum einen von zukünftigen Börsenpreisen und zum anderen auch von dem künftigen Verbrauchsverhalten der Haushalte abhängen, kann keine Voraussage über den exakten Energiepreis getroffen werden. Der direkte Vergleich mit den klassischen Produkten im Tarifkalkulator anhand der voraussichtlichen Gesamtkosten ist daher nicht zielführend. Jedoch können die verschiedenen Spotmarktprodukte untereinander, anhand der zusätzlichen Preiskomponenten – wie der Grundpauschale und dem Aufschlag – verglichen werden. Ein solcher Vergleich ist im Tarifkalkulator unter der „Kategorie“ „Spotmarkt/Verbrauch“ zu finden.

8 Ausblick und neue Anforderungen

Auch im Jahr 2022 sind die entscheidenden Themen im Stromsystem die Umsetzung des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets (EAG Pakets), des europäischen Clean Energy Package (CEP) sowie die dringende Neugestaltung des EIWOG 2010 mit dem Hauptziel der weitreichenden Marktintegration von erneuerbarer Erzeugung. Dadurch ist die Digitalisierung des gesamten Energiesystems von höchster Priorität. Einer der Schwerpunkte dabei sind die Smart Meter-Daten. Die E-Control hat zu diesen Themen ihre Positionen in Form einer Smart Meter-Strategie erarbeitet, an die relevanten Stakeholder übermittelt und mit diesen ausführlich diskutiert. In Abbildung 17 sind die erforderlichen Aktionsfelder im gesetzlichen Regelwerk bezüglich Smart Meter und Smart Meter-Daten zusammengefasst. Die Umsetzung dieser Punkte stellt eine Voraussetzung für die Weiterentwicklung des Stromsystems und der damit einhergehenden Erfüllung der Klimaziele dar.

<p>Datenmessung u. Erfassung</p> <p>Auslesung und Übermittlung von Smart Meter-Daten (viertelstündl. Auflösung) in beiden Energieflussrichtungen Mindestanforderung: Erfassung der max. mtl. Leistungswerte</p>	<p>Datenübermittlung</p> <p>Tägliche Übermittlung der Smart Meter-Daten von Netzbetreibern an Marktteilnehmer (Web-Portale der Netzbetreiber und EDA Datenaustausch) Anforderungen zur Datenqualität</p>	<p>Abrechnung u. Ausgleichsenergie</p> <p>Kalendermonatliche Abrechnung nach tatsächlichen Werten für alle Netzbenutzer mit Smart Meter und Ausgleichsenergie nach tatsächlichen Lastprofilen</p>
<p>Opt-Out-Option Anpassung</p> <p>Einschränkung auf Netzbenutzer ohne bestimmte Anwendungen Option 1: mit Leistungsbegrenzung Option 2: Speichertife auf 15 Monate verlängern, monatlicher Leistungsmaximum ermitteln.</p>	<p>Smart Meter kommunikativ</p> <p>Aktivierung der vollen Funktionalität eines Smart Meters unmittelbar oder innerhalb einer festgelegten Frist von maximal einem Monat nach der Installation</p>	<p>Zustimmungserklärung</p> <p>Elektronische und einheitliche Zustimmungserklärung für die Auslesung von Smart Meter-Daten und ihre Übermittlung an berechnigte Marktteilnehmer</p>
<p>Erweiterung der Einführungspflicht</p> <p>Smart Meter-Einführungspflicht auch für Zählpunkte mit Lastprofilzählern</p>	<p>Funktionalitäten</p> <p>Smart Meter mit Wandlermessungen ohne Abschaltfunktion und Leistungsbegrenzung</p>	<p>Web-Portale</p> <p>Anpassungen, Vereinheitlichung und Einhaltung von Mindestanforderungen, z. B. Usability-Kriterien, Datenzugriff (auch über Programmierschnittstellen)</p>
<p>Datenverwendung VNB</p> <p>Zielgerichtete Verwendung der Smart-Meter-Daten durch Netzbetreiber für netzrelevante Aktivitäten</p>	<p>Datenzugang für Dritte</p> <p>Funktionierender niederschwelliger Zugang zum energiewirtschaftlichen Datenaustausch (EDA) Vereinheitlichung der Freigabe</p>	<p>Kundenschnittstelle</p> <p>Niederschwelliger Zugang des Netzbenutzers und berechtigter Dritter zu den Smart Meter-Daten über die Kundenschnittstelle am Smart Meter</p>

Abbildung 17: Anforderungen an den gesetzlichen Rahmen - Smart Meter-Aktionsfelder

Mit dem „Aktionsplan Netzanschluss“²⁹ verfolgt die E-Control das Ziel, die rasche Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele zu unterstützen. Um den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in Österreich zu beschleunigen, sind im Aktionsplan eine Reihe an Maßnahmen vorgesehen, die den Netzanschluss von Kundenanlagen rasch ermöglichen. Die Smart Meter spielen dabei eine wichtige Rolle, da sie die Verbrauchs- bzw. Bezugs- und Einspeiseenergiewerte in einer viertelstündlichen Auflösung messen, die für die Planung der Stromerzeugungsanlage notwendig sind. Andererseits benötigen die Netzbetreiber diese Energiewerte für die Planung sowie den Betrieb der Verteilernetze. Die „Fast-Echtzeitdaten“ können über die Smart Meter-Kommunikationsschnittstelle direkt an die Netzbutzer:innen übermittelt und z.B. für das Energiemanagement der Kundenanlage verwendet werden.

Die Smart Meter-Kundenwebportale (Webportale) der Netzbetreiber enthalten wichtige Informationen für die Netzbutzer:innen und können bei der Energieeinsparung eine wesentliche Rolle spielen. Sie unterscheiden sich sehr stark voneinander. Je größer der Netzbetreiber ist, desto mehr Funktionalitäten bietet das Webportal, auch in den Funktionalitäten, die über die DAVID-VO hinausgehen. Um insbesondere Kund:innen von kleineren Netzbetreibern die gleichen Möglichkeiten zu bieten, wäre es empfehlenswert, die Synergiepotenziale zumindest bei den kleineren Netzbetreibern zu nutzen und für sie beispielsweise ein zentrales Webportal anzubieten. Solche Beispiele gibt es bereits international, wie dies der Fall in Flandern ist. In der Flämischen Region bedienen sich alle Netzbetreiber der Betreibergesellschaft Flavius, die u.a. die Services für die Netzbetreiber bereitstellt. So haben Kund:innen von verschiedenen Netzbetreibern einen Ansprechpartner und ein einheitliches Webportal³⁰.

Die Smart Meter Erhebung hat gezeigt, dass im Jahr 2022 lediglich einige wenige Netzbetreiber Dienstleistungen für ihre Kund:innen anbieten, die über die Anforderungen in der DAVID-VO hinausgehen. Beispielsweise bieten die Wiener Netze GmbH ihren Kund:innen die Möglichkeit an, über eine API-Schnittstelle ihre Daten vom Webportal direkt in die eigenen Anwendungen zu integrieren. Im Webportal können auch Benachrichtigungswünsche definiert werden, sodass Kund:innen Nachrichten erhalten, wenn der Verbrauch eine individuell festgelegte Grenze übersteigt. Die Kund:innen der Netz Oberösterreich GmbH können über eine App zu Informationen und Anwendungen des Webportals gelangen. Die Salzburg Netz GmbH bietet SMS-Services an. Digitale Kundenservices, insbesondere in Verbindung mit Smart Metern, haben ein großes Entwicklungspotential, das vorangetrieben werden sollte. Die zehn Forderungen der E-Control an die Strom- und Gasunternehmen betreffend Maßnahmen zum besseren Schutz der Kund:innen, die im Februar 2023 veröffentlicht wurden, enthalten auch Forderungen an die Stromnetzbetreiber. Niederschwellige digitale Lösungen, vor allem wenn es darum geht, den eigenen

²⁹https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/studien#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_o0SuC7xWbCZf_

³⁰ <https://www.vreg.be/en/management-distribution-networks>; <https://www.fluvius.be/nl/veelgestelde-vragen/mijn-fluvius> (08.08.2023)

Verbrauch oder die Erzeugung zu monitoren, sowie die Energieeffizienz durch Information über geeignete Maßnahmen zu erhöhen, gewinnen immer mehr an Bedeutung.

Mit dem erwarteten Abschluss des Roll-Outs Ende 2024, wird das Monitoring der Smart Meter-Einführung in Österreich abgeschlossen. Darauffolgend soll der Fokus auf die Pflichten der Verteilernetzbetreiber, insbesondere bezüglich des Betriebes sowie dem Datenmanagement und der -qualität für die Endkund:innen und Marktteilnehmer (inkl. dazugehöriger Webplattformen,) gesetzt werden. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die aktuellen gesetzlichen Vorgaben, beispielweise jene betreffend Kommunikationsschnittstelle, Webportal und Marktprozesse, eingehalten werden.

Die Forschungsarbeiten, Pilotprojekte und der Einsatz von neuen bzw. alternativen Technologien auf dem Gebiet der Informations- und Telekommunikationsinfrastruktur sowie des Zählersystems, Smart Meter der 2. und 3. Generation, müssen vorangetrieben werden. Hier sollen weitere Funktionalitäten von Smart Metern untersucht und evaluiert werden, sodass sie rechtzeitig in den Rechtsrahmen eingebunden werden können.

Die schnelle Entwicklung neuer drahtloser Technologien weltweit für die IoT-Kommunikation hat einen großen Einfluss auf den europäischen Markt für Smart Meter-Systeme. Drahtlose Technologien haben wichtige Vorteile im Vergleich zu PLC-Technologien, welche die erste Welle der Einführung intelligenter Stromnetze in Europa dominierten. Beispielsweise werden in den Niederlanden bereits seit 2014 die Smart Meter-Daten in der „ersten Meile“ ausschließlich via GPRS, CDMA oder LTE, also (Mobil-)Funktechnologien übertragen. Die PLC-Technologie wird seitdem nicht mehr eingesetzt³¹. Unterstützt durch massive Investitionen in Forschung und Entwicklung bei der Mobilfunkindustrie, gewinnen die 3GPP³²-basierte LPWA-Technologien wie NB-IoT und LTE-M in der Energiebranche rasch an Bedeutung. Mehrere größere Einsätze dieser Technologien in den Benelux-Ländern, den nordischen Ländern und dem Baltikum sind jetzt entweder in Gange oder stehen kurz vor dem Beginn. Den Prognosen zufolge wird zwischen 2021 und 2027 die 3GPP-basierte LPWA-Technologie die am schnellsten wachsende Technologiegruppe für die Datenübermittlung in den Smart Meter-Systemen. Derzeit haben in der EU die verschiedenen Formen von PLC den größten Anteil in Bezug auf die installierte Smart Meter-Basis. Dennoch wird erwartet, dass der Anteil der rein drahtlosen Kommunikationsoptionen an den jährlichen Auslieferungen von 32% im Jahr 2021 auf 57% im Jahr 2027 steigen wird³³.

³¹ "Smart metering in the Netherlands: what, how, and why", Pol Van Aubel, Erik Poll; <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061518335142>

³² 3GPP (3rd Generation Partnership Project) ist eine weltweite Kooperation von Standardisierungsgremien für die Standardisierung im Mobilfunk; konkret für UMTS, GSM, LTE und 5G/NR. Die 3GPP wurde am 4. Dezember 1998 von fünf Organizational Partners gegründet.

³³ Smart Metering in Europe, 17th Edition, Berg Insight AB, Executive Summary, <https://www.berginsight.com/smart-metering-in-europe>

In den nordischen Ländern Europas wurden für die Marktkommunikation die zentralen Datahubs bereits implementiert, ausgenommen in Schweden, wo das allerdings bereits geplant ist. Der Unterschied zum österreichischen Marktkommunikationsmodell über EDA-Plattform und Wechselplattform liegt darin, dass hier die Daten auch zentral gespeichert werden. Der norwegische Elhub, der seit 2019 in Betrieb ist, empfängt täglich 70 Millionen Messwerte von 3,2 Millionen aktiven Zählpunkten. Im Jahr 2020 verwaltete Elhub 755 000 Lieferantenwechsel, etwas 585.000 Neuanmeldungen und 74 Millionen Marktprozesse zwischen Marktteilnehmern³⁴, darunter auch 129 Verteilernetzbetreiber. In Dänemark ist der Datahub seit 2013 mit 99,9% Verfügbarkeit in Betrieb³⁵. Hier werden die Daten von 3,3 Millionen Zählpunkten von etwa 78 Netzbetreibern verschickt, gespeichert und an die relevanten Marktteilnehmer weiterverteilt. Energinet, der dänische Übertragungsnetzbetreiber, der Datahub-Betreiber ist, veröffentlicht jährlich den Bericht „DataHub Market Report“ und liefert somit wichtige statistische Daten für den gesamten Elektrizitätsmarkt. Für die Anpassung der gesetzlichen Vorgaben, den Einsatz von Smart Metern und die notwendigen IKT-Systeme, können aus den internationalen Erfahrungen wertvolle Lehren gezogen werden.

Hier sind alle Stakeholder aufgerufen, ihren Beitrag zu leisten, um das Gelingen der Energiesystemwende voranzutreiben.

³⁴ Implementation of data hubs in the Nordic countries, Status Report, NordReg (Nordic Energy Regulators), Dec. 2021; <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2021/12/6.1-NordREG-Status-report-on-data-hubs-2021.pdf>

³⁵ <https://energinet.dk/media/ebuf4dx2/introduktion-til-datahub-og-engrosmodellen.pdf>

9 Begriffe und Verzeichnisse

Begriffe

Im vorliegenden Bericht wurden mehrere Begriffe genutzt die Synonyme sind oder ungefähr die gleiche Gruppe umfassen, von jenen die den Strom verbrauchen bzw. aus dem Netz entnehmen und/oder den Strom erzeugen bzw. in das öffentliche Netz einspeisen. Bei ihrer Verwendung wurde darauf geachtet, auch richtig auf die Rollen und ihren Kontext zu referenzieren. Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass im aktuell geltenden Gesetz - EIWOG 2010 – sowie in den IME-VO und IMA-VO im Zusammenhang mit Smart Metern der Begriff „Endverbraucher“ verwendet wird, der angesichts der Strommarkt- und Stromsystementwicklung überholt ist, da die Anzahl von jenen, insbesondere Haushalte und Gewerbe, die sowohl verbrauchen als auch erzeugen in den letzten Jahren stark zugenommen hat. Daher werden im Smart Meter Monitoring Bericht 2023 die folgenden Begriffe nach betroffenen Themenbereichen verwendet:

- „Endkund:innen“ statt „Endverbraucher“, bei den Themen, die gesetzlichen Rahmenbedingungen und den Markt betreffen,
- „Konsument:innen“ bei den europäischen Themen, insbesondere wenn die Stärkung der Konsumentenrollen angesprochen wird,
- „Netzbenutzer:innen“ bei den technischen Themen im Zusammenhang mit Netzanschluss und Messeinrichtungen sowie,
- „Kund:innen“ bzw. „Netzkund:innen“ wenn auf die Serviceleistungen der Netzbetreiber referenziert wird.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Anteile und der Anzahl der Zählpunkte mit installierten Smart Metern bzw. Planung (nach gemeldeten Roll-Out-Projekten in Österreich), Stand Ende 2022.....	7
Abbildung 2: Tatsächlicher Smart Meter-Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern, Stand Ende 2022	17
Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out	18
Abbildung 4: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016 bis 2021 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022).....	20
Abbildung 5: Bisherige Projektdauer anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der Jahre seit Beginn der Ausrollung mit Stand Ende 2022.....	21
Abbildung 6: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch	22
Abbildung 7: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kund:innen	23
Abbildung 8: Entwicklung der Aufteilung der installierten Smart Meter nach Zählerkonfiguration.....	27
Abbildung 9: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät, Stand Ende 2022	28
Abbildung 10: Anzahl der bei einer Energiegemeinschaft registrierten Zählpunkten nach Netzbereichen, Stand Ende 2022	34
Abbildung 11: Datenverwendung in Prozent der Verteilernetzbetreiber, Stand Ende 2022	36
Abbildung 12: Austausch von Smart Meter-Daten zwischen verschiedenen Marktakteuren	41
Abbildung 13: Smart Meter-Anfragen und Beschwerden an die Beratungsstelle im Erhebungsjahr 2022	45
Abbildung 14: Streitschlichtungsanträge zum Thema Smart Meter im Erhebungsjahr 2022	45
Abbildung 15: Anzahl an Neukundenprodukten nach Preismodell im Tarifkalkulator.....	48
Abbildung 16: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX Spot Day-Ahead und des typischen Verbrauchsprofils eines Haushaltes (3.500 kWh/a) am 1.12.2022	50
Abbildung 17: Anforderungen an den gesetzlichen Rahmen - Smart Meter-Aktionsfelder	52

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) und Zähler auf Netzebenen 6 und 7, Stand Ende 2022.....	15
Tabelle 2: Übersicht der installierten und auf Lager befindlichen bzw. bestellten Zähler, Stand jeweils Ende Dezember	16
Tabelle 3: Gründe für die Nicht-Installation von Smart Metern, Stand Ende 2022	19
Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2022 und Vergleich 2021, Stand Ende 2022	26
Tabelle 5: Problemfelder, ihre Ursachen und Lösungswege in der Smart Meter-Datenqualität.....	43
Tabelle 6: Übersicht der Spotmarktprodukte für Haushaltskund:innen in Österreich, Preise laut Lieferanteneingabe in den Tarifkalkulator, Stand 29. Juni 2023	51

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
3GPP	3rd Generation Partnership Project
GSM	Global System for Mobile Communications (Narrowband Cellular Standards)
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
(NB-) IoT	(Narrow Band) Internet of Things
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung
IME	Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (Opt-In)
IMN	Intelligente Messgeräte non-konform
IMS	Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
LAN	Local Area Network
LPWA(N)	Low Power Wide Area (Network)
LoRa	Long Range (Wide Area)
LTE-M	Long-Term Evolution-Machine (Type of LPWA)
LWL	Lichtwellenleiter (Glasfaser)
MDMS	Meter Data Management System
PKI	Public-Key-Infrastruktur
PLC	Power Line Communication
RL	Richtlinie
SoMa	Sonstige Marktregeln
ToU	Time-of-Use
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber

10 ANHANG Tabelle

Zielerreichung IME-VO der Verteilernetzbetreiber 2022 gruppiert nach Netzbereichen³⁶

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Burgenland		2.126	42	224.370	2.579	229.117	97,93%	99,05%
	Energie Güssing GmbH	1.294	42	1.757	876	3.969	44,27%	66,34%
	Netz Burgenland GmbH	832	-	222.613	1.703	225.148	98,87%	99,63%
Graz		55.549	1.178	139.270	-	195.997	71,06%	71,06%
	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	55.549	1.178	139.270	-	195.997	71,06%	71,06%
Innsbruck		54.308	-	63.654	-	117.962	53,96%	53,96%
	Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft	54.308	-	63.654	-	117.962	53,96%	53,96%
Kärnten		67.654	3.971	238.504	15.854	325.983	73,16%	67.654
	AAE Wasserkraft GmbH	581	2	92	-	675	13,63%	581
	KNG-Kärnten Netz GmbH	67.001	3.969	238.412	15.851	325.233	73,30%	67.001
	Kraut E-Werk KG	72	-	-	3	75	0,00%	72
Klagenfurt		18.011	138	62.436	7.058	87.643	71,24%	18.011

³⁶ In dieser Tabelle sind auch jene Netzbetreiber gem § 1 Abs 1a IME-VO angeführt, die das Ausrollungsziel von 40 % bis Ende 2022 nicht erreicht haben.

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Energie Klagenfurt GmbH	18.011	138	62.436	7.058	87.643	71,24%	18.011
Kleinwalsertal		13	-	3.921	-	3.934	99,67%	99,67%
	Energieversorgung Kleinwalsertal Gesell- schaft mit beschränkter Haftung	13	-	3.921	-	3.934	99,67%	99,67%
Linz		54.586	1.411	252.541	10.411	318.949	79,18%	82,44%
	Ebner Strom GmbH	2.822	86	3.833	1.435	8.176	46,88%	64,43%
	Elektrizitätswerk Clam Carl-Philip Clam- Martinic e.U.	225	2	741	14	982	75,46%	76,88%
	Elektrizitätswerk Perg GmbH	2.900	55	3.200	1.400	7.555	42,36%	60,89%
	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KG	68	-	-	-	68	0,00%	0,00%
	LINZ NETZ GmbH	48.571	1.268	244.767	7.562	302.168	81,00%	83,51%
Niederösterreich		22.212	6.242	487.350	412.318	928.122	52,51%	96,93%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	-	-	307	-	307	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	1.040	-	1.941	-	2.981	65,11%	65,11%
	E-Werk Schwaighofer GmbH	419	33	358	4	814	43,98%	44,47%
	Forstverwaltung Seehof GmbH	34	2	-	-	36	0,00%	0,00%
	Heinrich Polsterer & Mitgeschafterer Ge- snbR	9	-	77	-	86	89,53%	89,53%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Ge- meinde Opponitz	1	-	437	-	438	99,77%	99,77%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Marktge- meinde Göstling an der Ybbs	1.111	-	-	114	1.225	0,00%	9,31%
	Licht- und Kraftvertrieb Hollenstein/Ybbs	566	-	586	-	1.152	50,87%	50,87%
	Netz Niederösterreich GmbH	16.160	6.180	467.124	411.907	901.371	51,82%	97,52%
	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	-	-	768	-	768	100,00%	100,00%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	2.064	-	943	293	3.300	28,58%	37,45%
	Stadtwerke Amstetten	799	-	10.976	-	11.775	93,21%	93,21%
	wüsterstrom E-Werk GmbH	9	27	3.833	-	3.869	99,07%	99,07%
Oberösterreich		8.209	293	785.328	9.101	802.931	97,81%	98,94%
	Drack Bernhard	9	-	108	-	117	92,31%	92,31%
	Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	2.188	-	24.842	-	27.030	91,91%	91,91%
	Energieversorgungs GmbH	1	-	202	-	203	99,51%	99,51%
	EVU Gerald Mathe e.U.	270	-	88	-	358	24,58%	24,58%
	E-Werk Altenfelden GmbH	-	-	156	-	156	100,00%	100,00%
	E-Werk Dietrichschlag eGen	4	-	57	-	61	93,44%	93,44%
	eww AG	-	262	53.637	2.209	56.108	95,60%	99,53%
	K. u. F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG.	10	-	3.164	-	3.174	99,68%	99,68%
	KARLSTROM e.U.	106	-	953	-	1.059	89,99%	89,99%
	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	-	-	5.735	-	5.735	100,00%	100,00%
	Mayr Siegfried Gernot Ing.	94	-	172	-	266	64,66%	64,66%
	Netz Oberösterreich GmbH	3.834	-	693.920	6.892	704.646	98,48%	99,46%
	Revertera Dominik Peter Benedikt Nikol	-	-	475	-	475	100,00%	100,00%
	Schwarz, Wagendorffer & Co, Elektrizi- tätswerk GmbH	1.693	31	1.819	-	3.543	51,34%	51,34%
Salzburg		242.437	8.879	209.911	1.008	462.235	45,41%	45,63%
	Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesell- schaft m.b.H.	3.024	157	2.135	50	5.366	39,79%	40,72%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen	472	15	703	101	1.291	54,45%	62,28%
	Salzburg Netz GmbH	238.941	8.707	207.073	857	455.578	45,45%	45,64%
Steiermark		373.675	6.966	405.155	6.406	792.202	51,14%	51,95%
	Bad Gleichenberg Energie GmbH							
	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen	-	-	348	-	348	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerk Fernitz, Ing. Franz Purkarthofer GmbH & Co KG.	4.588	49	5.607	-	10.244	54,73%	54,73%
	Elektrizitätswerk Gröbming KG.	5.005	-	2.085	-	7.090	29,41%	29,41%
	Elektrizitätswerk Mariahof GmbH	3.666	29	399	309	4.403	9,06%	16,08%
	Elektrizitätswerk Müritzsteg	430	-	-	-	430	0,00%	0,00%
	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	4	41	2.369	-	2.414	98,14%	98,14%
	Elektrowerk Schöder GmbH	732	-	2.011	60	2.803	71,74%	73,89%
	Energienetze Steiermark GmbH	235.786	5.773	262.617	1.320	505.496	51,95%	52,21%
	Energieversorgungsunternehmen der Florian Lugitsch Gruppe GmbH	2.234	-	2.359	328	4.921	47,94%	54,60%
	ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH	1.388	-	2.477	80	3.945	62,79%	64,82%
	EVU der Marktgemeinde Niklasdorf	1.720	-	517	86	2.323	22,26%	25,96%
	EVU der Stadtgemeinde Mureck	-	-	1.768	-	1.768	100,00%	100,00%
	E-Werk Andreas Braunstein	362	-	-	-	362	0,00%	0,00%
	E-Werk Ebner GesmbH	8.000	-	-	-	8.000	0,00%	0,00%
	E-Werk Gleinstätten GmbH	1.133	5	35	-	1.173	2,98%	2,98%
	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	8.329	-	19.098	2.188	29.615	64,49%	71,88%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	E-Werk Sigl GmbH & Co KG							
	E-Werk Stubenberg eGen	702	-	427	-	1.129	37,82%	37,82%
	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	549	-	1.155	5	1.709	67,58%	67,88%
	Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	32.530	650	20.632	184	53.996	38,21%	38,55%
	Gertraud Schafner GmbH	1.500	-	-	-	1.500	0,00%	0,00%
	Ing.Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. "E-Werk Piwetz"	341	6	319	-	666	47,90%	47,90%
	Joh. Pengg Holding Gesellschaft m.b.H.	14	-	-	4	18	0,00%	22,22%
	Klausbauer Wasser Kraft GesmbH. & Co KG	105	-	-	-	105	0,00%	0,00%
	Mag. Julius Engelbert Tassotti	161	-	81	-	242	33,47%	33,47%
	Marktgemeinde Eibiswald - EVU	1.110	30	281	1	1.422	19,76%	19,83%
	Marktgemeinde Neumarkt Versorgungs- betriebsgesellschaft m.b.H.	2.273	-	1.554	5	3.832	40,55%	40,68%
	MGD UNZMARKT-FRAUENBURG E- WERK	891	-	30	5	926	3,24%	3,78%
	Murauer Stadtwerke Gesellschaft m.b.H.	2.720	24	920	-	3.664	25,11%	25,11%
	P.K. Energieversorgungs-GmbH	2.399	87	3.391	304	6.181	54,86%	59,78%
	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	1.943	-	1.985	-	3.928	50,53%	50,53%
	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	6.320	-	10.353	-	16.673	62,09%	62,09%
	Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	4.355	-	2.990	25	7.370	40,57%	40,91%
	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs GmbH	3.985	106	2.868	-	6.959	41,21%	41,21%
	Stadtwerke Judenburg Aktiengesellschaft	8.277	-	12.224	-	20.501	59,63%	59,63%
	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	10.589	-	7.823	300	18.712	41,81%	43,41%
	Stadtwerke Köflach GmbH	3.903	51	7.017	15	10.986	63,87%	64,01%
	Stadtwerke Mürzzuschlag Gesellschaft m.b.H.	3.543	62	6.594	-	10.199	64,65%	64,65%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.	127	20	7.114	924	8.185	86,92%	98,20%
	Stadtwerke Voitsberg GmbH	6.215	-	4.566	-	10.781	42,35%	42,35%
	STGD Kindberg E-Werk Nebenbetriebe	5.730	33	8.493	263	14.519	58,50%	60,31%
Tirol		168.548	252	208.745	4.317	381.862	54,67%	55,80%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH (Tirol)	-	-	451	-	451	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	410	-	165	-	575	28,70%	28,70%
	Elektrizitätswerk Prantl Gesellschaft m.b.H. & Co KG	193	-	3.257	-	3.450	94,41%	94,41%
	Elektrizitätswerk Schattwald e.U.	555	-	1.012	11	1.578	64,13%	64,83%
	Elektrizitätswerk Winkler GmbH	191	-	270	-	461	58,57%	58,57%
	Elektrizitätswerke Reutte AG	11.390	19	7.860	-	19.269	40,79%	40,79%
	Elektrogenossenschaft Weerberg, re- gistrierte Genossenschaft mit beschränk- ter Haftung	542	-	385	-	927	41,53%	41,53%
	Elektrowerk Assling, registrierte Genos- senschaft mit beschränkter Haftung	351	-	485	-	836	58,01%	58,01%
	Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten i. Def. registrierte Genossenschaft mit be- schränkter Haftung	152	6	288	-	446	64,57%	64,57%
	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	620	213	1.453	14	2.300	63,17%	63,78%
	E-Werk Stadler GmbH	617	-	841	-	1.458	57,68%	57,68%
	Gemeinde Kematen	1.043	14	768	-	1.825	42,08%	42,08%
	HALLAG Kommunal GmbH	6	-	19.930	-	19.936	99,97%	99,97%
	Kommunalbetriebe Hopfgarten GmbH	1.293	-	2.056	-	3.349	61,39%	61,39%
	Kommunalbetriebe Rinn GmbH.	569	-	500	-	1.069	46,77%	46,77%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Kraftwerk Haim K.G.	3.512	-	4.668	-	8.180	57,07%	57,07%
	Kraftwerk Reinisch GmbH	68	-	17	-	85	20,00%	20,00%
	Plövnner Schmiede Betriebs GmbH	4	-	-	-	4	0,00%	0,00%
	Stadtwerke Imst	2.093	-	5.340	-	7.433	71,84%	71,84%
	Stadtwerke Kitzbühel e.U.	3.490	-	5.860	-	9.350	62,67%	62,67%
	Stadtwerke Kufstein GmbH	9.085	-	7.454	-	16.539	45,07%	45,07%
	Stadtwerke Schwaz GmbH	6.446	-	8.945	-	15.391	58,12%	58,12%
	Stadtwerke Wörgl GmbH	4.515	-	5.455	-	9.970	54,71%	54,71%
	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	121.403	-	131.193	4.292	256.888	51,07%	52,74%
	Wasserkraft Sölden eGen	-	-	92	-	92	100,00%	100,00%
Vorarlberg		133.063	2.969	103.678	7.916	247.626	41,87%	45,07%
	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	5	-	-	-	5	0,00%	0,00%
	Elektrizitätswerke Frastanz Gesellschaft m.b.H.	2.651	-	2.148	246	5.045	42,58%	47,45%
	Getzner, Mutter & Cie. Gesellschaft m.b.H. & Co. KG	-	-	5	-	5	100,00%	100,00%
	Montafonerbahn Aktiengesellschaft	2.596	-	4.687	354	7.637	61,37%	66,01%
	Stadtwerke Feldkirch	66	-	22.821	-	22.887	99,71%	99,71%
Wien		783.226	34.085	760.030	11.225	1.588.566	47,84%	48,55%
	Wiener Netze GmbH	783.226	34.085	760.030	11.225	1.588.566	47,84%	48,55%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Gesamtergebnis		1.983.617	66.426	3.944.893	488.193	6.483.129	60,85%	68,38%