

BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2024
BERICHTSJAH R 2023

UNSERE ENERGIE ÖFFNET NEUE WEGE.



Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:

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

Rudolfplatz 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.

Vorstände E-Control

Konzeption & Design Deckblatt:

Reger & Zinn OG

Bericht: E-Control

© E-Control, 2024

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

Die Installation von Smart Metern ist der Grundstein der Digitalisierung im Verteilernetzbereich. Darauf basieren weitere Entwicklungen, wie die Integration von erneuerbarer Erzeugung in das System, die Nutzung von Flexibilitäten, die aktive Marktteilnahme von Konsument:innen, die verursachungsgerechte Abrechnung von Netz- und Ausgleichsenergiekosten sowie ein verlässlicher Netzbetrieb und Netzplanung, um hier nur die derzeit wichtigsten Aufgaben und davon betroffenen Bereiche der Stromwirtschaft anzuführen. **Die Ausstattung von 95% aller Netzbutzer:innen mit Smart Metern österreichweit bis Ende 2024 ist beim aktuellen Ausrollungsfortschritt so gut wie gesichert.** Damit wird das gesetzlich festgelegte Ziel für die Umsetzung dieses bisher größten IKT-Projekts bei den Netzbetreibern erreicht. Die Erhebungsdaten für das Berichtsjahr 2023 zeigen einen erreichten Ausrollungsgrad von über 85%.

Allerdings ist mit der Installation von Smart Metern und der Anbindung an die zentralen Systeme der Netzbetreiber, die Aufgabe eine Datenbasis für weitere Anwendungsbereiche des Elektrizitätsmarktes zu schaffen, bei weitem nicht erfüllt. Die mittels Smart Metern erhaltenen Daten müssen den Marktteilnehmern fristgerecht übermittelt werden, weil deren Geschäftstätigkeit davon essenziell abhängt. **Die Smart Meter-Daten müssen jedenfalls bestimmte Qualitätskriterien erfüllen, wie beispielsweise Vollständigkeit und Korrektheit, um zweckmäßig verwendet werden zu können.** Damit rücken das Datenmanagement und die Marktkommunikation in das Rampenlicht und bringen die Verteilernetzbetreiber vor herausfordernde Aufgaben und unter Zugzwang, auch hinsichtlich hoher Investitionen im IKT-Bereich. **Um die innovativen Entwicklungen und den notwendigen Fortschritt schon jetzt zu ermöglichen, muss dafür gesorgt werden, dass vor allem die Netzbetreiber ihre Rolle als „Enabler“ ausfüllen und dass in einem gemeinsamen Konsens die notwendigen Umsetzungsschritte in den nächsten Jahren erreicht werden.** Im Smart Meter-Bereich sind dies die Messung und Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten aller Netzbutzer:innen, die fristgerechte Übermittlung an relevante Marktteilnehmer, die rasche und einheitliche Umsetzung von notwendigen Marktprozessen und der Projektstart für Smart Meter der 2. Generation. Die Transformation des Energiesystems kann nur durch das gemeinsame Handeln aller Marktteilnehmer gelingen.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand E-Control

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstand E-Control

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	6
2 RAHMENBEDINGUNGEN.....	11
2.1 NATIONALER RECHTLICHER RAHMEN.....	11
2.2 ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTSGESETZES (ELWG) - ENTWURF.....	13
2.3 EU-RECHTLICHER RAHMEN	14
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN VERTEILERNETZBETREIBERN	16
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	17
4.1 ZÄHLPUNKTE, ZÄHLER UND AUSROLLUNGSGRAD	17
4.2 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIEN	22
4.3 PROJEKTDAUER UND PROJEKTFORTSCHRITT.....	23
4.4 INSTALLATION VON SMART METERN NACH KUNDENWUNSCH	24
5 ERFAHRUNGEN DER VERTEILERNETZBETREIBER	26
5.1 ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER-EINBAU.....	26
5.2 DATENÜBERTRAGUNG UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN.....	27
5.3 ANPASSUNGEN DER IT-SYSTEME.....	29
5.4 DATENSCHUTZ UND KONFIGURATIONSVARIANTEN VON SMART METERN.....	30
5.5 DATENVERFÜGBARKEIT UND -QUALITÄT	32
5.6 INFORMATIONEN AUF DEN SMART METER-KUNDENWEBPORTALEN.....	35
5.7 KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLE	38
5.8 ENERGIEGEMEINSCHAFTEN	40
5.9 NETZSITUATION	42
5.10 ENTWICKLUNGEN HINSICHTLICH ENERGIEVERBRAUCH	45
6 KOSTENENTWICKLUNG.....	46
6.1 BERÜCKSICHTIGUNG DES SMART METER ROLL-OUTS IM RAHMEN DER KOSTENERMITTLUNG.....	46
6.2 NEUGESTALTUNG DER NETZENTGELTE („TARIFE 2.1“)	46

7	ERFAHRUNGEN DER E-CONTROL	48
7.1	RECHNUNGSHOFBERICHT	48
7.2	SMART METER-DATEN	50
7.2.1	Rechtlicher Rahmen	51
7.2.2	Vom Smart Meter zu den Marktteilnehmern	52
7.2.3	Bildung und Einsatz von Ersatzwerten	56
7.2.4	Erfahrungen der Marktteilnehmern	57
7.3	BERATUNGSSTELLE DER E-CONTROL UND SCHLICHTUNGSSTELLE.....	58
7.3.1	Intelligente Messgeräte Datenmanagement	59
7.3.2	Intelligentes Messgerät auf Kundenwunsch.....	60
7.3.3	Ablehnung des intelligenten Messgeräts	60
7.3.4	Opt-Out.....	60
7.4	RECHTLICHE VERFAHREN.....	61
7.5	PREISVERGLEICHSTOOL UND STROMPREISENTWICKLUNG	62
7.5.1	Tarifkalkulator und Lastprofile der Endkund:innen.....	62
7.5.2	Produktangebote mit Smart Meter-Voraussetzung.....	63
8	INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN.....	67
9	AUSBLICK UND SMART METER 2.0.....	71
10	BEGRIFFE UND VERZEICHNISSE.....	80
11	ANHANG TABELLE	85

1 Zusammenfassung

Ausrollungsgrad

Mit Ende 2023 waren von insgesamt rund 6,64 Mio. betroffenen Zählpunkten¹ 5,66 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, wovon 5,48 Mio. auch kommunikativ² waren. Das entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 85,2% (Smart Meter gesamt) bzw. 82,45% (Smart Meter kommunikativ), siehe Abbildung 1.

Insgesamt 34 von 118 Verteilernetzbetreiber haben das Ausrollungsziel von 95% bereits erreicht, darunter auch kleinere und mittlere Netzbetreiber. Von den größeren Verteilernetzbetreibern hatten die Netz Burgenland GmbH, die Netz Oberösterreich GmbH und die Netz Niederösterreich GmbH das Ziel noch vor 2023 erreicht.

16 Netzbetreiber haben jedoch das Ziel von 2022 mit 40% Smart Meter Ende 2023 immer noch nicht erreicht. Laut ihren Berichten ist dies vor allem auf Einschränkungen durch die Covid-19-Pandemie, hohe Anforderungen hinsichtlich IT-Security und Komplikationen in der Software-Entwicklung zurückzuführen.

Die Ausrollungspläne wurden im Berichtsjahr 2023 im Schnitt übertroffen. Nach den eingereichten Plänen sollte bis Ende 2024 österreichweit ein Ausrollungsgrad von über 97% erreicht werden. Allerdings wurde bereits von einigen Netzbetreibern berichtet, dass wegen verschiedener organisatorischer und technischer Gründe die Installation von Smart Metern bei ca. zwei bis drei Prozenten der Zählpunkte nicht möglich ist. Zahlenmäßig traten bei Wiener Netze GmbH die meisten Fälle von Nicht-Installationen auf, vor allem wegen wiederholter Kundenabwesenheit vor Ort.

Die Anzahl der Ersuchen auf Installation eines Smart Meters hat sich im Vergleich zum Vorjahr verdoppelt und betrug Ende 2023 ca. 14.000. Von den insgesamt etwas mehr als 20.000 Ersuchen seit Beginn der Ausrollung wurden etwas weniger als 18.000 Smart Meter installiert. Es haben sich 109.868 Netzbewerber:innen (2,13%) für die Opt-Out-Variante der Smart Meter entschieden. Das bedeutet einen

¹ 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.

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.

leichten Rückgang gegenüber dem Vorjahr. Bei diesen Netzbenutzer:innen wurde ein digitaler Zähler (DZ) installiert.

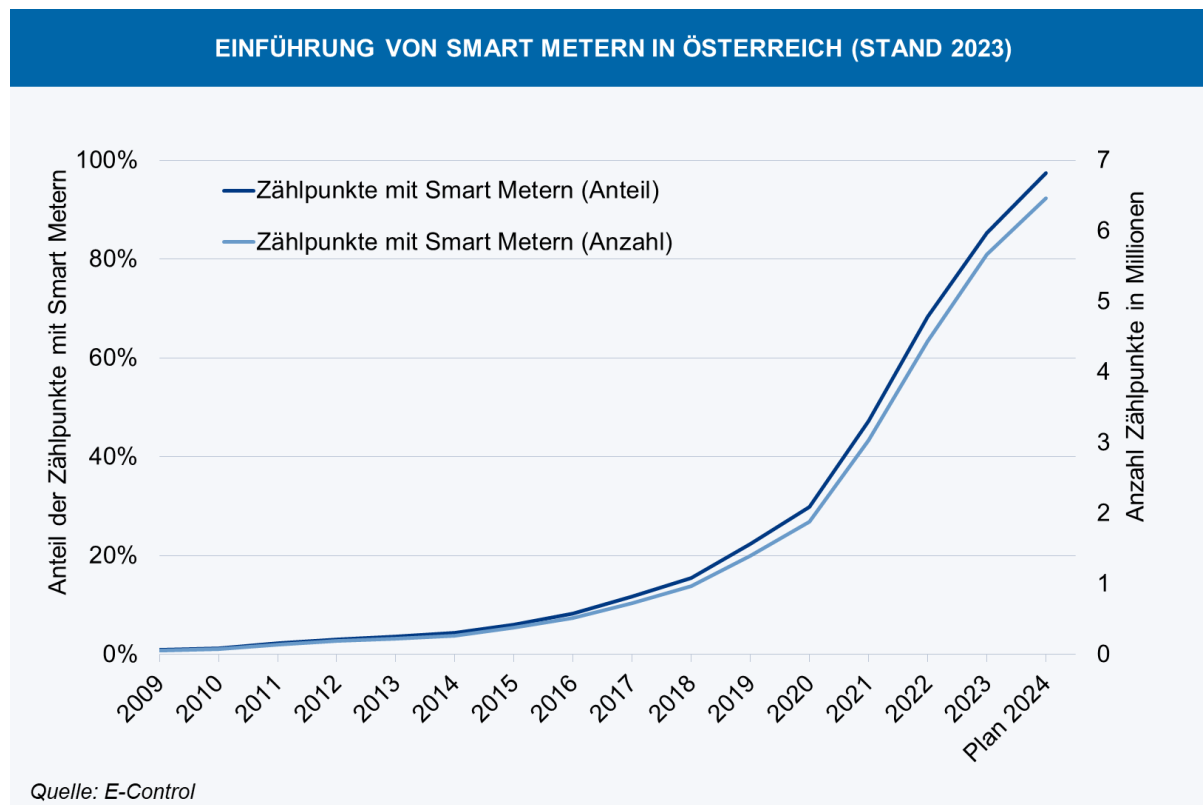


Abbildung 1: Entwicklung des Anteils und der Anzahl der Zählpunkte mit installierten Smart Metern gesamt bzw. Planung (nach gemeldeten Roll-Out-Projekten in Österreich, Stand Ende 2023).

Viertelstundenwerte auf Kundenwunsch („Opt-In“)

Bei etwa 600.000 installierten Smart Metern haben sich die Netzbenutzer:innen für eine Auslesung und Übertragung von Viertelstundenwerten an den Verteilernetzbetreiber und somit für die Opt-In Variante gegenüber dem Verteilernetzbetreiber entschieden; bezeichnet als „IME (Opt-In VNB)“ Variante. Dies entspricht ungefähr 11,6% aller Smart Meter und verzeichnet eine Zunahme gegenüber dem Vorjahr. Insgesamt haben sich die Netzbenutzer:innen bei 428.000 IME-Zählern für ein zusätzliches Opt-In gegenüber ihren Lieferanten ausgesprochen, davon sind 28.000 Zähler bei Teilnehmern einer gemeinschaftlichen Energieerzeugung zu finden. Gerade bei diesen Netzbenutzer:innen ist es extrem wichtig, dass die Daten fristgerecht und vollständig bei ihren Vertragspartnern ankommen, z.B. zu den Lieferanten, den Betreibern der Energiegemeinschaften, da sie für die Abrechnung unabdingbar sind. Wenn die Daten aus technischen Gründen nicht fristgerecht und vollständig in den zentralen Systemen ankommen, werden Ersatzwerte gebildet. Die Regelungen zur Ersatzwertbildung sowie Entstörfristen wurden in den „Technischen Dokumentationen“ festgelegt und sind bis Anfang Oktober 2024 einheitlich bei allen Verteilernetzbetreibern umzusetzen.

Datenqualität und -verfügbarkeit

Die erhobenen Angaben der Netzbetreiber zeigen, dass die gemessenen Energiewerte aus den Smart Metern bei insgesamt 43 Netzbetreibern mit einer Datenverfügbarkeit von ca. 90% fristgerecht ankommen, also innerhalb von 12 Stunden. Im gewichteten Durchschnitt liegt die Verfügbarkeit innerhalb dieses Zeitfensters bei 86,5% (Vorjahr 85%). Spätestens nach 24 Stunden steigt die Verfügbarkeit auf 96,3%. Auffallend ist, dass bei allen Netzbetreibern ein geringer Datenanteil auch nach 15, oder mehreren Tagen im System nicht aufrufbar ist. Absolut sind es ca. 90.000 Zähler, die teilweise vor Ort zu entstören waren. Davon wurden 44.600 Zähler in der Folge auf Non-Smart umgestellt. Der Großteil der Netzbetreiber gab an, dass zwar die Datenqualitätssicherung ein wichtiges Thema ist, allerdings wird sie nicht einheitlich gehandhabt. Dies führt zu Missverständnissen mit den Netzkund:innen und mit anderen Marktteilnehmern sowie zur allgemeinen Unzufriedenheit mit dem Datenaustausch.

Beim Großteil aller Smart Meter erfolgt die Datenübertragung in zwei Stufen, vom Smart Meter an die Datenkonzentratoren bzw. Gateways („last Mile“) und danach weiter an die zentralen Systeme der Netzbetreiber. Unverändert zum Vorjahr erfolgt sie bei rund 7 bis 9 Prozent direkt mittels Mobilfunktechnologie. In der „last Mile“ wird vor allem die PLC-Technologie genutzt. Allerdings hat sich in den letzten Jahren herausgestellt, dass diese Technologie der Datenübertragung gegenüber externen Installationen und Geräten in der Nähe von Stromleitungen, Elektromotoren, SAT-Receiver, Wechselrichtern und Wallboxen störanfällig ist. Deshalb erproben einige Netzbetreiber neue Varianten der PLC-Technologie, die robuster und weniger anfällig für solche Störsignale sind.

Die internationalen Erfahrungen zeigen, dass die PLC-Technologie der Datenübertragung in der Vergangenheit die erste Generation an Smart Metern dominiert hat. Im Laufe der Jahre hat sich dies in Richtung drahtloser neuer Technologien verlagert, die gegenwärtig eine breitere Auswahl mit entscheidenden Vorteilen bringen.

Der im gesetzlichen Regelwerk vorgesehene Zugang der Endkund:innen zu ihren Smart Meter-Daten wird von den meisten Netzbetreibern eingehalten. Dafür wurden Webportale zur Verfügung gestellt, die fast alle Viertelstunden- und Tageswerte spätestens 12 Stunden nach ihrer Erfassung im Smart Meter im Webportal anzeigen sollten. Allerdings variiert die Umsetzung hinsichtlich Nutzerfreundlichkeit und Darstellungsoptionen dieser Webportale sowie die Datenqualität selbst zwischen den einzelnen Netzbetreibern sehr stark. Wenn Ersatzwerte gebildet werden müssen, dann sind sie im Webportal auch als solche zu kennzeichnen. Auffällig ist, dass viele Netzbetreiber Ersatzwerte entweder gar nicht im Webportal aufscheinen lassen, d.h. die Daten sind lückenhaft, oder die Ersatzwerte nicht explizit als solche ausgewiesen werden. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften wird sorgfältig geprüft und bei Nicht-Einhaltung sanktioniert.

Über die Kommunikationsschnittstelle am Smart Meter können die Endkund:innen direkt und in Fast-Echtzeit auf ihre Verbrauchs- und/oder Einspeisedaten zugreifen, wobei die Freigabe nicht immer rei-

bungslos läuft. Darüber hinaus sind die Kommunikationsschnittstellen und ihre Protokolle je nach Zählerhersteller unterschiedlich, sodass hier eine Vereinheitlichung durch die Entwicklung eines Smart-Meter-Adapters im Auftrag des Branchenverbandes - Oesterreichs Energie - erfolgte. Das Konzept für den „Smart Meter-Kundenschnittstellen Adapter“ ist veröffentlicht und kann von Herstellern zur Entwicklung und Fertigung von Adaptern für den Massenkundenmarkt verwendet werden. Bisher haben erst drei Unternehmen die Lizenz dafür erworben.

Die Netzbetreiber haben eine wesentliche Rolle bei der Integration der Energiegemeinschaften in das Marktmodell. Sie sind verpflichtet, die Zuteilung der Energie innerhalb einer Energiegemeinschaft durchzuführen sowie die entsprechenden Marktprozesse im Datenaustausch dafür zu entwickeln und in ihren Systemen umzusetzen. Die stufenweise Umsetzung der notwendigen Marktprozesse ist bereits erfolgt, allerdings nicht bei allen Netzbetreibern, d.h. dass hier die Energiegemeinschaften nicht aktiv werden können. Der Großteil der insgesamt ca. 28.000 Zähler (Stand Ende 2023) befindet sich in einer erneuerbaren Energiegemeinschaft, vor allem in den Netzgebieten der Netz Burgenland GmbH und der Netz Niederösterreich GmbH. Insgesamt sind bei 48 Netzbetreibern Energiegemeinschaften bzw. gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen aktiv.

Erfahrungen der E-Control

Die E-Control hat im Berichtsjahr weitere Erfahrungen gesammelt, und zwar einerseits als Beratungsstelle, Schlichtungsstelle und Betreiber des Tarifikalkulators und andererseits durch zahlreiche bilaterale Gespräche mit den Vertretern der verschiedenen Marktrolle. Noch im Vorjahr wurden im Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten die Empfehlungen und Konzepte hinsichtlich Smart Meter-Datenmanagement und Marktkommunikation erarbeitet, die für das Funktionieren des Strommarktmodells erforderlich sind. Es wurden die Problemfelder und ihre Ursachen identifiziert und entsprechende Lösungswege zusammengefasst. Auf Basis dieser Konzepte und Informationen wurden die Empfehlungen hinsichtlich Smart Meter und Marktkommunikation für den Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes erstellt. Zum Thema „Datenmanagement als Basis der Energiewende“ hat E-Control im Dezember 2023 eine Veranstaltung organisiert, bei der die Vertreter unterschiedlicher Marktrolle (Netzbetreiber, Lieferant, Energiegemeinschaft, Dienstleister und Aggregator) über ihre Erfahrungen und Anforderungen berichtet haben.

Im Vergleich zum Vorjahr nahm die Anzahl der an die Beratungsstelle gerichteten Anfragen und Beschwerden zum Thema Smart Meter um ca. 75% zu. Bei 52% der Anträge zu Smart Metern wurden Beschwerden rund um das Datenmanagement der durch das intelligente Messgerät erfassten Verbrauchsdaten eingebracht. Die Regulierungskommission führte mehrere Verfahren im Zusammenhang mit der Ablehnung von Smart Meter, die auf Antrag von Endkund:innen eingeleitet wurden. Die Anzahl solcher Verfahren nahm ebenfalls zu.

Smart Meter 2.0

Im Tarifikalkulator ist ein weiterer Anstieg der Suchen mit Smart Metern zu verzeichnen. Hier sind die uneinheitlichen Formate der Lastprofile ein gravierendes Problem. Die Nutzer holen sich diese aus den Webportalen der Netzbetreiber und laden sie im Tarifikalkulator hoch, um Preisvergleiche von Produkten mit dynamischen bzw. variablen Preisen durchzuführen. Eine Vereinheitlichung der Formate ist in der Novelle der DAVID VO zu berücksichtigen.

Laut dem vorliegenden Bericht befindet sich der Großteil der österreichischen Verteilernetzbetreiber in der finalen Phase der Smart Meter-Ausrollung. Der Schwerpunkt verlagert sich von der Geräteinstallation auf Datenqualitätssicherung, den Datenaustausch und im Allgemeinen auf Ertüchtigung und Erweiterung der bestehenden Informations- und Kommunikationssysteme.

Die ersten Smart Meter wurden vor etwa 15 Jahren installiert und der Ausrollungsstart von Smart Metern der 2. Generation steht bevor. Die 2. Generation von Geräten wird sich in Bezug auf einige Funktionalitäten von der 1. Generation unterscheiden. Es ist davon auszugehen, dass mit dem ersten Austausch im Jahr 2028 begonnen werden kann, da die Vorbereitungen für die Ausschreibung und die Ausschreibung selbst insgesamt 2-3 Jahre in Anspruch nehmen werden. Aus Sicht der Regulierungsbehörde müssen die Regelungen für die neue Generation von Smart Metern im Gegensatz zu den bestehenden, nicht nur die Mindestfunktionalitäten der Geräte selbst umfassen, sondern auch die Datenübertragung zu den zentralen Systemen der Netzbetreiber und weiter bis zu den Datenempfängern (Marktteilnehmern). Den Netzbetreibern müssen realistische Umsetzungsfristen gewährt werden. Im Rahmen einer künftigen Regulierung ist es vorstellbar, mittels messbarer Ergebnisse Anreize für die effiziente und frühe Zielerreichung zu schaffen. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften wird laufend geprüft. Werden die gesetzlichen Zielvorgaben nicht eingehalten, ergreift die E-Control geeignete Maßnahmen, um die Rechtskonformität zu erwirken.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Nationaler 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 Markttrollen 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 eine 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 zur Abrechnung an die Mitglieder und die 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 Zählpunkte³ mit Smart Metern ausgestattet sein müssen. Zwischenzeitlich wurde dieses Ziel in der Novelle 2017 verschoben, und zwar auf

³ Zählpunkte ohne Lastprofilzähler

mindestens 80% bis Ende 2020, sowie mindestens 95% der Zählpunkte bis Ende 2022. Aufgrund 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 nur 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, zudem sind Änderungen bei der Berichtspflicht der Netzbetreiber enthalten. In der IME-VO 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, die angefallenen Kosten, die 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 2011⁴), die andere regelt die Bereitstellung der Verbrauchsinformation (DAVID-VO 2012⁵).

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.

Die Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen für elektrische Energie hinsichtlich Erfassung, Messung und Bereitstellung von Zählwerten vor Ort sind in den „Technischen und organisatorische

⁴ Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011, BGBl II 339/2011.

⁵ Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012–DAVID-VO 2012, BGBl II 313/2012 idF BGBl II 468/2013.

Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ - TOR Stromzähler - geregelt. Die Version 1.0 wurde im Mai 2024 veröffentlicht und orientiert sich an den Smart Meter, da sie den Großteil der Zählerlandschaft ausmachen.

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 Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) - Entwurf

Das BMK hat den Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) im Jänner 2024 zur Begutachtung veröffentlicht. Die E-Control hat sich bereits vor Beginn des Begutachtungsverfahrens umfassend mit den notwendigen Änderungen hinsichtlich der gesetzlichen Regelungen für Smart Meter im EIWOOG 2010 befasst und rechtzeitig ihre Empfehlungen an das BMK übermittelt. Betreffend Einführung einer flächendeckenden Opt-In-Konfiguration bei allen Smart Metern - Messung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten – wurde eine Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf eingereicht, mit den folgenden Anmerkungen zu §§ 39 ff EIWG Entwurf: Intelligente Messgeräte:

„Die geeignete Nutzung von hochaufgelösten Verbrauchs- und Einspeisedaten ist ein wesentlicher Eckpfeiler zur effizienten Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen bei Aufrechterhaltung des bestehenden Maßes an Versorgungssicherheit. Die im Begutachtungsentwurf enthalten Regelungen werden als Grundlage für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb, unter anderem können kontinuierliche Netzsicherheitsanalysen unter Nutzung von verbesserten Lastprognosen durch Netzbetreiber durchgeführt werden. Darüber hinaus kann die Auslegung und Dimensionierung der Netze unter Einbeziehung von Messdaten in Summe deutlich verbessert werden. Die vorgeschlagenen Bestimmungen schaffen zudem weitgehende Partizipationsmöglichkeiten für Endkund:innen, indem zeitnahe Abrechnungen auch als Grundlage für monatliche Rechnungen ermöglicht werden und transparente Informationen über Verbräuche gegeben werden können. Außerdem bieten intelligente Messgeräte die Möglichkeit an Energiegemeinschaften, Peer-to-Peer-Verträgen oder auch neuen Märkten für Flexibilitätsleistungen (bspw. mittels Aggregation) teilzunehmen und sind damit ebenso Basis für die Gestaltung neuer Geschäftsmodelle für Aggregatoren, sonstigen Dienstleistern oder Anbietern von dynamischen Energielieferverträgen. Aus den oben genannten Gründen unterstützt die Regulierungsbehörde die Regelungen des Begutachtungsentwurfs zu intelligenten Messgeräten ausdrücklich.“

Darüber hinaus wurde im Entwurf eine Basis für die Vereinheitlichung der Zählerlandschaft geschaffen, sodass die Smart Meter Einführungspflicht auch für Lastprofilzähler gilt. Die Opt-Out-Konfiguration bleibt für die Endkund:innen weiterhin eine Option, soweit an dem jeweiligen Zählpunkt keine Wärmepumpe,

kein Ladepunkt, keine Energiespeicher- oder Stromerzeugungsanlage angeschlossen sind, und keine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage betrieben oder an einer Energiegemeinschaft teilgenommen wird.

2.3 EU-rechtlicher Rahmen

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 Durchführungsrechtsakten⁶ bezüglich Interoperabilitätsanforderungen⁷ und Verfahren für den Zugang zu Daten⁸ festgelegt.

Auf Basis der Empfehlung der SGTF-Expertengruppe 1 (EG1) vom Juni 2022 wurde die erste Durchführungs-VO (EU) 2023/11629 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 neuen Vorschriften, die zu den Ergebnissen des Aktionsplans zur Digitalisierung des Elektrizitätsmarktes gehören, stellen ein Referenzmodell für die EU-Länder dar, in dem die Interoperabilitätsanforderungen für den Zugang zu und den Austausch von Daten durch Endkunden und Marktteilnehmer festgelegt sind. Demnach sollten die Endkunden einfachen Zugang zu ihren Messdaten erhalten und auch den Datenzugang zu ihren Daten an Dritte freigeben. Damit sollen die Endkunden geschützt und gleichzeitig in die Lage versetzt werden, sich aktiv am Markt zu beteiligen.

Regeln für den Datenzugang

Nach Angaben der Europäischen Kommission handelt es sich bei den neuen Vorschriften um die ersten einer Reihe von Verordnungen dieser Art, die in den nächsten zwei Jahren eingeführt werden sollen, um die Interoperabilität von Systemen im Datenaustausch zu erzielen. Ihre Umsetzung erfolgt nach

⁶ Implementing acts on data access and interoperability

⁷ 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.

⁸ Unter den von Art 24 Abs 3 RL (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.

⁹ ABI L 2023/154, 10. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1162>)

einer intensiven Entwicklungsphase und einem Konsultationsprozess mit den relevanten Interessengruppen, um sicherzustellen, dass die neuen Regeln alle notwendigen Fragen abdecken und in der Praxis umsetzbar sind. Zu den Teilnehmern an diesem Prozess gehören auch die Netzbetreiber, die bei der Umsetzung der Vorschriften eine Schlüsselrolle spielen werden.

Gemeinsames Referenzmodell

Das gemeinsame Referenzmodell besteht aus einer Reihe von Referenzverfahren für den Zugang zu Daten und den erforderlichen Informationsaustausch zwischen den von den Marktteilnehmern wahrgenommenen Rollen. Der Schwerpunkt liegt auf den Geschäfts-, Funktions- und Informationsebenen der Interoperabilität, wobei die beiden anderen Ebenen - Kommunikation und Komponenten - auf nationaler Ebene entsprechend den lokalen Besonderheiten und Praktiken festgelegt werden können.

Die Verordnungen sehen auch die Einrichtung eines gemeinsamen Archivs mit nationalen Praktiken zur Umsetzung des Referenzmodells in den EU-Mitgliedstaaten vor, dass der Öffentlichkeit zugänglich gemacht und auf der EU-Ebene ausgetauscht werden soll, um die Transparenz zu erhöhen und die Zugangsbarrieren für neue Marktteilnehmer zu senken. Die Europäische Kommission hat Leitlinien für die Meldung von Zählerdaten herausgegeben, um einen einheitlichen und vergleichbaren Ansatz in den EU-Ländern zu gewährleisten.

Gemäß Durchführungs-VO sind die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, ein Mapping ihrer jeweiligen Praktiken auf nationaler Ebene vorzunehmen und auf dem neuesten Stand zu halten und dies der Kommission bis zum 5. Januar 2025 - und im Falle des Übergangs zu einem neuen nationalen System bis zum 5. Juli 2026 - zur Veröffentlichung in dem öffentlich zugänglichen Repository zu melden.

In dem Leitfaden werden drei Datenverwaltungsmodelle (Marktkommunikation) zur Orientierung vorgestellt, obwohl es in der Praxis auf nationaler Ebene eine Reihe von Mischformen und Variationen dieser Modelle gibt: dezentraler, zentraler und hybrider Datenaustausch (Anm.: wird in Österreich verwendet), im Wesentlichen eine Kombination der beiden vorgenannten Modelle.

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) und die nicht validierten Fast-Echtzeit-Daten über eine Kommunikationsschnittstelle zu erhalten (Abschnitt 5.7).

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 2024 bei allen 118 betroffenen österreichischen Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Die Einreichfrist endete am 31.3.2024, letzte Daten wurden nach mehrmaliger Aufforderung am 15.6.2024 eingereicht. Die Ergebnisse der Erhebung und die darauf aufbauenden weiterführenden 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 Zählerkonfiguration¹⁰ 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. Das Gesamtergebnis ist im Kapitel 6 dargestellt.

¹⁰ Zählerkonfiguration bestimmt u.a. die Auslesungsintervalle von Daten: viertelstündlich, täglich oder jährlich bzw. nach Bedarf.

4 Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten

Bei der Erhebung wurde nicht nur nach den auf Smart Meter umzustellenden Zählpunkten¹¹ 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 2022 ist die Anzahl der Zählpunkte, die mit einem Smart Meter auszustatten sind, von 6,48 auf 6,64 Mio. bzw. um fast 2,5 % 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.

4.1 Zählpunkte, Zähler und Ausrollungsgrad

Von den insgesamt 6.641.180, potenziell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten, sind mittlerweile mit Ende 2023 5.658.265 (im Vorjahr: 4.433.086) Zählpunkte mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet (Tabelle 1). Dies entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 85,2% (im Vorjahr: 68,38%), 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 82,45%.

Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern gemeldet, dass bereits ca. 1.212.367 intelligente Messgeräte auf Lager liegen bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen, sowie bestellten intelligenten Messgeräten von rund 6,58 Millionen (Tabelle 2).

¹¹ 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.

BEZEICHNUNG	ZP NE6	ZP NE7	GESAMT ZP	ZÄHLER NE6	ZÄHLER NE7	GESAMT ZÄHLER
Smart Meter*	4.062	5.472.065	5.476.127	3.596	5.153.713	5.157.309
Smart Meter nicht kommunikativ**	153	181.985	182.138	127	172.616	172.743
Summe Smart Meter	4.215	5.654.050	5.658.265	3.723	5.326.329	5.330.052
Non-Smart-Zähler***	1.940	939.774	941.714	2.009	908.881	910.890
Viertelstunden-Maximumzähler	3.461	37.740	41.201	2.975	35.702	38.677
Summe umzustellender ZP	9.616	6.631.564	6.641.180	8.707	6.270.912	6.279.619
Lastprofilzähler	27.823	34.882	62.705	22.250	27.108	49.358
Pauschal	6	31.051	31.057	6	19.185	19.191
Gesamt	37.445	6.697.497	6.734.942	30.963	6.317.205	6.348.168

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) und Zähler auf Netzebenen 6 und 7 (Stand Ende 2023)

* 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.

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

SMART METER	2018	2019	2020	2021	2022	2023
installiert	953.302	1.386.755	1.836.136	2.933.611	4.255.665	5.368.361
bereits auf Lager bzw. bestellt	357.481	844.948	1.272.090	2.406.729	1.883.002	1.212.367
GESAMT-ANZAHL	1.310.783	2.231.703	3.108.226	5.340.340	6.138.667	6.580.728

Tabelle 2: Übersicht der installierten und auf Lager befindlichen bzw. bestellten Zähler (Stand Ende 2023)

In Abbildung 2 sind unterschiedliche Ausrollungsgrade der größten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Die festgelegten Ziele in der IME-VO gelten je Verteilernetzbetreiber. Netz Burgenland GmbH, Netz Oberösterreich GmbH und Netz Niederösterreich GmbH weisen die höchsten Ausrollungsgrade zwischen 99,7% bzw. 98,7% aus. Besagte Netzbetreiber hatten das 95%-Ziel bereits im Jahr 2022 erreicht. Über dem österreichweit gewichteten Durchschnitt von 85,8% lagen zudem noch die fünf Netzbetreiber Linz Netz GmbH, Energie Klagenfurt GmbH, die KNG-Kärntner Netz GmbH, Stromnetz Graz GmbH & Co KG und die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG. Alle anderen größeren Verteilernetzbetreiber erreichten mehr als 75% Ende 2023; lediglich die Vorarlberger Energienetze GmbH mit einem Ausrollungsgrad von 63,6% liegen darunter. Gemäß ihrem Bericht geben die Vorarlberger Energienetze GmbH an, spezielle Maßnahmen anzuwenden, um trotz ihrer gegenwärtigen Defizite das festgelegte Ziel für Ende 2024 zu erreichen. Die notwendigen Messgeräte sind bereits auf Lager, allerdings bedarf es u.a. einer intensiveren Montagearbeit, um eine pünktliche Ausrollung zu gewährleisten.

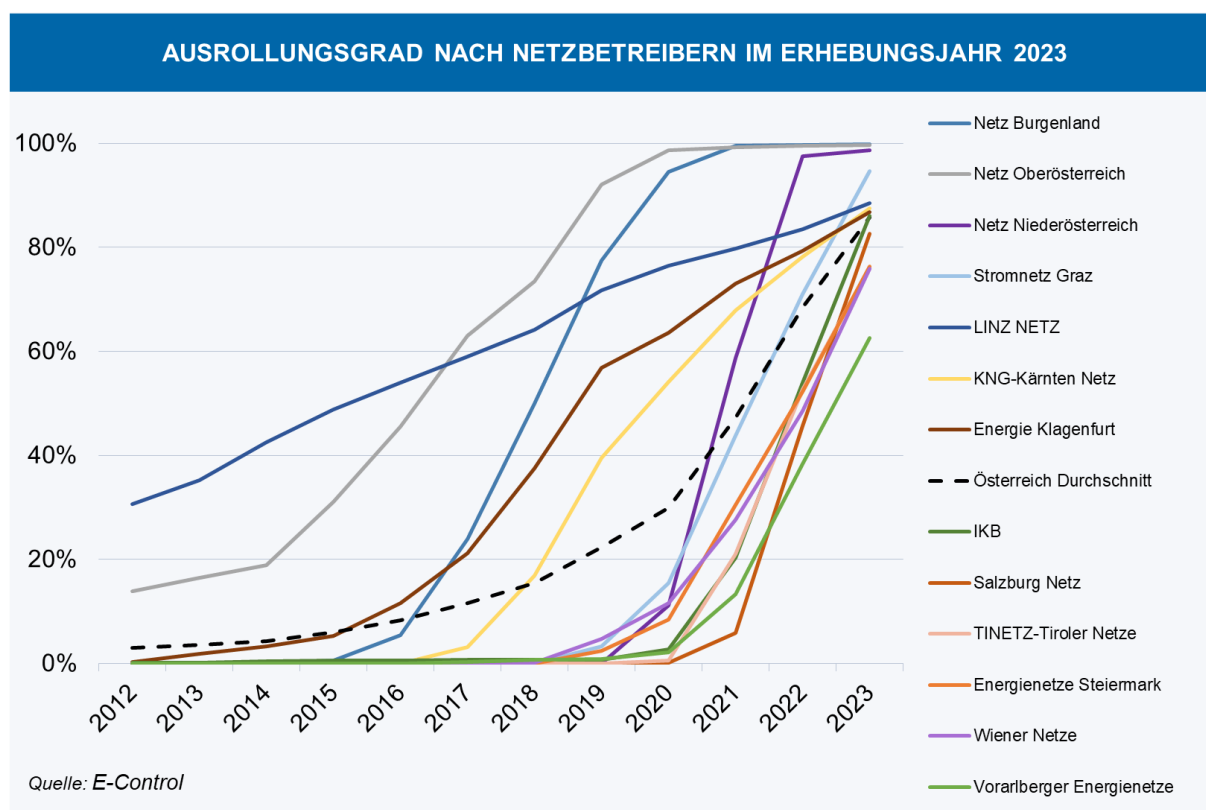


Abbildung 2: Tatsächlicher Smart Meter-Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern (Stand Ende 2023)

Die höchsten Ausrollungsraten im Jahre 2023 hatten die Salzburg Netz GmbH und Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (von rund 37 bzw. 32 Prozentpunkten). In absoluten Zahlen wurden allerdings die meisten Geräte von der Wiener Netze GmbH (ca. 450.000) installiert, gefolgt von Salzburg Netze GmbH (ca. 172.000). Diese Zahlen entsprechen einer wöchentlichen Installationsrate von 9.000 (für Wiener Netze GmbH) bzw. 3.400 Geräten (für Salzburg Netz GmbH). Darüber hinaus prognostizieren Wiener

Netze GmbH eine fast 100%ige Ausrollung im Jahre 2025. Salzburg Netz GmbH berichtet davon, bis Mitte des Jahres 2024 412.000 Smart Meter installieren zu wollen, um die vorgesehenen 95% zu erreichen.

Insgesamt haben 34 von 118 Verteilernetzbetreibern¹² bis Ende 2023, 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). Davon haben 25 Unternehmen ihre Ausrollung Ende 2023 für abgeschlossen erklärt. Weitere neun Unternehmen haben vor, einen Ausrollungsgrad von über 95% zu erreichen.

Die Statusabfrage nach Projektphasen ergab, dass sich 84 Verteilernetzbetreiber in der Installationsphase befinden. Fünf Unternehmen haben die notwendigen Ausschreibungsverfahren abgeschlossen und drei Unternehmen befanden sich zum Stichtag noch immer in der Planungs- bzw. Pilotphase der Smart Meter Einführung (Abbildung 3). Es gibt kein Unternehmen, welches sich noch in der Vorbereitung befindet; allerdings ist eines noch immer bei den ersten Versuchen.

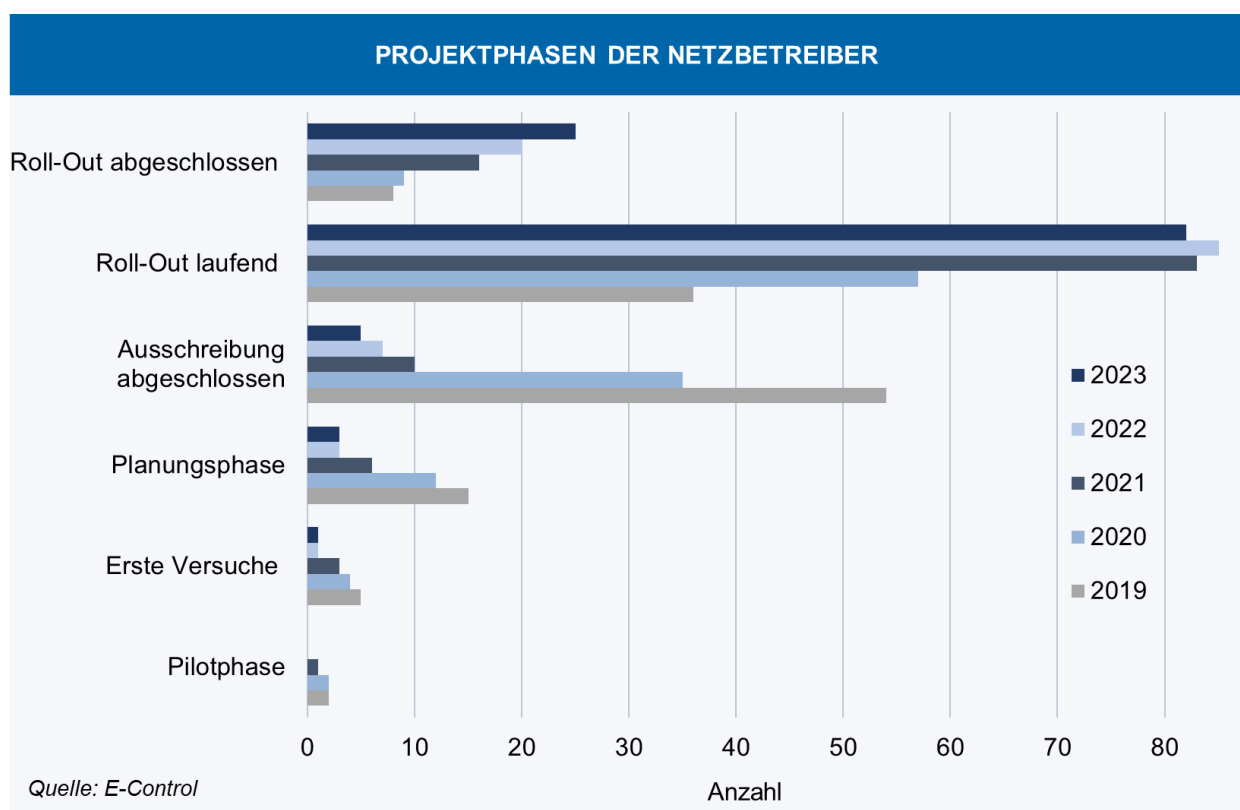


Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out in Österreich (Stand Ende 2023)

¹² In Österreich gibt es 118 Verteilernetzbetreiber, die zum Smart Meter-Roll-Out verpflichtet sind.

Das Ausrollungsziel von 40% für Ende 2022 haben 16 Verteilernetzbetreiber auch mit Ende 2023 nicht erreicht. Zwei davon haben angemerkt, trotz Schwierigkeiten das 95%-Ausrollungsziel, gemäß der IME-VO zu verfolgen.

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

- Teilweise wurden weiterhin die Folgen der Covid-19-Pandemie sowie zum Teil des Ukraine-Konflikts und die sich daraus ergebenden Umstände genannt. Hier gaben einige Netzbetreiber an, dass Lieferschwierigkeiten, eine limitierte Bereitstellung von Smart Metern sowie sonstiger Komponenten die Folge waren. Um das vorgesehene Ziel trotz der Defizite zu erreichen, wurden Ausrollungspläne dementsprechend angepasst.
- Eine weitere Hürde stellte die Implementierung neuer Infrastruktur und Software dar. 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 acht Netzbetreiber den hohen Aufwand dieser Umstrukturierung als Grund genannt. Vergaben mussten teilweise neu ausgeschrieben bzw. bestehende Verträge aufgelöst werden. Dies hatte zur Folge, dass bereits installierte Smart Meter erneut getauscht, bzw. bei gewissen Betreibern der Beginn der Ausrollung verschoben werden musste. Mithilfe neuer Fachkräfte bzw. Outsourcing, sowie Kooperationen mit externen Dienstleistern, wollen die Netzbetreiber das 95%-Ziel bis 2024 nach wie vor erreichen.
- Vier Netzbetreiber gaben an, unter 40% zu sein, haben allerdings keinen Grund bzw. Auskunft hinsichtlich zum Status Quo angegeben.
- Weitere genannte Probleme waren Mitarbeiterwechsel, Umstellungen innerhalb der Unternehmen, sowie Personalmangel (verursacht 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, durch besondere örtliche Gegebenheiten (wie nicht zugängliche Zählerschränke und fehlender Platz für einen Einbau), oder auch wegen technischer Ursachen nicht umsetzbar. Dies führte vor allem bei Stadtwerke Fürstenfeld GmbH, Marktgemeinde Eibiswald – EVU bzw. bei ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH zu Problemen. Zahlenmäßig traten bei Wiener Netze GmbH jedoch die meisten Fälle von Nicht-Installationen auf.

Anzahl der nicht durchgeführte Installationen (per Netzbetreiber)	Der Kunde nicht anwesend * (Anzahl)	Zählerschrank nicht zugänglich bzw. verbaut** (Anzahl)	Technische Gründe*** (Anzahl)	Anteil an Zählern (Gesamt)
Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	400	50	50	6,61 %
Marktgemeinde Eibiswald – EVU	35	8	11	3,66 %
ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH	80	10	50	3,48 %
Stromnetz Graz GmbH & Co KG	2.965	1.553	2.286	3,46 %
Salzburg Netz GmbH	7.004	0	6.748	2,93 %
Wiener Netze GmbH	28.961	2.116	16.301	2,87 %
E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	700	20	10	2,42 %

Tabelle 3: Gründe für die Nicht-Installation von Smart Metern diverser Netzbetreiber (Stand Ende 2023)

* 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. Das gleiche gilt für das Jahr 2023. Entsprechend dieser Pläne sollte ein Ausrollungsgrad von mindestens 95% Ende 2024 erreicht werden (Abbildung 4).

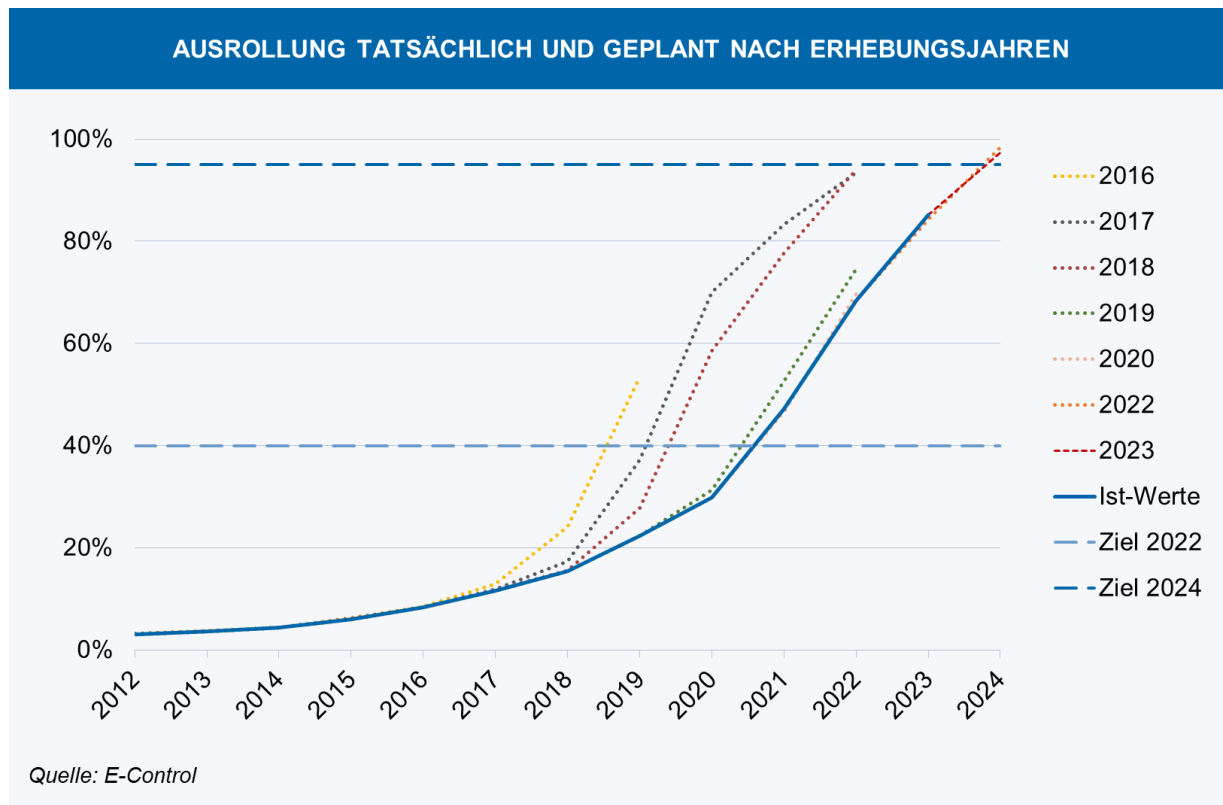


Abbildung 4: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen zwischen den Jahren 2015 bis 2023 (2024) vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022) (Stand Ende 2023)

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 bis zum Ende 2024 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 2023 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. Die Stromnetz Graz GmbH hat gemäß ihrem Projektplan, die 95%-Schwelle bis Ende 2023 mit Erfolg erreicht.

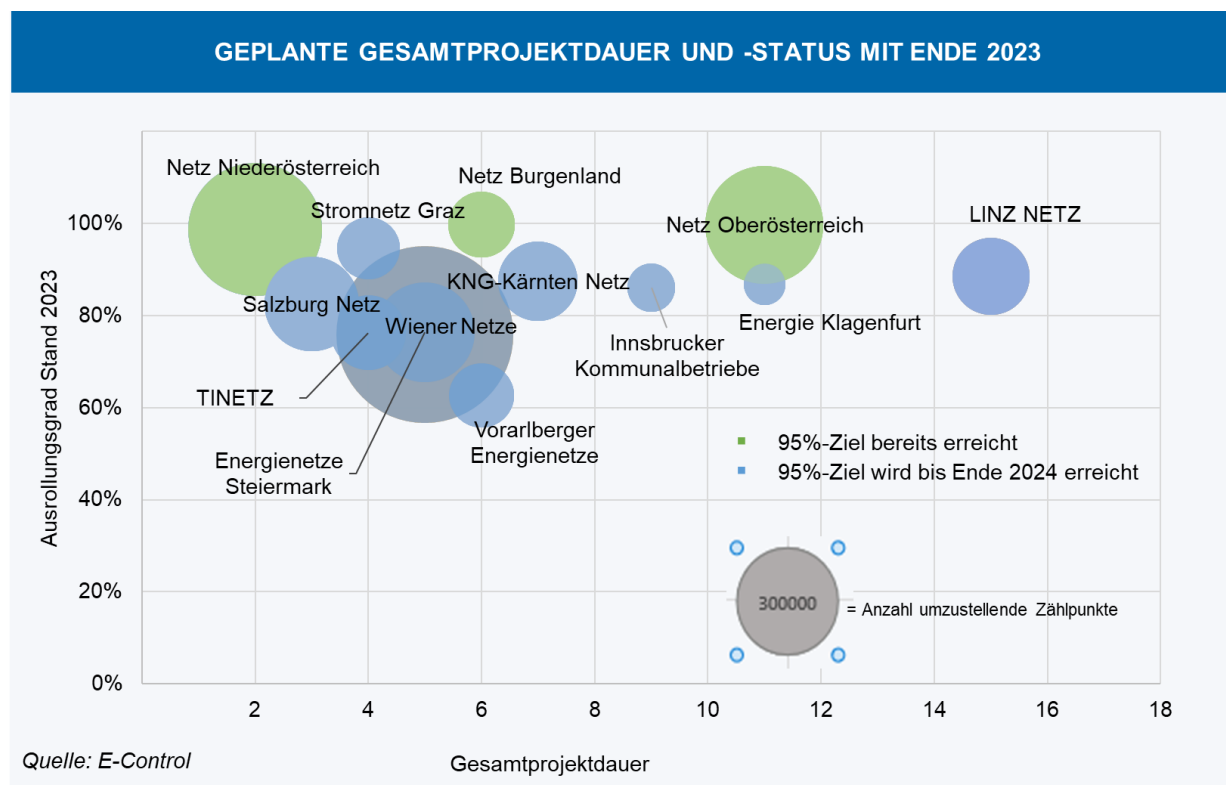


Abbildung 5: Bisherige Projektdauer anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der Jahre seit Beginn der Ausrollung (Stand Ende 2023)

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 Niederösterreich (ca. 2.023 Ersuchen), Wiener Netze GmbH (ca. 2.016 Ersuchen) sowie bei Energienetze Steiermark (1.581 Ersuchen) aufgetreten. Von den insgesamt 20.268 österreichweiten Kundenersuchen zur Installation von Smart Metern wurden bisher (Stand Ende 2023) 17.859 Geräte installiert.

Bezüglich der österreichweit größten Verteilnetzbetreibern haben Wiener Netze GmbH die meisten Ersuchen (2.016), gefolgt von Salzburger Netze GmbH (1.875), Vorarlberger Netze GmbH (656), LINZ NETZ GmbH (500), KNG Kärnten Netz GmbH (448), Netz Niederösterreich GmbH (200), TINETZ GmbH (168), Netz Oberösterreich GmbH (128) und die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (92). Lediglich Netz Burgenland, Stromnetz Graz & CO KG, bzw. Energie Klagenfurt haben in diesem Erhebungsjahr keinerlei Wunschinstallationen hervorgehoben. Dies könnte daran liegen, dass jene Netzbetreiber bereits das Ziel von (über) 95% erreicht haben und demnach seitens der Kunden keine expliziten Installationswünsche mehr bestehen. Andererseits, um dem Kundenwunsch nach einem Smart Meter rasch entgegenzukommen, montierten z.B. die Wiener Netze GmbH vermehrt Zähler mit Mobilfunkschnittstelle bzw. haben im Vorfeld ausreichend Smart Meter bestellt. Bei mehr als der Hälfte der Netzbetreiber erfolgte der Einbau innerhalb von zwei Monaten nach Antragstellung, darunter auch bei Salzburg Netze GmbH. Bei Wiener Netze GmbH und der Energienetze Steiermark konnte es länger als zwei Monate dauern, bis der Kundenwunsch erfüllt wurde. Am längsten hatten die Kunden der Stadtwerke Fürstentfeld GmbH warten müssen.

Dagegen wurden 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.

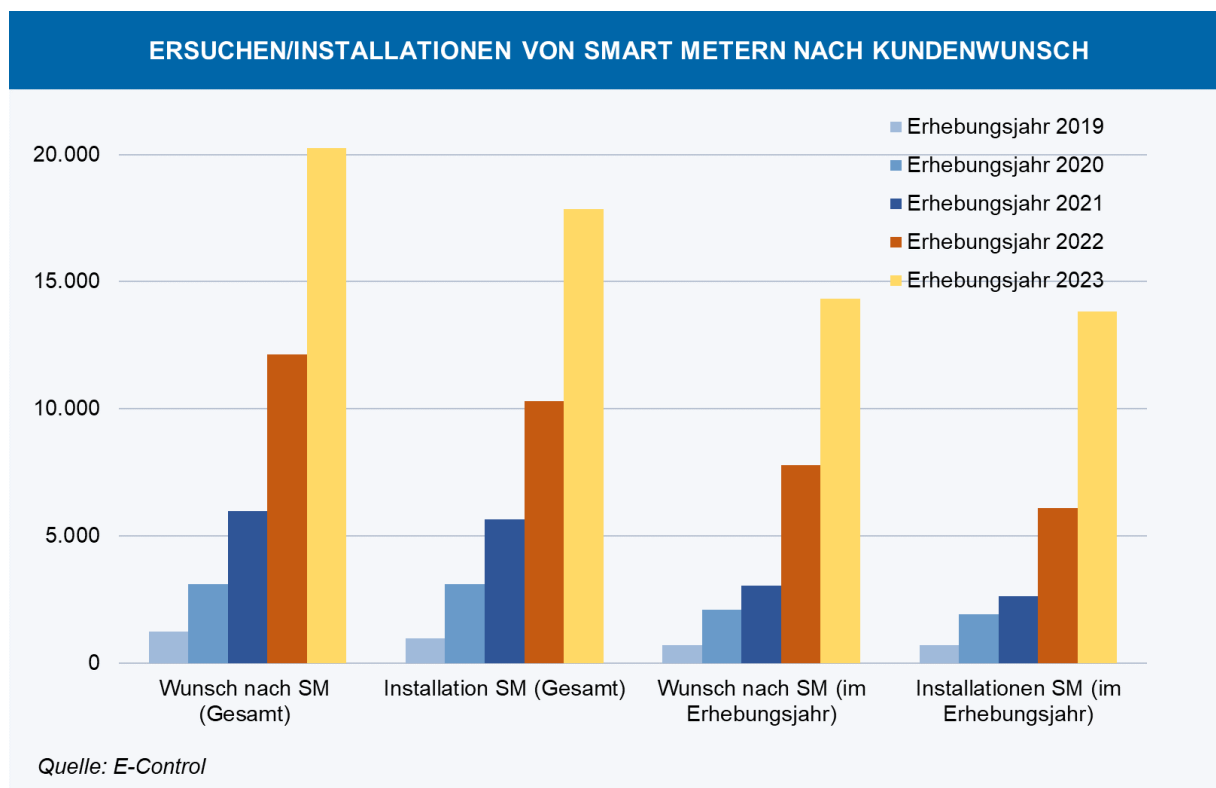


Abbildung 6: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch (Stand 2023)

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 Doppeltarifkunden¹³, 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.

Wie im Vorjahr 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 in Abbildung 7 ersichtlich ist. Am häufigsten werden die Kund:innen schriftlich informiert, aber auch ein persönliches Gespräch wird von mehr als der Hälfte der Unternehmen geführt.

¹³ Vgl. dazu § 84a Abs. 4 EIWOG

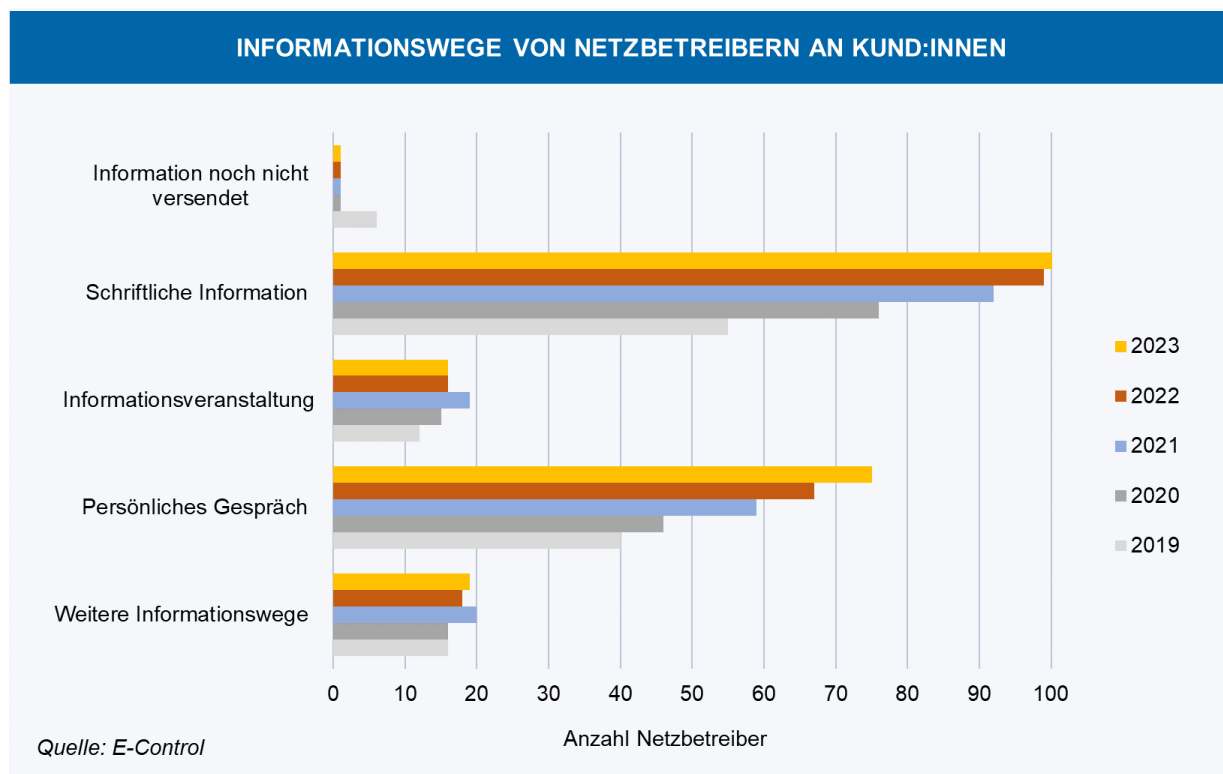


Abbildung 7: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kund:innen (Stand Ende 2023)

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 IME-VO 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. Datenkonzentrator¹⁴ oder direkt vom Zähler in das zentrale System erfolgt und welche Kommunikationstechnologien eingesetzt werden.

Die indirekte Datenübertragung wird bei ca. 3,95 Mio. (93%) Smart Metern eingesetzt. Hier wird in der „last Mile“ d.h. vom Smart Meter zu einem Datenkonzentrator oder Gateway bei über 97% der Zähler die PLC-Technologie, also leitungsgebundene Datenübertragung, genutzt. Auch leitungsgebunden, aber ausschließlich über Lichtwellenleiter (LWL) findet die Datenübertragung bspw. bei der eww AG

¹⁴ Gateway bzw. Datenkonzentrator: Systemkomponenten, welche die Smart Meter-Daten sammeln, weiter an das zentrale System des Netzbetreibers leiten und zusätzlich eine lokale Speicherung zur Weiterbearbeitung erlauben können.

(Wels) statt. Bei einigen kleineren Netzbetreibern kommt die Radio Mesh Technologie (RMT) zum Einsatz, z.B. in Oberösterreich, Tirol, Steiermark und Niederösterreich mit insgesamt maximal 124.000 Zähler.

Die Datenübertragung via PLC vor allem in der „last 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 beispielsweise 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 wird¹⁵.

In der „first 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 Mobilfunknetze in Kooperation mit einem externen Dienstleister, vor allem LTE (4G) und GPRS/EDGE Technologie. Bis Ende 2023 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 GmbH z.B. erfolgt die Datenübertragung mittels NB-IoT Funktechnologie bei ca. 14.200 bzw. 2% Smart Metern 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.

¹⁵ Wiener Netze: Meldung Rolloutplan Ende 2022

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; 2023 (2022)
Meter Data Management Systeme (MDMS) ¹⁶	67,24% (65,3%)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement ¹⁷	35,34% (34,7%)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	69,02% (65,3%)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	13,79% (15,3%)
Netzleitsysteme ¹⁸	12,93% (14,4%)
Andere	50,86% (48,3%)

Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2023 und Vergleich 2022 (Stand Ende 2023)

¹⁶ 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

¹⁷ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

¹⁸ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

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, d.h. sie wählen weder Opt-In noch Opt-Out. Im Jahr 2023 verfügen rund 4,45 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 600.000 installierten Smart Metern (11,6%) 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; bezeichnet als „IME (Opt-In VNB)“ Variante. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr. Sie können also das Webportal des Verteilernetzbetreibers für eigene Monitoring- und Analysezwecke verwenden. Von diesen Kund:innen haben sich bis Ende 2023 etwas weniger als die Hälfte für eine zusätzliche Opt-In-Variante gegenüber dem Lieferanten entschieden als „IME (Opt-In Lieferant)“ bezeichnet (siehe 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 86% auf ca. 428.000 Zählern gestiegen.

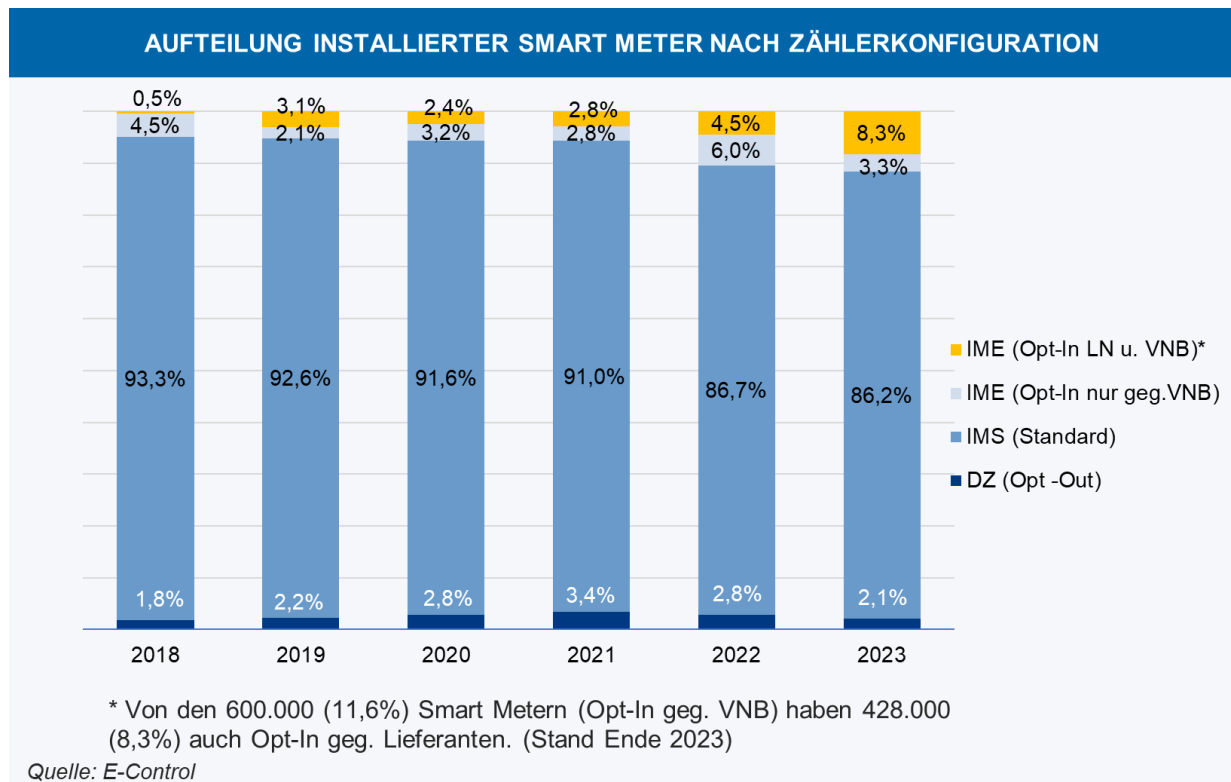


Abbildung 8: Entwicklung der Aufteilung der installierten Smart Meter nach Zählerkonfiguration¹⁹

Lediglich 109.868 Netzbenutzer:innen (2,13%) 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 Ferrarisähler bis zum Ende der Eichgültigkeit. Die höchste Anzahl der Smart Meter in der Opt-Out-Konfiguration sind in den Netzgebieten der Netz Niederösterreich GmbH (34.600 Zähler; 4,4%) und der Wiener Netze GmbH (22.600 Zähler; 1,98%) zu finden.

Unter den größten 13 Netzbetreibern sind die meisten Opt-In-Konfigurationen der Smart Meter bei der Netz Niederösterreich GmbH (172.000 Zähler) und der Netz Oberösterreich GmbH (125.000 Zähler) zu finden. Das entspricht jeweils ca. 20% aller Smart Meter. Dagegen nutzen diese Option weniger als 2% der Netzbenutzer:innen in der Steiermark, Abbildung 9.

¹⁹ Zählerkonfigurationen: Digitaler Zähler (DZ/Opt-Out), IMS (Standard), IME Opt-In geg. Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In geg. Lieferanten u. VNB

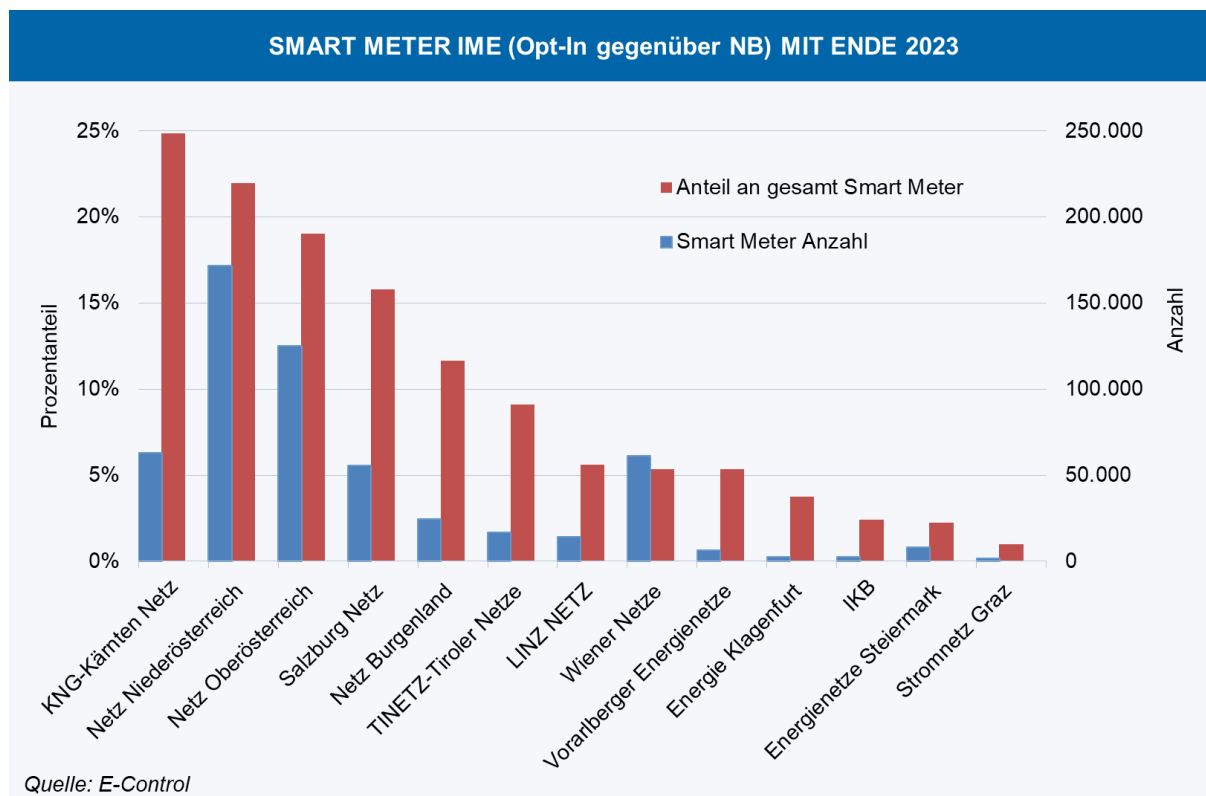


Abbildung 9: Anzahl der Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration gegenüber Netzbetreiber und ihre Anteile an der Gesamtanzahl der installierten Smart Meter je Netzbetreiber.

5.5 Datenverfügbarkeit und -qualität

Als wesentliches Kriterium für die Datenverfügbarkeit wurde erhoben, wann die gemessenen Energiewerte nach dem Zeitpunkt der Smart Meter-Messung im zentralen System des Netzbetreibers (z.B. MDM) verfügbar sind. Anzugeben waren die Prozentzahlen der Zeitfenster (von innerhalb der ersten 12 Stunden bis nach 45 Tagen), die das Verhältnis zur Anzahl der insgesamt installierten Smart Meter abbilden. Die Ausgangsbasis ist die Anzahl der kommunikativen Smart Meter in der IME- und IMS-Konfigurationen, d.h. ausgenommen Smart Meter in der Opt-Out-Konfiguration. Bei den meisten Angaben handelt es sich um stichtagsbezogene Werte aus den Meter-Data-Management (MDM)-Systemen. Relevant ist ebenfalls, wie die fehlenden Werte in der Marktkommunikation behandelt werden, d.h. ob und wie die Ersatzwerte gebildet (siehe 7.2.3) und in den Smart Meter-Kundenwebportalen gekennzeichnet werden (siehe 5.6).

In Abbildung 10 sind die eingereichten Daten der 13 größten Netzbetreiber dargestellt. Bei drei Netzbetreibern sind die gemessenen Energiewerte von mehr als 99% Zählern bereits innerhalb der ersten 12 Stunden in den zentralen Systemen verfügbar. Bei den nächsten zwei Netzbetreibern beträgt dieser Anteil 97%.

Bei der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, sowie der KNG-Kärnten Netz GmbH kommen die Daten frühestens erst zwischen 12 und 24 Stunden in das zentrale System an. Bei den Anmerkungen haben beide Unternehmen ergänzt, dass die Angaben für das erste Zeitintervall (innerhalb 12 Stunden) nicht erfasst wurden bzw. nicht auswertbar sind.

Die Zählwerte kommen innerhalb der ersten 12 Stunden bei insgesamt 43 Netzbetreibern von mehr als 90%-Smart Metern an. Im gewichteten Durchschnitt beträgt die Verfügbarkeit in diesem Zeitfenster 86,5% (Vorjahr 85%). Über diesem Schnitt liegen 77 von 111 Netzbetreibern. Innerhalb 24 Stunden liegt die Verfügbarkeit bei 96,3% und innerhalb 2 Tagen bei 97,1%, Abbildung 11.

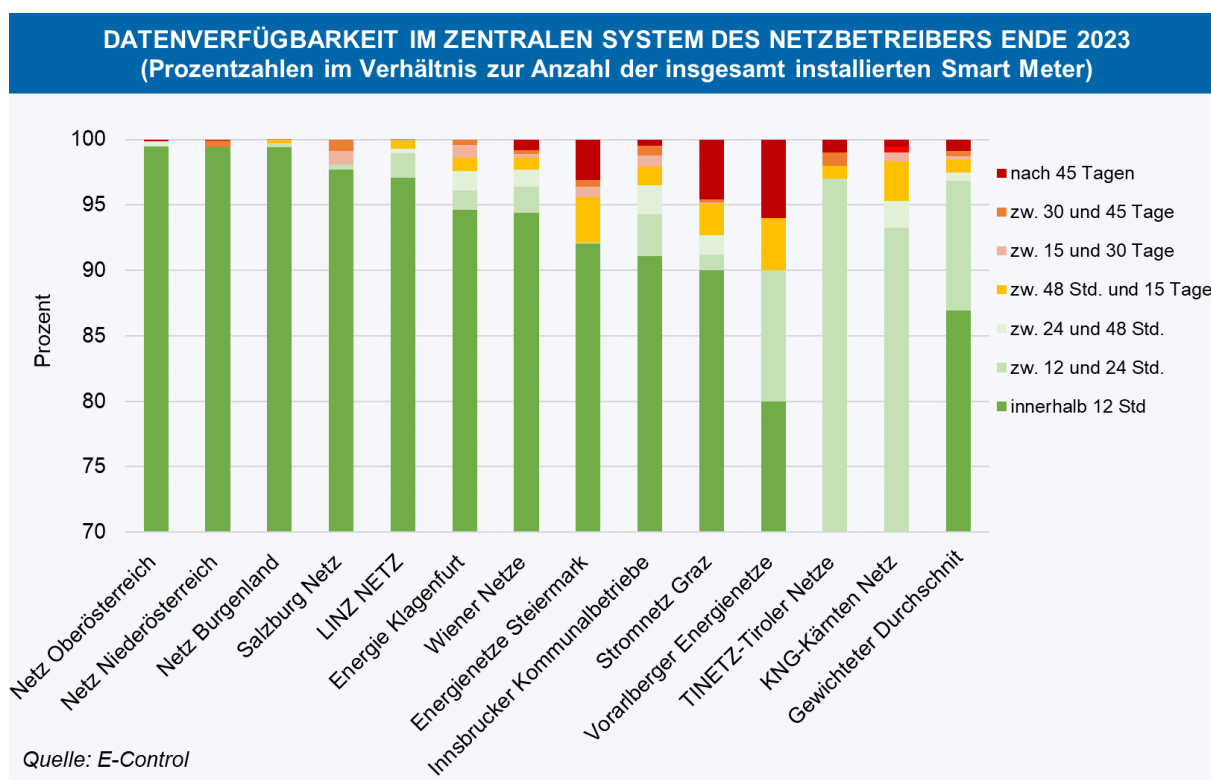


Abbildung 10: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät bei größten Netzbetreibern (Stand Ende 2023)

Auffallend ist, dass bei allen Netzbetreibern ein geringer Datenanteil auch nach 15, oder mehreren Tagen im System nicht aufrufbar ist. Absolut sind es ca. 90.000 Zähler, die teilweise vor Ort zu entstören waren, was einen großen Zeit- und Personalaufwand bedeutet. Davon wurden 44.600 Zähler auf Non-Smart umgestellt, da die Datenübertragung nicht innerhalb von 45 Tagen wiederhergestellt werden konnte.

Gefragt nach dem Level der Datenverfügbarkeit, das als Ziel bei den Ausschreibungen festgelegt wurde, bezogen auf die Gesamtanzahl der Smart Metern, gaben 26 Unternehmen an, dass sie innerhalb 12 Stunden eine 100%-Verfügbarkeit, 24 Unternehmen eine >95%-Verfügbarkeit und 46 eine 90%-Verfügbarkeit als Ziel festgelegt haben.

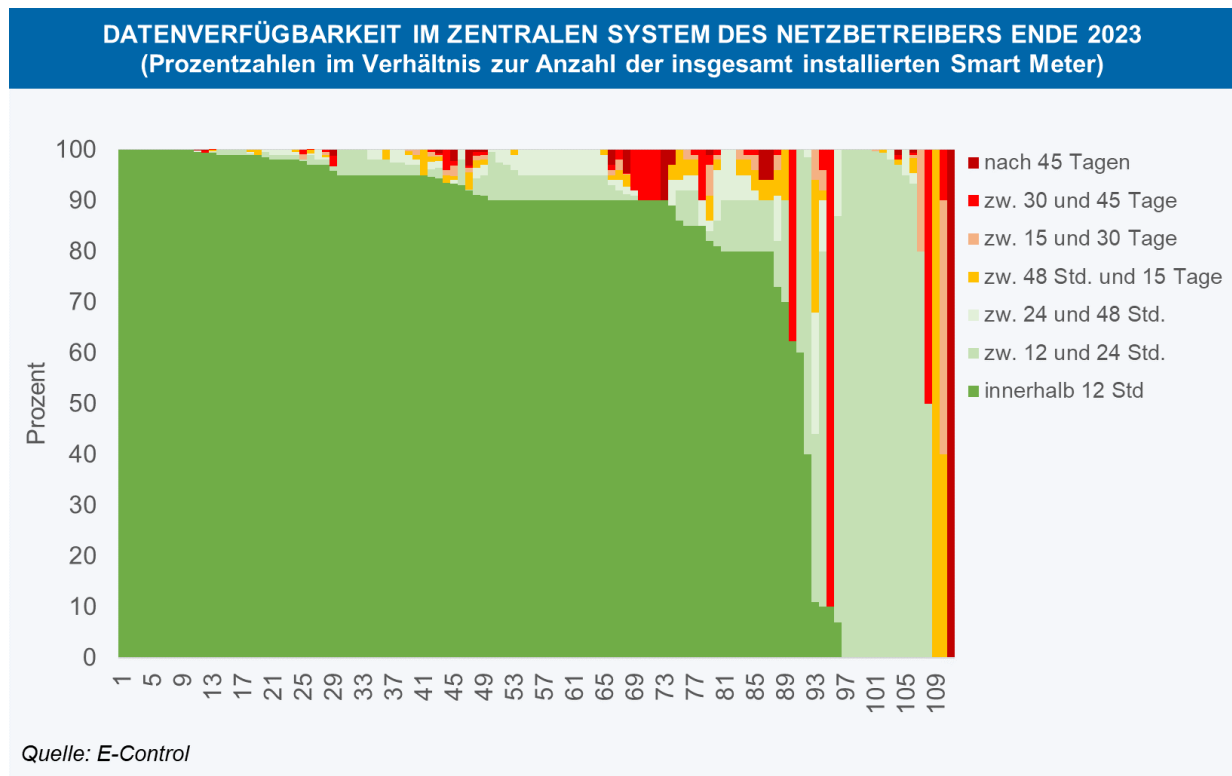


Abbildung 11: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Messung und Auslesung aus dem intelligenten Messgerät (Stand Ende 2023)

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 jener muss durch unterschiedliche Maßnahmen erfolgen. Die Entwicklung und Implementierung von solchen Maßnahmen bzw. Systemen befinden 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).

Aus den eingereichten Antworten der Netzbetreiber ist ersichtlich, dass zwar die Datenqualitätssicherung ein wichtiges Thema ist, allerdings von den Netzbetreibern nicht einheitlich gehandhabt wird. Dies führt zu Missverständnissen mit den Netzkund:innen und mit den anderen Marktteilnehmern (siehe Abschnitte 7.2.4, 7.3.1).

5.6 Informationen auf den Smart Meter-Kundenwebportalen

Netzbetreiber müssen Endkund:innen ein benutzerfreundliches und persönliches Smart Meter-Kundenportal („Webportal“) zur Verfügung stellen, wenn deren Verbrauch bzw. die Erzeugung mit Smart Meter gemessen wird. Das Webportal ermöglicht Endkund:innen eine zeitnahe Information über ihre gemessenen Energiewerte, ihren Verbrauch und ihr Nutzerverhalten. So kann nicht nur das eigene Verbrauchsverhalten analysiert, sondern auch optimiert werden. Mindestanforderungen an das Webportal für die Darstellung der Daten sowie die Datenweitergabe werden in der Datenformat – und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO (DAVID-VO 2012) geregelt.

Die Untersuchung der letzten Jahre ergab eine Diskrepanz zwischen den rückgemeldeten Daten und der im Webportal tatsächlich zur Verfügung gestellten Funktionalitäten. Aufgrund dessen wurde bereits für den letzten Bericht zusätzliches Anschauungsmaterial in Form von Screenshots abgefragt. Für die heurige Untersuchung wurden erneut Screenshots angefragt sowie zusätzliche Detailinformationen zur Darstellung der Energiewerte angefordert. Die Überprüfung der Funktionalitäten des Webportals anhand der eingereichten Screenshots gestaltet sich weiterhin schwierig. Erneut wurden nur in sehr wenigen Fällen freiwillige Demozugänge zu den Webportalen durch die Unternehmen bereitgestellt. Es wäre notwendig, künftig Demozugänge zu den Webportal zu erhalten, um eine tatsächliche Überprüfung zu ermöglichen.

Die Ergebnisse der Erhebung zeigen im Vergleich zum Vorjahr keine besonderen Abweichungen. In Summe meldeten 98 von 118 Netzbetreibern, dass sie Verbrauchsdaten von Endkund:innen in einem persönlichen Webportal zur Verfügung stellen. Netzbetreiber stellen nicht nur die sicherheitstechnische

Ausgestaltung des Webportals nach dem aktuellen Stand der Technik sicher, sondern auch die Einhaltung datenschutzrechtlicher Bestimmungen in Bezug auf Zugriffsrechte. Rund 80% der Webportale sind neutral gestaltet und enthalten damit keinen Hinweis auf den aktuellen Lieferanten der Endkund:innen.

Darstellungsarten

Fast alle Netzbetreiber geben an, Viertelstunden- und Tageswerte spätestens 12 Stunden nach ihrer Erfassung im Webportal anzuzeigen. Endkund:innen stehen Verbrauchs- und Einspeisedaten in kWh und Lastkurven in kW in der kleinst-verfügbaren Zeiteinheit sowie in verschiedenen zeitlichen Granulierungen im Webportal zur Verfügung. Auf Wunsch der Endkund:innen sind die Daten und Lastkurven ab dem Zeitpunkt der Verfügbarkeit abrufbar, jedoch maximal drei Jahre. Im Vergleich zum Vorjahr meldeten mehr Netzbetreiber (81%) retour, Endkund:innen und von ihnen bevollmächtigten Dritten, wie beispielsweise Energieberater:innen, Daten und Informationsabfragen in downloadfähigen Formaten zur Verfügung zu stellen.

Kennzahlen und Vergleichsmöglichkeiten

Die Rückmeldungen der Netzbetreiber zu Kennzahlen, Vergleichsmöglichkeiten und repräsentativen Vergleichswerten zeichnen ein ähnliches Bild wie letztes Jahr. Auch heuer gaben nur 45 Netzbetreiber an, Kennzahlen wie beispielsweise kWh/Person oder kWh/m² auf Basis individueller Kund:innendaten und allgemeiner Benchmarks zur Verfügung zu stellen. Die gleiche Anzahl an Netzbetreibern ermöglicht die verfügbaren Verbrauchsdaten mit repräsentativen Vergleichswerten mit und ohne Verbindung zur individuellen Lebens-, Verbrauchs- und Wohnsituation der Kund:innen zu vergleichen. Wenige Netzbetreiber ermöglichen individuelle Einstellungsvarianten der Daten wie zB die Anzahl an Personen im Haushalt oder die Größe der Wohnfläche. Grundsätzlich wäre eine höhere Umsetzungsrate der aufgezählten Funktionalitäten wünschenswert. Gerade diese Funktionalitäten ermöglichen Endkund:innen einen schnellen Überblick über ihren Verbrauch, wodurch das Verbrauchsverhalten besser eingeordnet werden kann und bei Bedarf Handlungsmaßnahmen gesetzt werden können.

Tipps zu Stromsparmaßnahmen

Die DAVID-VO 2012 sieht nicht nur Mindestanforderungen an die Datendarstellung und -weitergabe vor, sondern legt auch fest, dass Endkund:innen niederschwellig via Webportal Informationen zu Energiespartipps und Energieberatungsstellen beziehen können. Aber auch bei dieser wichtigen Funktionalität fällt die Umsetzungsrate mit knapp über 60% eher gering aus.

Darstellung der Ersatzwerte

Wenn aus technischen Gründen keine Daten in die zentralen Systeme nicht ankommen, werden Ersatzwerte gebildet. Diese sollten für Endkund:innen im Webportal auch als solche entsprechend gekennzeichnet sein. Die Kennzeichnungen reichen von strichlierten Linien, farblich gekennzeichneten Werten über Lösungen mit Mouseover bis hin zu Werten, die mit einem Sternchen versehen werden.

Auffällig ist allerdings, dass viele Netzbetreiber Ersatzwerte entweder gar nicht im Webportal aufscheinen lassen oder diese gar nicht als solche explizit ausweisen. Das trifft insbesondere auf kleinere Netzbetreiber zu.

Sonstige Services

Über die Anforderungen der DAVID-VO 2012 gehen nur fünf große Netzbetreiber hinaus und bieten ihren Kund:innen zusätzliche Dienstleistungen an, wie beispielsweise ein SMS-Service, eine Smartphone- bzw. Tablett-App oder Anbindungen an eine API-Schnittstelle. Ein Netzbetreiber ermöglicht es Ereignisse, wie beispielsweise den Einbau von energieeffizienten Geräten, im Webportal einzutragen und deren Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten zu analysieren. Ein anderer Netzbetreiber ermöglicht Teilnehmer:innen von Energiegemeinschaften schematische Energieflüsse der Energiegemeinschaft im Webportal einzusehen.

Customer Consent Management (CCM)

Eine weitere Möglichkeit zur Verbrauchsoptimierung bietet das Customer Consent Management (CCM). Die Implementierung des CCM im Webportal erlaubt es Endkund:innen externe Dritte wie zB Energieberater:innen (Dienstleister) zu bevollmächtigen, Verbrauchs- und Einspeisedaten direkt über das Webportal zu beziehen, um weitere Optimierungspotenziale realisieren zu können. Allerdings haben laut Rückmeldung nur 49 Netzbetreiber das CCM bisher umgesetzt. Die restlichen Netzbetreiber sind entweder aktuell bei der Umsetzung oder sehen derzeit noch keinen Bedarf dafür. Einige haben nur den Offline-Prozess implementiert und halten den Online-Prozess nicht für notwendig. Letzteres trifft vor allem auf kleinere Netzbetreiber zu. Auch bei dieser Funktionalität sind es überwiegend die größeren Netzbetreiber, die die Umsetzung des CCM bereits durchgeführt haben bzw. jene Netzbetreiber, die bereits Energiegemeinschaften in ihrem Netzgebiet haben.

Lastprofile der Endkund:innen

In den Webportalen von insgesamt 79 Netzbetreibern stehen den Endkund:innen ihre Lastprofile zum Herunterladen zur Verfügung. Die Anzahl sowie Art der Datei-Formate variieren dabei stark. Meistens können die Dateien in XLS-Format, etwas weniger oft in CSV- sowie PDF-Format übernommen werden. Einige Netzbetreiber stellen die Daten zusätzlich als Bilder dar. Ersatzwerte werden von 42 Netzbetreibern in den Lastprofilen gesondert gekennzeichnet. Leerzellen kommen bei 32 Netzbetreibern in den Lastprofilen vor z.B. wenn der Zähler spannungslos war. Allerdings kommt dies bei manchen Netzbetreibern auch vor, wenn die Datenübertragung temporär nicht funktioniert und keine Bildung von Ersatzwerten im System implementiert wurde. Die Bezugs- und Einspeiselastprofile sind anhand der OBIS-

Codes²⁰ identifizierbar, sonst gibt es noch farbliche Kennzeichnungen sowie die Zählpunktbezeichnung. Der Download der Lastprofile kann für unterschiedliche Zeiträume (1 Tag bis 3 Jahre) eingestellt werden. Allerdings, variiert dies sehr stark unter den Netzbetreibern, sodass bei manchen Webportalen pro Datei nur die Viertelstundenenergiewerte eines Tages heruntergeladen werden können, was nicht zielführend bzw. praktikabel ist (siehe Abschnitt 7.5.1).

Fazit

Das Webportal bietet Endkund:innen eine Vielzahl an Möglichkeiten das eigene Verbrauchsverhalten zu beobachten und gegebenenfalls Maßnahmen, auch mit Unterstützung von Energieberater:innen, zu setzen. Hierfür muss das Webportal allerdings nutzerfreundlich ausgestaltet sein und nicht nur die notwendigen Funktionalitäten aufweisen, sondern auch über diese hinausgehen. Die Rückmeldungen der Netzbetreiber zeigt allerdings eine Diskrepanz auf – etliche Netzbetreiber erfüllen die Anforderungen der DAVID-VO 2012 nicht. Nur eine kleine Anzahl an Netzbetreibern geht überhaupt über die gesetzlichen Bestimmungen hinaus und bietet Endkund:innen weitergehende Funktionalitäten an. Wünschenswert wären jedenfalls eine weitestgehende Umsetzung der Kennzahlen sowie repräsentativer Vergleichswerte, um Endkund:innen einen schnellen Überblick über ihr Verbrauchsverhalten zu ermöglichen und dieses besser einordnen zu können. Auch die verstärkte Umsetzung des CCM ist erforderlich, um Endkund:innen zu ermöglichen, externe Dienstleister für eine Verbrauchsoptimierung zu beauftragen, aber auch um die stetig wachsende Zahl an Energiegemeinschaft abwickeln zu können. Auffällig bei der Umsetzung der einzelnen Mindestanforderungen der DAVID-VO 2012, ist insbesondere der Angebotsunterschied und der Erfüllungsgrad zwischen großen und kleinen Netzbetreibern. Während einzelne größere Netzbetreiber bereits Funktionalitäten ins Webportal einbauen, die über die gesetzlichen Anforderungen hinausgehen, sind kleinere Netzbetreiber überhaupt erst bei der Implementierung eines Webportals.

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. Mittlerweile, Stand 2023, ist letzteres bei 61 Netzbetreibern möglich. Bei den meisten

²⁰ OBIS – Object Identification System

Netzbetreibern dauert es nicht länger als drei Tage, bis die Schnittstelle freigeschaltet wird. Vereinzelt kann es aber bis zu einem Monat, oder im ungünstigsten Fall ein ganzes Jahr lang dauern.

Auch das Ausgabeintervall variiert von Netzbetreiber zu Netzbetreiber. Die Wiener Netze GmbH bieten beispielsweise ihren Kund:innen die Auswahl zwischen mehreren Sekundenintervallen, die an den Zählern parametrisiert werden können. Andere wiederum bieten nur ein Ausgabeintervall an, und diese bewegen sich zwischen wenigen Sekunden und mehreren Minuten. Die Netz Niederösterreich GmbH gab bekannt, dass im Jahre 2023 deren Kundenschnittstelle bereits von 2.225 Kunden genutzt wird, über 140.000 aktuell das Webportal täglich zum Datenaufwurf verwenden und es allein 2023 zu über 3,7 Mio. Zugriffen kam.

Auf Anfrage verschicken 79 der 118 Netzbetreiber 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 Österreichs 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.“*²¹

Das Konzept für den „Smart Meter-Kundenschnittstellen Adapter“²² ist veröffentlicht und kann von Herstellern zur Entwicklung und Fertigung von Adaptern für den Massenkundenmarkt verwendet werden. Bisher haben drei Unternehmen dafür die Lizenz erworben.

²¹Datenblatt Smart-Meter- Adapter: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Leitfaden/2022/Datenblatt_Smart_Meter_Adapter_V7_20220808.pdf

²² Konzept für einen „Smart-Meter Kundenschnittstellen Adapter“ zur Standardisierung der Datenbereitstellung in der Kundenanlage: <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter/technische-leitfaeden>

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 täglich 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.

Im vorherigen Erhebungsjahr 2022 wurden zum ersten Mal Fragen rund um die Energiegemeinschaften in den Fragebogen aufgenommen. Mit dem Stichtag Ende 2023, von insgesamt 428.000 Smart Metern österreichweit, die in der Opt-In Konfiguration sind, entfallen ca. 28.000 auf jene bei den Mitgliedern einer Energiegemeinschaft, Viermal so viel im Vergleich zum Vorjahr. Die meisten Mitglieder einer Energiegemeinschaft sind in Niederösterreich (7.696), gefolgt von Oberösterreich (5.278) und dem Burgenland (4.937) zu finden. Sogar 2,3% aller Zähler im Netzgebiet der Netz Burgenland entfällt auf jene im Rahmen einer Energiegemeinschaft. Der höchste Anstieg zum Vorjahr war in Wien, Steiermark und Tirol zu verzeichnen (Abbildung 12). Insgesamt sind bei 48 Netzbetreibern Energiegemeinschaften bzw. gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen aktiv.

Der Großteil der gemeldeten Zähler entfällt auf erneuerbare Energiegemeinschaften (§§ 16c EIWOG 2010), vor allem jene in den Netzgebieten der Netz Burgenland GmbH und Netz Niederösterreich GmbH. Ende 2023 waren bereits 40 Bürgerenergiegemeinschaften (§§ 16b EIWOG 2010) bei der Netz Niederösterreich GmbH mit insgesamt mehr als 1.050 Zähler zu finden. Dagegen weist die höchste Anzahl von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (2.208) bzw. Zählern das Netzgebiet der Netz Oberösterreich GmbH auf (Tabelle 5).

Die Zuteilung und Abrechnung von Energiemengen innerhalb einer Energiegemeinschaft und somit die Datenverfügbarkeit und -qualität (siehe auch Abschnitte 5.5 und 7.2.4) sind wesentlich, damit diese neue Marktrolle erfolgreich in das Strommarktmodell integriert werden kann.

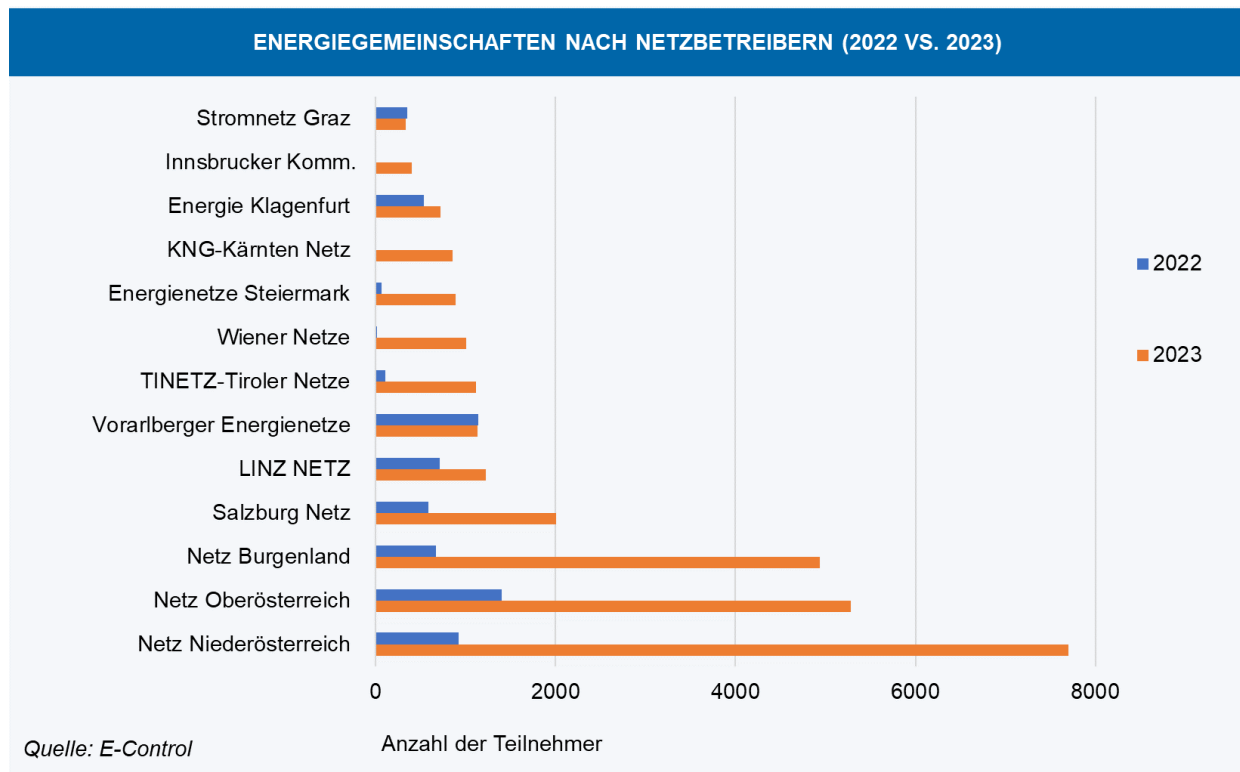


Abbildung 12: Anzahl der bei einer Energiegemeinschaft registrierten Zählpunkten nach Netzbereichen (Stand Ende 2023)

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. Die maßgebliche Marktprozesse wurden Ende 2023 bei 12 Netzbetreibern teilweise bzw. noch gar nicht umgesetzt. Bei diesen wurde eine früheste Umsetzung für Ende 2024 geplant.

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.

Art der gemeinschaftlichen Erzeugung (EG)	Anzahl Zähler Gesamt (Anteil)	Anzahl Energiegemeinschaften Gesamt (Anteil)	Ø Anzahl der Zähler in der EG	Maximale Ø Anzahl der Zähler beim Netzbetreiber
gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen nach § 16a EIWOG	10.886 (39%)	2.821 (50%)	3,9	18,3 (Stadtwerke Judenburg)
erneuerbare Energiegemeinschaften nach § 16c EIWOG	15.493 (55%)	2.610 (46%)	5,9	38,3 (Elektrizitätswerke Reutte)
Bürgerenergiegemeinschaften nach § 16b EIWOG	1.649 (6%)	211 (4%)	7,8	26,5 (Netz Niederösterreich)
Gesamt	28.028	5.642	5,0	

Tabelle 5: Anzahl der Zähler im Rahmen der Energiegemeinschaften

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, lauten die meisten Antworten, dass:

- „ein Trend zur merkbaren Verschiebung der Lasten derzeit nicht erkennbar ist“ und
- „die Erkenntnisse aus den Piloten zeigen, dass es ohne zusätzliche Begleitmaßnahmen/Informationen zu keinen Verbrauchsänderungen beim Kunden kommt. "Kundenbetreuung" ist kostenintensiv, ein Kostenersatz ist in der aktuellen Tarifstruktur nicht vorgesehen.“

Die nächststehenden detaillierten Antworten enthalten die folgenden Feststellungen:

- 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 Begleitmaßnah-

men (massiv verstärkte Kundeninformation und Aufklärungsarbeit) sowie durch zukünftige anreizorientierte Tarifmodelle angeregt werden. Bei wenigen Netzbetreibern wurde u.a. die steigende Anzahl von Elektro-Mobilen, und die daraus folgende regenerative Leistungsanpassung als potenzielle Ursache für Lastverschiebungen erwähnt. Ein Unternehmen plant, eine Leistungssteuerung für E-Ladestationen anzubringen.

- Keine Veränderungen im Lastverhalten, da sich der Tagesablauf der Netzbenutzer:innen im Haushaltskundenbereich nicht ändern wird (tägliche Aktivitäten wie Waschen, Kochen, Arbeiten werden meistens zu fixen Zeiten erledigt). Bei Gewerbekunden bleiben die Arbeitszeiten ebenfalls meist unverändert. Die Gewohnheiten von Netzkund:innen, welche den Energiebedarf beeinflussen, ändern sich nur bei spürbar steigenden Energiepreisen.
- Mittel- bis langfristig sollte es Ziel sein, mit der neuen Technologie auch die Veränderung des Verbrauchsverhaltens zu beanreizen. Voraussetzung dafür sind jedoch leistungsbasierende und zeitabhängige Netztarife.
- 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.
- 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, unterscheiden sich die Antworten kaum zu jenen vom Vorjahr:

- 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.
- Die derzeit in der IMA-VO abgebildeten Funktionalitäten sind für eine Erhöhung der Versorgungssicherheit unzureichend. Versorgungssicherheit kann nur über die gesamte Netzinfrastruktur gewährleistet werden.

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

- Die in § 84a. Abs 1 ElWOG 2010 verankerten Bestimmungen betreffend Datenverwendung und damit zusammenhängenden Datenschutzbestimmungen sind ein Hindernis zur Datennutzung. Sie sind administrativ zu aufwendig, um zweckdienlich von den Netzbetreibern angewendet werden zu können. Jede einzelne Verwendung von Kundendaten muss durch die Datenschutzbehörde genehmigt und entsprechend registriert 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 Netzqualitätsparameter sollen im Rahmen der rechtlichen und datenschutzrechtlichen Möglichkeiten erhoben werden.

Die vereinfachten Ergebnisse der Auswertung der Antworten zeigt die Abbildung 13.

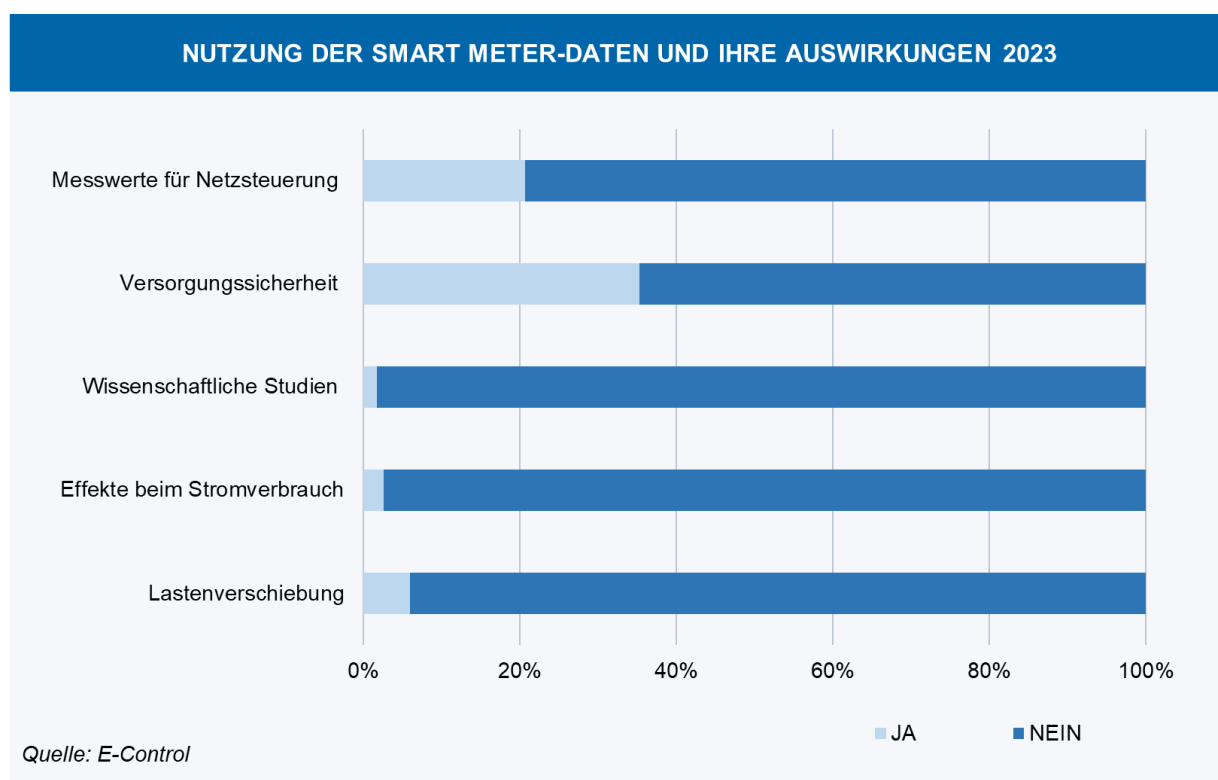


Abbildung 13: Datenverwendung in Prozent der Verteilernetzbetreiber (Stand Ende 2023)

5.10 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 bewusstere 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, lautete der Großteil der diesjährigen Antworten wie im Vorjahr „Nein“ unter Anführung der folgenden Begründungen:

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

Über die Auswirkungen der Smart Meter und damit verbundenen IKT-Systeme auf den Gesamtstromverbrauch Österreichs wurde im Vorjahresbericht²³ ausführlich berichtet. Mit den Ergebnissen der wissenschaftlichen Tests und Studien und einem Smart-Meter-Ausrollungsgrad von 95% kann der Gesamtenergieverbrauch der zu installierenden Smart Meter inklusive Datenkonzentratoren und Gateways auf ca. 209 GWh/Jahr geschätzt werden. Dem gegenüber steht ein geschätzter Verbrauch von mechanischen Zählern von 200 GWh/a. Somit bewirken Smart Meter Systeme keine merkbare Änderung des Gesamtstromverbrauchs. Dazu kommt noch die Tatsache, dass durch ihre Installation der Kraftstoffverbrauch der Transportmittel für die Ablesungen vor Ort entfallen.

²³ <https://www.e-control.at/documents>

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 2023 Investitionen in Höhe von rund 1,6 Mrd EUR getätigt. Für die Jahre 2024 bis einschließlich 2026 ist für den Smart Meter Roll-Out mit weiteren Investitionen in Höhe von 0,2 Mrd. EUR zu rechnen.

Es wurden 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 wurden in der 4. Regulierungsperiode 2019 bis 2023 nicht auf Basis der tatsächlichen Kosten, sondern mittels Kostenvorgabe für die Betriebskosten für zusätzliche Smart Meter berücksichtigt. Investitionen für Smart Meter, sowie Investitionen für sämtliche anderen Netzanlagen, werden laufend berücksichtigt²⁴.

Für die 5. Regulierungsperiode ab 2024 erfolgt generell keine differenzierte Betrachtung der Kosten für Smart Meter mehr, sondern diese werden, genauso wie sämtliche anderen Kosten des Netzbetreibers, behandelt. Investitionen für Smart Meter werden, wie bereits in der vorhergehenden Regulierungsperiode, laufend berücksichtigt²⁵.

6.2 Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.1“)

Durch sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie z.B. geändertes Verbrauchsverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen, neue Anforderungen in den Bereichen Flexibilität und Demand Response und vor allem die angestrebte vollständige Ausrollung von Smart Metern, sieht die E-Control Bedarf und Potenzial, das mehr als 20 Jahre alte Entgeltsystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

²⁴https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156

²⁵ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240

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 Flexibilität 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. Dies hat keinen Einfluss auf die Höhe der Gesamtkosten. Allerdings werden Netzbenutzer:innen, die das Stromnetz in einem geringen Ausmaß leistungsmäßig nutzen, weniger Kosten tragen müssen als jene, die das Netz stärker belasten. Dabei hat sowohl die in Anspruch genommene Leistung sowie die Bezugsmenge einen Einfluss.

Analysen haben gezeigt, dass die Ablöse der Leistungspauschale durch einen Leistungspreis bei dem Großteil der Haushaltskund:innen zu einer Entlastung führen kann. Kostensteigerungen sind insbesondere bei hohen Lastspitzen zu erwarten. Diesbezüglich ist jedoch zu betonen, dass die dadurch entstehenden Kosten nicht mehr von jenen Kund:innen getragen werden würde, die das Netz in einem geringeren Ausmaß belasten. 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 Rechnungshofbericht

Der Rechnungshof hat eine Überprüfung zum Stand der Einführung intelligenter Messgeräte bei der E-Control als auch bei den 15 größten Netzbetreibern zwischen Februar 2022 bis März 2023 durchgeführt. Die Überprüfung und der anschließende Bericht²⁶ beziehen sich auf die Jahre 2019-2022.

Der RH-Bericht enthält die folgenden Empfehlungen:

- Nutzenpotenzial des Smart Metering für die Markt- und Netzprozesse ist zu realisieren,
- datenschutzkonforme Nutzung von Smart-Meter-Daten durch VNB für Netzplanung und Netzbetrieb (Versorgungssicherheit),
- übergeordneten Grundsätzen und Mindeststandards für Smart-Metering-Projekte der 2. Generation sind zeitnah zu formulieren.

Die positiven Prüfungsergebnisse zu den E-Control Aktivitäten im RH-Bericht sind:

- Information für die Endkunden und verbesserte Kommunikation mit den Stakeholdern,
- Monitoringberichte ab dem Jahr 2020,
- Durchführung der Zählerstudie,
- Fokussierung auf den Austausch mit den Akteuren des Energiemarktes, auf Energiedatenmanagement und Marktkommunikation im Allgemeinen,
- Initiative zum Abschluss einer Zielvereinbarung zwischen dem BMK und der Branche und
- Beitrag zu den Anpassungen der IME-VO.

Die Kritikpunkte im RH-Bericht in Bezug auf die E-Control Aktivitäten umfassen vor allem:

- fehlende Steuerung und Koordination des gesamten Vorhabens – Ausrollung von Smart Metern
- durch die Berücksichtigung von nicht-kommunikativen Smart Meter im Ausrollungsgrad erscheint der Ausrollungsgrad höher als tatsächlich,
- Probleme im Zusammenhang mit der Datenübertragung und Anpassung der IT-Systemen wurden erst in den späteren Berichten herangezogen,
- keine praxistaugliche Anwendbarkeit bei der Multi-Utility Schnittstelle,
- fehlende Standardisierungen bei der Kundenschnittstelle und
- Monitoringberichte thematisierten die Energieeffizienz der Smart-Meter-Infrastruktur nicht.

²⁶ https://www.rechnungshof.gv.at/rh/home/news/Meldungen_2024/Smart_Meter_Einfuehrung_Stand_2022.html

Zu den Kritikpunkten ist Folgendes hervorzuheben:

- Die E-Control handelt im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags und kommt vollständig ihren Aufgaben und Pflichten nach.
- Eine weiter reichende Rolle für die E-Control ist gesetzlich nicht vorgesehen.
- Schwierigkeiten in der Datenübertragung wurden erst sichtbar bei Erreichung eines Schwellenwertes, der bei etwa 50% des Ausrollungsgrades liegt. Das Problem wurde deutlicher mit dem Anstieg von Opt-In Endkunden inkl. Energiegemeinschaften (erst Ende 2021 und im Jahr 2022). Diese Thematik wurde im Bericht 2023 ausführlich behandelt, die Ursachen identifiziert und Lösungsvorschläge unterbreitet.
- Die Änderungen der beiden Funktionalitäten bezüglich Multi-Utility Schnittstelle und Kundenschnittstelle sind bereits in der Planung der E-Control berücksichtigt und aller Voraussicht nach werden diese Änderungen in der Vorbereitung einer Novelle zur IMA-VO einfließen.
- Angesichts des sehr breiten Umfangs der Fragestellung und bestehender wissenschaftlicher Untersuchungen zum Thema Energieverbrauch von Smart Metern wurde im Bericht 2022 ausführlich behandelt. Dabei wurde inhaltlich festgestellt, dass die Ausrollung von Smart Metern keine wesentliche Änderung des Gesamtstromverbrauchs bewirkt.
- Die Kostenabschätzung aus dem Jahr 2011 wurde mit jenen im Jahr 2024 verglichen, ohne Anrechnung der Inflationsrate, unverhältnismäßige Verteuerung im Bereich energie-technischen Gütern und Berücksichtigung der Auswirkungen von COVID-19.
- Die Ersparnisse im Bereich Work-Force (Ablesung, Transportkosten udgl. für manuelle Ablesungen) wurden nicht berücksichtigt sowie das Nutzen von Smart Metern bei der Integration von neuen Markttrollen (Energiegemeinschaften), dezentralen erneuerbaren Energieerzeugung und Flexibilitäten.

7.2 Smart Meter-Daten²⁷

Der Austausch von energiewirtschaftlichen Daten²⁸ zwischen den Marktteilnehmern bildet eine der wichtigsten Säulen der Energiewirtschaft. Hier spielen die Netzbetreiber die Hauptrolle. Sie sind u.A. für die Erhebung, Verwaltung und weitere Übermittlung von Daten der Netzbewerber:innen an die Marktteilnehmer zuständig. Unter Daten sind hier die Stammdaten der Netzbewerber:innen sowie die Bezugsmenge aus dem öffentlichen Netz sowie Einspeisungsmengen in das öffentliche Netz gemeint. In weiterer Folge werden auf ihrer Basis die Geschäfts- bzw. Marktprozesse durchgeführt. Durch den hohen Anstieg der dezentralen Erzeugungsanlagen, neue organisatorische Rollen wie Energiegemeinschaften sowie notwendige Messungen in einer viertelstündlichen Auflösung wird die auszutauschende Datenmenge immer größer. Die Datenqualität und -verfügbarkeit²⁹ sind demzufolge zu den wichtigsten Merkmalen des digitalisierten Energiesystems geworden.

Die viertelstündlichen Smart Meter-Daten sind insbesondere notwendig um:

- volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und flexible (steuerbare) Lasten ins System zu integrieren,
- die Elektrifizierung (Wärmesektor, Mobilität) zu bewältigen,
- verursachungsgerechte Kostenverteilung, bspw. Tarife 2.1, zu ermöglichen,
- neue Markttrollen in das System aufzunehmen, vor allem organisatorische Einheiten wie Energiegemeinschaften und Aggregatoren,
- Kostenersparnis bei Netzbetrieb und Netzausbau zu erzielen,
- Kostentransparenz bei Ausgleichsenergie und Abrechnungen zu schaffen,
- Lieferanten die Basis für die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen zu bieten.

²⁷Unter „Smart Meter-Daten“ sind die mit Smart Meter gemessenen Ist-Werte der Wirk- und Blindenergie bzw. Wirk- und Blindleistung in beiden Energieflussrichtungen (4-Quadranten-Messung) in einer viertelstündlichen oder täglichen Auflösung (Energiewerte) sowie Zählerstände gemeint.

²⁸ Unter energiewirtschaftlichen Daten sind Stammdaten der Netzbewerber bezogen auf den Netzanschlusspunkt bzw. Zählpunkt sowie die dazugehörige Energie- bzw. Leistungswerte (Erzeugungs- und Verbrauchswerte) gemeint.

²⁹ Daten(-erfassungs)qualität: Genauigkeit, Richtigkeit, Vollständigkeit und Validität von Daten

Datenverfügbarkeit: definierte Daten müssen innerhalb der vorbestimmten Zeit nach ihrer Erfassung beim Empfänger sein (z.B. 12 Stunden nach der Erfassung müssen die Energiewerte im Webportal des Netzbetreibers für den Endkunden sichtbar sein).

7.2.1 Rechtlicher Rahmen

Die gesetzlichen Regelungen für intelligente Messgeräte enthalten detaillierte Vorgaben für die Datenerhebung, -übermittlung und -verwendung (vgl §§ 83ff EIWOG 2010). So haben Netzbetreiber etwa dafür zu sorgen, dass spätestens sechs Monate ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts beim jeweiligen Endverbraucher einmal täglich ein Tagesenergiewert sowie sämtliche Viertelstundenwerte im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für den Kunden für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät zu Zwecken der Verrechnung, Kundeninformation, Energieeffizienz, der Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes gespeichert werden (§ 84 Abs 1 EIWOG 2010). Netzbetreiber sind weiters verpflichtet, die täglichen Verbrauchswerte bzw die Viertelstundenwerte, je nach vertraglicher Vereinbarung bzw Zustimmung, spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät jedenfalls über ein kundenfreundliches Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen. Die Auslesung der Verbrauchswerte aus dem Messgerät hat dabei zumindest einmal täglich zu erfolgen (vgl § 84 Abs 1 EIWOG 2010). Netzbetreiber sind verpflichtet, am Beginn des darauffolgenden Kalendermonats unverzüglich, spätestens jedoch zum Fünften dieses Monats, alle täglich erhobenen Verbrauchswerte bzw Viertelstundenwerte, je nach vertraglicher Vereinbarung bzw Zustimmung, an die jeweiligen Lieferanten ua zu Zwecken der Verrechnung zu übermitteln (§ 84a Abs 1 EIWOG 2010). Die Nichteinhaltung dieser gesetzlichen Verpflichtungen ist verwaltungsstrafbewehrt (vgl § 99 Abs 2 Z 15 und 16 EIWOG 2010).

Weiters wird auf die Grundsatzbestimmung des § 45 Z 19 EIWOG 2010 hingewiesen, wonach die Verteilernetzbetreiber Datenaustauschverträge mit anderen Netzbetreibern, den Bilanzgruppenkoordinatoren und anderen Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln abzuschließen haben. Gemäß § 22 Z 7 E-ControlG hat die E-Control zudem die Kompatibilität der für Marktprozesse relevanten Datenaustauschverfahren, in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern, sicherzustellen. Hingewiesen wird ferner auch auf die für Energiegemeinschaften relevanten §§ 16a ff EIWOG 2010, die ebenfalls Vorschriften für den Datenaustausch vorsehen. Insbesondere müssen nach § 16e EIWOG 2010 bei Verwendung von intelligenten Messgeräten die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen und ehestmöglich, spätestens aber am Folgetag, zur Verfügung gestellt werden.

Die verschiedenen Optionen der Smart Meter-Konfiguration machen die IT-Systeme komplexer und bilden keine ausreichende Datenbasis für ein gut funktionierendes System. Die Opt-Out-Konfiguration sowie die aus technischen Gründen durch Smart Meter nicht ersatzbaren mechanischen oder digitalen Zähler geben keinen Aufschluss über die tatsächliche Netzbelastung am Netzanschluss oder bezogene bzw. eingespeiste Energiemenge, die Standard-Konfiguration (Tageswerte) tut dies nur in einem beschränkten Ausmaß und nur die Opt-In-Konfiguration (viertelstündliche Messung, siehe Abschnitt 5.4) ergibt die notwendigen Daten (siehe Abschnitt 7.2) für die richtige Abwicklung von energiewirtschaftlichen Geschäftsprozessen. D.h. dass für Zählpunkte, für die keine viertelstündliche Auflösung der Messwerte vorhanden ist, die Viertelstundenwerte über standardisierte Lastprofile (SLP) errechnet werden

müssen. Das umfasst bei der aktuellen Aufteilung von Smart Meter-Konfigurationen ca. 90% der Zählpunkte (Stand Ende 2023).

Ein weiteres Problem ist die nicht ausreichende Datenqualität und -verfügbarkeit. Einerseits sieht der aktuelle Rechtsrahmen eine 100%-ige Datenverfügbarkeit vor, die in der Praxis aus technischen Gründen nicht erreichbar ist. Andererseits liegt die tatsächliche Datenverfügbarkeit weit unter den nach dem Stand der Technik erzielbaren Werten von >99% (siehe Kapitel 8).

7.2.2 Vom Smart Meter zu den Marktteilnehmern

Die Energiewerte gelangen über verschiedene Übertragungswege sowie mehrere Schnittstellen vom Zähler zu Marktteilnehmern (Netzbetreiber, Lieferant, Endkunde, Energiegemeinschaft udgl.), Abbildung 14. Dabei kann es aufgrund verschiedener Ursachen zu Datenlücken bzw. nicht fristgerechter Weiterleitung kommen. Dabei ist zwischen den folgenden drei Übermittlungsbereichen zu unterscheiden:

- A) vom Smart Meter zum zentralen System des Netzbetreibers,
- B) Verwaltung im zentralen System und
- C) vom zentralen System des Netzbetreibers über EDA-Plattform an die Marktteilnehmer.

Sollten die Energiewerte nicht vollständig in den zentralen Systemen der Netzbetreiber ankommen (Übermittlungsbereich A), gehen sie in den meisten Fällen nicht verloren, da sie in den Smart Metern für 60 Tage gespeichert sind. Die Ursachen der fehlerhaften Übertragung in diesem Bereich sind in der Regel technischer Natur bzw. auf lokal verursachte Kommunikationsstörungen zurückzuführen. Das Finden und die Beseitigung dieser Störfaktoren kann länger dauern und ist zeit- und personalaufwendig, da sie ebenfalls vor Ort durchgeführt werden. Durch die Datenverspätung können die Prozesse in den betroffenen Anwendungsbereichen (siehe Tabelle 6) nicht durchgeführt werden, vor allem in jenen, die eine tägliche Datenübermittlung vorsehen. Überdies ist nicht ausgeschlossen, dass Marktteilnehmer und Endkunden bzw. Netzbenutzer gegenüber Netzbetreibern zivilrechtliche Ansprüche geltend machen, für den Fall, dass Daten nicht in gesetzes- oder vertragskonformer Weise zur Verfügung gestellt werden. Sollten sich Netzbetreiber veranlasst sehen, Ersatzwerte zu bilden, so ist darauf hinzuweisen, dass durch eine solche Ersatzwertbildung die gesetzlichen Vorgaben nicht erfüllt werden. Vielmehr ist auch in einem solchen Fall dafür Sorge zu tragen, dass umgehend alle Maßnahmen gesetzt werden, um korrekte Messwerte zu übermitteln.

Wenn die Energiewerte (Erzeugungs- und Verbrauchswerte) in der Übertragung zwischen Smart Metern und zentralem System des Netzbetreibers (Übermittlungsbereich A) nicht vollständig oder fristgerecht übermittelt werden, sind sie auch in den nachgelagerten IT-Systemen nicht vorhanden. Ersatzwerte

ermöglichen dann die Durchführung von Prozessen in den in der Tabelle 6 beschriebenen Anwendungsbereichen.

Das Fehlen von Energiewerten und ihre nicht-fristgerechte Übermittlung aufgrund von Fehlern in den weiteren Bereichen der Übertragungs- bzw. Bearbeitungskette (Übermittlungsbereiche B und C) muss durch gezielte Maßnahmen in den bestehenden IT-Systemen behandelt werden.

Die Tabelle 1 zeigt einen Überblick aller Anwendungsbereiche im Strommarktmodell in welchen Ist-Energiewerte von Netzbewutzer:innen (Endkund:innen) als gemessene Werte, Ersatzwerte oder berechnete Energiewerte von den Anschluss-Netzbetreibern an die verschiedenen Marktteilnehmer verschickt werden. D.h. dass die Qualität sowie die Verfügbarkeit der Ist-Werte im Allgemeinen ausschlaggebend für die Abwicklung der angeführten Geschäftsprozesse sind.

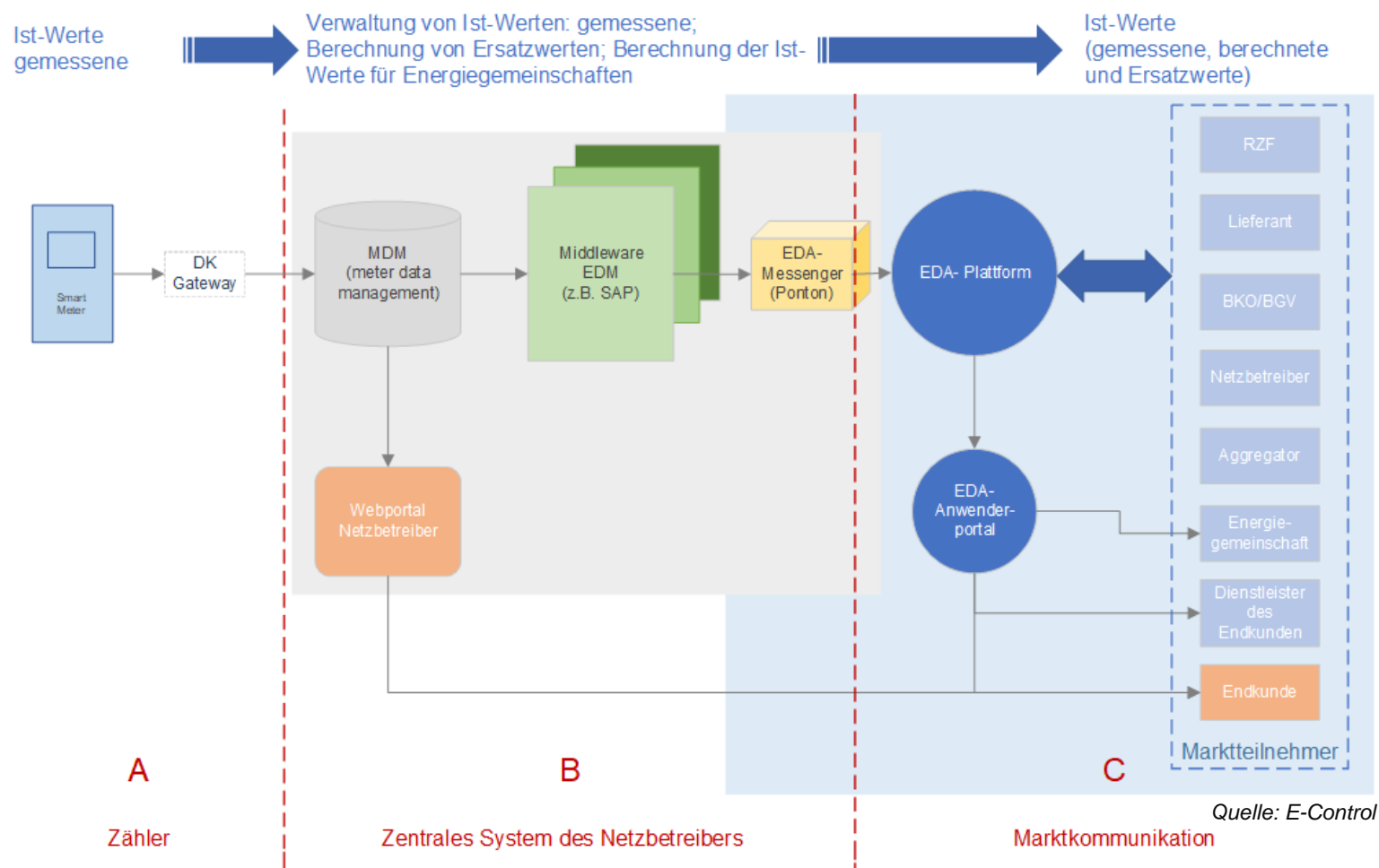


Abbildung 14: Übertragungsweg der Energiewerte (Ist-Werte) von Smart Metern zu den Marktteilnehmern

Anwendung	Kommunikationsweg	Übermittlungsfrist	Datenempfänger
Abrechnung Netz	IKT-Systeme der Netzbetreiber	monatlich/jährlich	Netzbetreiber
Abrechnung Energie	EDA ³⁰	täglich und monatlich (5. des Folgemonats)	Lieferant
Abrechnung innerhalb Energiegemeinschaft	EDA od. EDA-Anwenderportal	täglich und monatlich (5. des Folgemonats)	Betreiber von Energiegemeinschaft
Datenaustausch entsp. SOGL Datenaustausch-V	E-Mail (SMTP) bzw. EDA	täglich	Übertragungsnetzbetreiber (APG) und vorgelagerte Verteilernetzbetreiber
Prognose des Lieferanten	EDA	täglich	Lieferant
Abrechnung Regelreserve	E-Mail (SMTP)	täglich	Übertragungsnetzbetreiber/ Regelreserveanbieter
Clearing/ Abrechnung Ausgleichsenergie	EDA optional E-Mail (SMTP)	monatlich (10. des Folgemonats bzw. nach 14 Monaten)	APCS Bilanzgruppeverantwortlicher Lieferant
Information für Endkunden und ihre Dienstleister	EDA oder EDA-Anwenderportal	täglich	Endkunden/ Dienstleister
Information für Endkunden	Webportal des Netzbetreibers	12 Stunden nach dem Zeitpunkt der Messung und Auslesung	Endkunden
Abrechnung Aggregator*	EDA		Aggregator

Tabelle 6: Anwendungsbereiche der Energiewerte (gemessene, Ersatz- und berechnete Ist-Werte) in ¼-Stunden-oder täglichen Zeitreihen**; Datensender ist in allen angeführten Fällen der Anschlussnetzbetreiber

*geplant

** Zeitreihen je Zählpunkt, ausgenommen zwecks Clearings, hier werden auch die aggregierten Ist-Energiewerte versendet

³⁰ EDA-Energiewirtschaftliche Datenaustauschplattform; EDA-Anwenderportal: niederschwelliger Zugang zur EDA-Plattform zB für Energiegemeinschaften mit 100 oder weniger Teilnehmern (im Durchschnitt 5)

7.2.3 Bildung und Einsatz von Ersatzwerten

Nachdem die Konsultation³¹ zu „Qualitätsmanagement der SM-Kommunikation“ auf ebUtilities im Jahr 2023 zurückgestellt wurde, erfolgte im Dezember eine neuerliche Konsultation³² zu diesem Themenbereich, die am 15.1.2024 abgeschlossen wurde. Die Produktivsetzung der technischen Dokumentation hinsichtlich der angeführten Regelungen hat bei allen Netzbetreibern entsprechend den „Technischen Dokumentationen“ bis 7.10.2024 zu erfolgen.

Die Regelungen enthalten vereinheitlichte Methoden zu Ersatzwertbildung sowie Entstörfristen zum Beispiel je nach Messart (Lastprofilmessung, Messung mittels Smart Meter und Konfiguration udgl.), Abrechnungsart wie beispielweise monatliche Rechnung und Teilnahme an den Energiegemeinschaften, die einem Zählpunkt des Netzbenutzers zugeordnet sind.

Aus Sicht der E-Control sind die folgenden Punkte bzw. Regelungen nicht akzeptabel:

- die Frist von 45 Kalendertagen für die Entstörung ist eindeutig zu lange (zB Verträgen mit spotmarktorientiertem Energiepreisen),
- Entstörfristen bei Netzbutzer:innen/Endkund:innen mit Verträgen mit dynamischen Preisen wurden nicht berücksichtigt,
- ein Zähler, der auf NON-SMART umgestellt wurde, kann frühestens nach 61 Kalendertagen wieder auf SMART gesetzt werden,
- nach Entstörung werden Opt-In (IME) Smart Meter auf Standard (IMS) gesetzt (der Prozess Mitgliedschaft zur EG muss neu gestartet werden; für Kunden mit Verträgen mit dyn. Preisen muss Opt-In neu beantragt werden),
- während NONSMART können keine Anwendungen am Energiemarkt durchgeführt werden,
- der Endkunde wird über Setzung auf NON-SMART über Webportal des VNB informiert. Keine separate Information erfolgt innerhalb den ersten 45 Kalendertage. Nach 45 KT erfolgt Info mit Begründung,
- der Endkunde wird nicht nachweislich und schriftlich über den Start sowie das Ende des NON-SMART-Zeitraums unmittelbar informiert.

Diese Regelungen sind nur als vorübergehende Notmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Marktkommunikation für den Fall zu verstehen, dass die übermittelten Daten die gesetzlichen Anforderungen nicht (vollständig) erfüllen. Die E-Control hat dazu ihre Stellungnahme vom 6.11. ergänzt und am 21.12.2024

³¹ <https://www.ebutilities.at/konsultationen/36>

³² <https://www.ebutilities.at/konsultationen/61>

neuerlich auf ihrer Website veröffentlicht³³ und im Rahmen der Konsultation von „Technischen Dokumentationen“ über ebUtilities eingereicht. Diese wurde nur teilweise in die finale Version aufgenommen.

7.2.4 Erfahrungen der Marktteilnehmern

Wie im Vorjahr berichtet, mehren sich mit der fortschreitenden Ausrollung von Smart Metern die Beschwerden der Marktteilnehmer betreffend Datenverfügbarkeit und -qualität, dies liegt nicht an den Geräten selbst, sondern an den Datenübermittlungswegen. Vor allem wenn es sich um die Übermittlung von Smart Meter-Daten in viertelstündlicher Auflösung handelt, kommen lückenhafte Zeitreihen vor, oder die Daten werden nicht fristgerecht übermittelt.

Die E-Control hat zum Thema “Datenmanagement als Basis der Energiewende”³⁴ am 7.12.2023 eine Veranstaltung organisiert, wo die Vertreter unterschiedlicher Markttrollen (Netzbetreiber, Lieferant, Energiegemeinschaft, Dienstleister und Aggregator) über ihre Erfahrungen und Anforderungen berichtet haben.

Im Folgenden sind einige Problemfelder für Lieferanten und Energiegemeinschaften, die im Zusammenhang mit der nicht fristgerechten Datenverfügbarkeit sowie lückenhaften Daten direkt in Verbindung stehen, angeführt. Die Korrektur von Datenlücken bedarf eines erheblichen Zeit- und Personalaufwands sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Datenempfänger:innen. Bereits 2022 wurden in den Gesprächen der E-Control mit den Marktteilnehmern die Hauptprobleme und ihre Ursachen identifiziert und die Lösungswege empfohlen³⁵. Die Gespräche wurden auch in den Jahren 2023/24 fortgesetzt.

Lieferanten

- Bei den spotmarktbezogenen dynamischen sowie bei Time-of-Use Produkten (siehe 7.5.2) ist die Abrechnung nicht möglich bzw. wird die monatliche Abrechnung verzögert.
- Darüber hinaus wird die Prognosequalität der Lieferanten, da sie sich auf die tägliche Datenübermittlung stützen, schlechter. Dies verursacht höhere Ausgleichsenergiekosten. Um die Prognosen bzw. die Güte der Fahrpläne zu verbessern, sind die Ist-Energiewerte zu einem früheren Zeitpunkt als 12 Uhr am darauffolgenden Tag, was aktuell vorgesehen ist, notwendig, z.B. bis 8 Uhr.
- Die unterschiedlichen Fristen für der Übermittlung von Ist-Energiewerten an den Bilanzgruppenkoordinator, Bilanzgruppenverantwortlichen und an die jeweiligen Lieferanten verursachen

³³ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-meter/datenqualitaet>

³⁴ <https://www.e-control.at/fachveranstaltung-datenmanagement>

³⁵ Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2023

Diskrepanzen zwischen den übermittelten Zeitreihen, die identisch sein sollten. Da diese auch in unterschiedlichen Ausprägungen – aggregiert (Summenbildung) und zählpunktbezogen – je Marktrolle erfolgt, ist die Datennachvollziehbarkeit sehr schwierig und Fehlerquellen fast unauffindbar. Wegen unterschiedlichen Zeitpunkten der Datenübermittlung, können die Zeitreihen unterschiedlichen Daten enthalten, da die Ersatzwertbildung bei fehlenden Energiewerten zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfolgt. Die schlechten Prognosen spiegeln sich in den Ausgleichsenergiekosten der Lieferanten. Insbesondere sind davon jene Lieferanten und Stromabnehmer von erneuerbarer Energie wie OeMAG betroffen, die monatlichen Abrechnungen erstellen und für ihre Prognosen auf tägliche Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten angewiesen sind.

- Lieferanten, die Teilnehmer:innen einer Energiegemeinschaft beliefern (Restbezug) oder die Energie abnehmen (Restüberschuss) erhalten nur die Daten von jenen Teilnehmer:innen, die sie unter Vertrag haben. D.h. sie haben keine Kenntnisse über das Gesamtverhalten der Energiegemeinschaft. Somit können sie keine verlässliche Prognose für ihre Kund:innen erstellen. Wenn die Energiewerte nicht ankommen, wissen sie beispielsweise nicht, ob das an ihren Kund:innen liegt oder an fremdversorgten Kund:innen der Energiegemeinschaft. Dadurch tragen sie in diesen Fällen ein weit höheres Risiko der Ausgleichsenergiekosten als bei jenen Kund:innen die nicht Teilnehmer:innen einer Energiegemeinschaft sind.

Energiegemeinschaften

Die Betreiber:innen von Energiegemeinschaften haben zivilrechtliche Verpflichtungen gegenüber den Teilnehmern der Energiegemeinschaften, die sich vor allem auf die Abrechnungen innerhalb der Energiegemeinschaft beziehen. Wenn nur für einen einzigen Teilnehmer einer Energiegemeinschaft die Werte nicht verfügbar oder lückenhaft sind, kann die Abrechnung für alle anderen Teilnehmer nicht durchgeführt werden. Dadurch wird das Problem vervielfältigt, da manche Energiegemeinschaften mehr als 100 Teilnehmer:innen umfassen.

7.3 Beratungsstelle der E-Control und Schlichtungsstelle

Im Vergleich zum Vorjahr nahm die Anzahl der an die Beratungsstelle gerichteten Anfragen und Beschwerden zum Thema Smart Meter um ca. 75% zu. Bei insgesamt 42.681 Eingaben an die Beratungsstelle der E-Control, die vor allem durch die hohen Energiepreise und Fragen zur Abrechnung geprägt waren, behandeln aber nur 2% Smart Meter.

74% der Anfragen und Beschwerden zu Smart Metern wurden als allgemeine Smart-Meter-Fragen kategorisiert. Dazu gehören im Berichtsjahr zu einem großen Teil Beschwerden über die lückenhafte oder gänzlich fehlende Datenübertragung der gemessenen Verbrauchswerte. Einige Konsument:innen beanstanden, dass zwar ein intelligentes Messgerät installiert wurde, das Gerät aber gemäß Auskunft des

Netzbetreibers auch nach längerer Zeit immer noch nicht kommunikativ sei. Viele dieser Fälle wurden an die Schlichtungsstelle der E-Control verwiesen.

13% der Anfragen und Beschwerden zum Thema Smart Meter beinhalteten den Ausdruck einer generellen Ablehnung eines intelligenten Messgeräts. In 6% der Eingaben wurden Fragen zur Opt-Out-Regelung gestellt. Das Recht einen Smart Meter vor dem planmäßigen Roll-Out durch den Netzbetreiber zu erhalten, war Anfragegrund in 7% der einlangenden Schreiben und Telefonate, Abbildung 15.

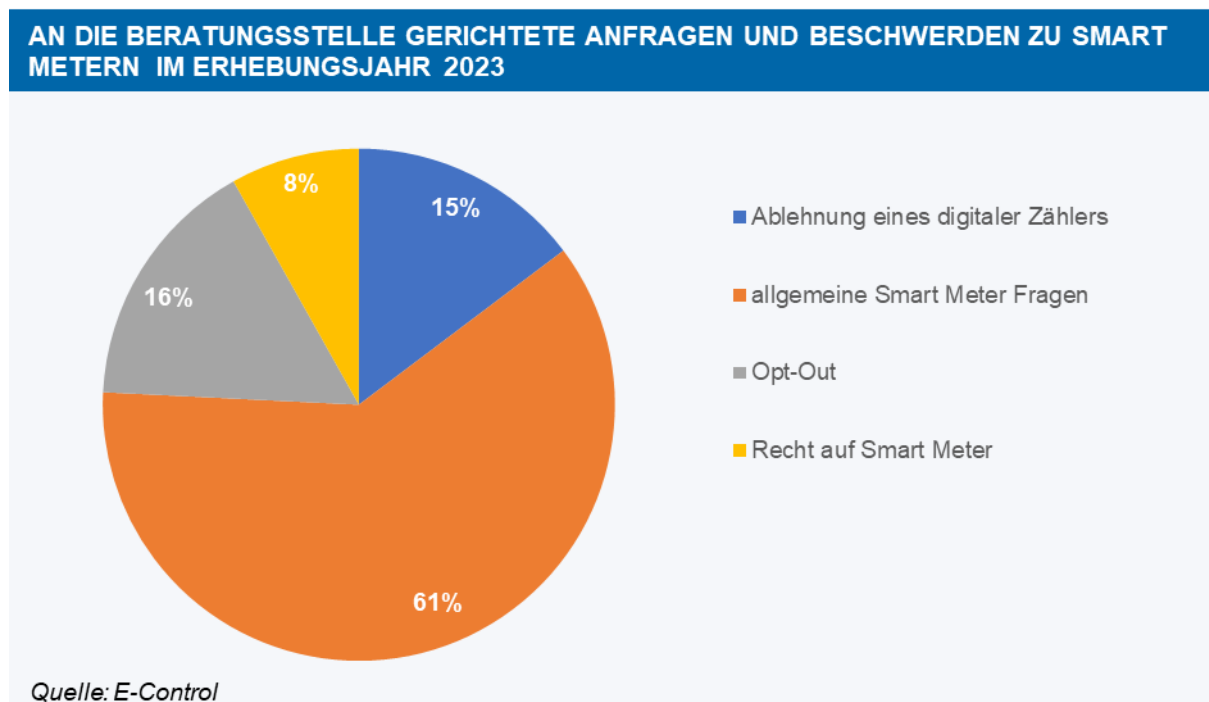


Abbildung 15: Smart Meter-Anfragen und Beschwerden an die Beratungsstelle im Erhebungsjahr 2023

An die Schlichtungsstelle wurden im Berichtsjahr insgesamt 2.486 Anträge auf Streitschlichtung gestellt. Smart Meter waren in ca. 6% der Verfahren Anlass für das Ansuchen auf Vermittlung, Abbildung 16.

7.3.1 Intelligente Messgeräte Datenmanagement

In 52% der Anträge zu Smart Metern wurden Beschwerden rund um das Datenmanagement der durch das intelligente Messgerät erfassten Verbrauchsdaten eingebracht. Dabei sind die ursächlichen Gründe in unterschiedlichen Verantwortungsbereichen gelagert.

Einige an die Schlichtungsstelle der E-Control gerichtete Beschwerden behandelten die mangelnde Qualität der Daten bzw. die lückenhafte Datenübertragung. Das betraf häufig Beschwerdeführer:innen, die eine erneuerbare Erzeugungsanlage betreiben und die aufgrund fehlender Einspeisedaten keine Vergütung für den selbsterzeugten Strom erhielten oder nur mit großer Zeitverzögerung eine korrekte Abrechnung über ihre Einspeisung erhielten. Im Rahmen der Verfahren konnten häufig gemessene

Werte erhoben und nachgeliefert werden. In einigen Fällen räumten die Netzbetreiber größere Schwierigkeiten mit der Datenübertragung ein, mit deren Behebung sie intensiv befasst sind. Eine rasche Lösung konnte in diesen Fällen im Rahmen des Schlichtungsverfahrens oftmals nicht gefunden werden.

Aber auch anders gelagerte Beschwerden trafen bei der Schlichtungsstelle ein. So stellen Beschwerdeführer:innen fest, dass auf ihrer Stromrechnung des Lieferanten die Verbrauchsdaten, die ihnen im Webportal des Netzbetreibers zur Verfügung stehen bzw. am Gerät selbst ablesbar waren, nicht zugrunde gelegt wurden, sondern ein Standardlastprofil für die Abgrenzung verwendet wurde. In den meisten dieser Fälle waren die notwendigen Prozesse zur Verarbeitung der Tages- bzw. Viertelstundewerte seitens des Lieferanten nicht implementiert. In den Verfahren wurde zumeist die manuelle Korrektur der Abrechnung auf Basis der tatsächlich gemessenen Werte erreicht.

7.3.2 Intelligentes Messgerät auf Kundenwunsch

In ca. 14% der Anträge zum Thema Smart Meter bringen die Netzbenutzer:innen vor, dass ihrem Wunsch, ein intelligentes Messgerät zu erhalten, nicht zeitnah gefolgt wird. Es handelt sich dabei häufig um Prosumer:innen, die zum Beispiel an einer Energiegemeinschaft teilnehmen möchten oder ein Energiemanagementsystem implementieren möchten. Dabei ist ihre Teilnahme bzw. die Umsetzung des geplanten Projektes von der Installation eines kommunikationsfähigen intelligenten Messgeräts abhängig. Im Rahmen eines Schlichtungsverfahrens wird erhoben, warum dem Wunsch der Beschwerdeführer:innen nicht, oder nicht zeitnah gefolgt werden kann. In allen Fällen konnte eine Ausrollung des Gerätes im Rahmen des Verfahrens erreicht werden.

7.3.3 Ablehnung des intelligenten Messgeräts

29% der Smart Meter-Anträge beinhalteten Ablehnungen des intelligenten Messgerätes. Die Beschwerdeführer:innen möchten den Ferrariszähler behalten. Sie wenden sich an die Schlichtungsstelle und bitten um Vermittlung mit dem Netzbetreiber. Die Schlichtungsstelle lehnt die Behandlung dieser Anträge ab, da sie aufgrund ihrer Aussichtslosigkeit – keine rechtliche Grundlage – den effektiven Betrieb der Schlichtungsstelle beeinträchtigen.

7.3.4 Opt-Out

In ca. 5% der Verfahrensanträge zum Thema Smart Meter wurden Beschwerden über die Opt-Out-Regelung eingebracht. Die Beschwerdeführer:innen äußerten Zweifel an der Umsetzung und der Datensicherheit. In einigen Fällen wurde beanstandet, dass die entsprechende Konfiguration am Messgerät nicht ersichtlich sei. Diese Verfahren können in der Regel durch Aufklärung oder Intervention des Netzbetreibers positiv abgeschlossen werden.

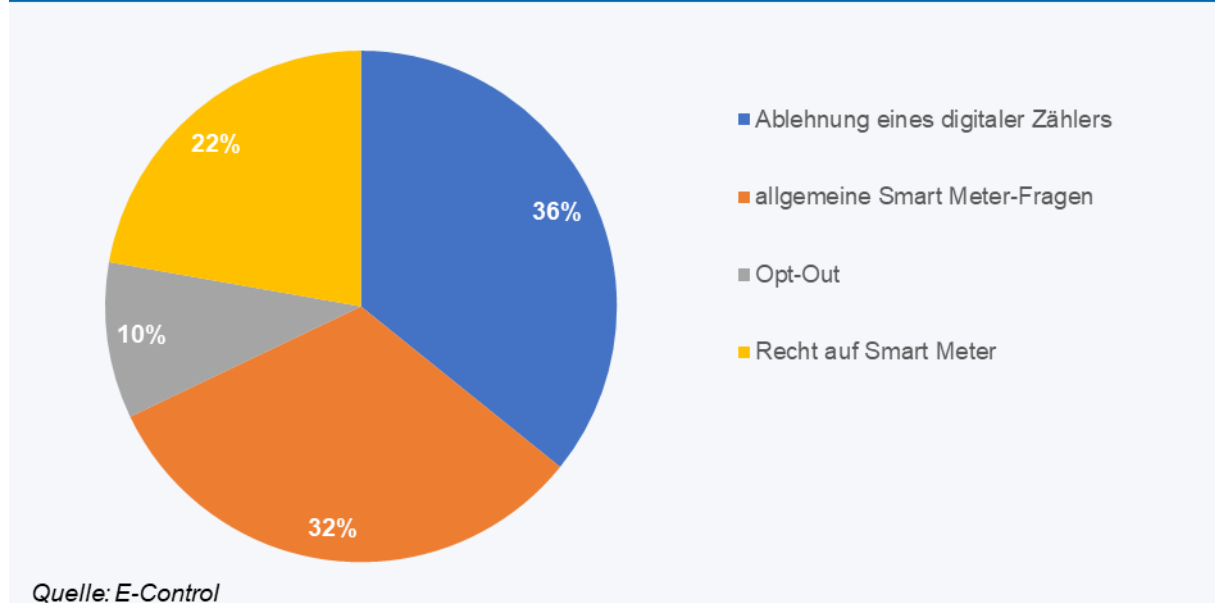
ANTRÄGE AUF STREITSCHLICHTUNG IM ZUSAMMENHANG MIT SMART METERN IM ERHEBUNGSJAHR 2023

Abbildung 16: Streitschlichtungsanträge zum Thema Smart Meter im Erhebungsjahr 2023

7.4 Rechtliche Verfahren

Auch im Jahr 2023 führte die Regulierungskommission mehrere Verfahren im Zusammenhang mit der Ablehnung von Smart Meter, die auf Antrag von Endkund:innen eingeleitet wurden. Die Anzahl solcher Verfahren stieg im Jahr 2023 auf 38. Dies hängt mit dem fortschreitenden Roll-Out zusammen.

Die Regulierungskommission hat in ihrer ständigen Spruchpraxis ausgesprochen, dass Netzbetreiber im Falle des Opt-Out berechtigt sind, bei Endverbraucher in elektronisches Messgerät, das fernangebunden ist und den Vorgaben gem § 1 Abs 6 IMEVO entspricht, einzubauen³⁶.

³⁶ <https://www.e-control.at/bereich-recht/entscheidungen-rek-strom/str#/>

7.5 Preisvergleichstool und Strompreisentwicklung

7.5.1 Tarifikalkulator und Lastprofile der Endkund:innen

Seit der Implementierung der Smart-Meter-Option im Tarifikalkulator steigt die Anzahl der Preisvergleiche, die mit der aktiven Auswahl eines Smart Meters als Stromzähler durchgeführt werden, stetig. Hierfür wird im Tarifikalkulator die Einstellung „Ist Ihr Zähler ein Smart Meter?“ auf „Ja“ gesetzt. Von Jänner bis Dezember 2023 entfielen rund 38 Prozent der Abfragen für Strom auf diese Option. Dabei wird jedoch immer noch äußerst selten ein eigenes Lastprofil hochgeladen, sondern fast ausschließlich auf die im Tarifikalkulator hinterlegten Lastprofilvorlagen zurückgegriffen. Ein Blick auf die Aufteilung der Abfragen nach Bundesländern zeigt große Unterschiede: Die meisten Preisvergleiche mit der aktivierten Smart-Meter-Option werden in Wien gemacht. Hier erfolgt auch am öftesten der Upload eines eigenen Lastprofils. In diesem Netzgebiet ist auch der Netzbetreiber aktiv geworden und so wurde von den Wiener Netzen eine eigene, mit den Formatanforderungen des Tarifikalkulators kompatible, Downloadmöglichkeit des Lastprofils eingerichtet.

Die Anforderungen für einen erfolgreichen Lastprofil-Upload im Tarifikalkulator betreffen die Vollständigkeit der Verbrauchs- bzw. Einspeisewerte, die Anzahl und Reihenfolge der Tage und die Zeitumstellung. Im Speziellen gelten die folgenden Vorgaben:

- **Energiewerte:** Die einzelnen Werte müssen größer oder gleich Null sein und dürfen maximal fünf Nachkommastellen (in kWh) aufweisen.
Des Weiteren muss die Summe der Verbrauchswerte größer Null sein und maximal 100.000 kWh betragen.
- **Tage:** Für eine Tarifikalkulator-Abfrage mittels Lastprofil müssen mindestens 355 Tage – maximal aber 375 Tage vorhanden sein. Wobei für die Kalkulation im Tarifikalkulator selbst nur 365/366 Tage herangezogen werden und überzählige Tage ignoriert werden. Dabei müssen die Tage aber kein Kalenderjahr abdecken – ein Lastprofil kann also bspw. auch Werte von Juni 2023 bis Juni 2024 aufweisen.
Weiters ist darauf zu achten, dass die Tage vollständig aufsteigend vorhanden sein müssen.
- **Zeitumstellung:** Da als Basis für die Zeitumstellung UTC („Weltzeit“) verwendet wird, muss am letzten Sonntag des März ein Sprung von 01:45 Uhr auf 03:00 Uhr stattfinden. Am letzten Sonntag im Oktober müssen dann die Viertelstundenwerte von 02:00 Uhr bis 02:45 Uhr doppelt vorkommen.
Das Zeitformat sieht dementsprechend wie folgt aus:
`yyyy-mm-ddT hh:mm +02:00` für die Sommerzeit bzw.
`yyyy-mm-ddT hh:mm+01:00` für die Winterzeit.
Wobei sich die Zeitangabe (hh:mm) auf das Ende des Ablesezeitraums bezieht.

Durch die spezifischen Formatvorgaben für einen Vergleich im Tarifikalkulator und die unterschiedlichsten Formate, Zeitaufösungen etc. von zur Verfügung gestellten Lastprofilen der Netzbetreiber (oder Lieferanten) ist ein erfolgreiches Hochladen von Lastprofilen mitunter komplex. Um zu analysieren in welcher Form Endkund:innen ihre Lastprofile von ihren Netzbetreibern erhalten, wurde in der Smart-Meter-Erhebung 2023 u.a. gefragt, in welchen Dateiformaten und Zeiträumen Endkund:innen ihre Lastprofile herunterladen können (siehe 5.6).

Die Dateien, die den Endkund:innen zur Verfügung gestellt werden, unterscheiden sich in der Formatierung erheblich. Die Anzahl an Spalten und Header(-Zeilen), die verwendete Datumsformatierung, der Informationsgehalt etc. ist sehr unterschiedlich. Auch die Zeitperioden, für die Netzbetreiber bspw. Lastprofile mit Viertelstundenwerten zur Verfügung stellen, sind sehr unterschiedlich. So kommt es sogar vor, dass Endkund:innen ihre Viertelstundenwerte nur tagesweise herunterladen können – eine Analyse des Jahresverbrauchs ist damit für die allermeisten Endkund:innen (zumindest außerhalb des Kunden-Webportals) nicht möglich. Für die Analyse, Preisvergleiche etc. mit Lastprofilen wird damit die Festlegung auf ein einheitliches Format österreichweit unabdingbar.

7.5.2 Produktangebote mit Smart Meter-Voraussetzung

Im Tarifikalkulator kann das Vorhandensein eines Smart Meters in der Opt-In-Konfiguration (Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten) als Voraussetzung für den Bezug eines Produktes eingestellt werden. Dies ist aber vor allem dann notwendig, wenn die verrechneten Preise der Produkte innerhalb eines Tages unterschiedlich sind – wie es bei Time-of-Use-Produkten ist – oder variieren, wie es bei den Spotmarktprodukten der Fall ist. Solche Produkte sind im Tarifikalkulator jedoch noch die Minderheit. Für Haushalte ergäbe sich durch die Nutzung spezieller Smart-Meter-Produkte die Möglichkeit, mittels Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die Preisentwicklung, Kosten zu sparen. Ein preissensibles Verbrauchsverhalten kann dazu beitragen, dass Strom (vorrangig) in jenen Zeiten verbraucht wird, in denen ein Überschuss erwartet wird.

7.5.2.1 Time-of-Use-Produkte (ToU)

Charakteristisch für diese Produkte ist, dass der Arbeitspreis je nach Tageszeit, Wochentag und/oder Saison unterschiedlich ist. In den meisten Fällen ist die Opt-In-Konfiguration gegenüber dem Lieferanten erforderlich.

Klassischerweise waren Time-of-Use-Produkte Hoch- und Niedertarif-Produkte sowie Nachttarife. Differenziertere Time-of-Use-Produkte als die eben genannten Produkte boten 2023 vier Lieferanten an. Bei einem Produkt wurde bspw. der Tag in acht – teils unterschiedlich lange – Zeitperioden eingeteilt. Der höchste Preis, der während Zeitperioden morgens und abends zur Anwendung kam, überstieg den günstigsten Preis um 40 Prozent (siehe Tabelle 7).

Montag-Sonntag	Preis
00:00-5:59	günstigster Preis
06:00-6:59	15%iger Aufschlag auf günstigsten Preis
07:00-09:59	40%iger Aufschlag auf günstigsten Preis
10:00-12:59	15%iger Aufschlag auf günstigsten Preis
13:00-14:59	günstigster Preis
15:00-16:59	15%iger Aufschlag auf günstigsten Preis
17:00-21:59	40%iger Aufschlag auf günstigsten Preis
22:00-23:59	15%iger Aufschlag auf günstigsten Preis

Tabelle 7: Darstellung der unterschiedlichen Bepreisung eines beispielhaften Time-of-Use-Produktes

7.5.2.2 Produkte mit Spotmarktbepreisung

Am Spotmarkt, oder auch Day-Ahead-Markt, werden Strommengen auf Stundenbasis gehandelt. Für jede Stunde ergibt sich dadurch ein Preis, zu dem der Strom an der Börse eingekauft werden kann. Als Lieferzeitpunkt wird hierbei der darauffolgende Tag festgelegt. Nach Handelsschluss stehen also die Preise für jede Stunde des darauffolgenden Tages fest.

Bei den sogenannten Spotmarktprodukten werden diese stündlichen Preise der Strombörse direkt vom Lieferanten an die Endkund:innen weitergegeben. Der Lieferant fungiert als Zwischenhändler und behält sich für die Vermittlung des eingekauften Stromes eine gewisse Gebühr ein. Diese Gebühr besteht in der Regel aus einem Aufschlag, der in Cent je kWh verrechnet wird, und einer Grundpauschale, die Euro je Monat zu zahlen ist.

Für den Bezug von Spotmarktprodukten ist ein Smart Meter in der Opt-In-Variante notwendig, da die Verrechnung auf Stundenbasis erfolgt. Für jede Stunde wird der tatsächliche Verbrauch und der zu dieser Zeit gültige Börsenpreis herangezogen. So ergibt sich durch die stundengenaue Abrechnung die Möglichkeit, das eigene Verbrauchsverhalten den aktuellen Börsenpreisen anzupassen und beispielsweise verbrauchsintensiveres Verhalten in Zeiten niedriger Preise zu verwenden. Spotmarktprodukte machen also insbesondere dann Sinn, wenn Endkund:innen die Preise im Auge behalten und den Verbrauch an den Preisen ausrichten können.

Die Abrechnung mit stündlichen Börsenpreisen birgt aber auch Risiken, wie bspw. die massiven Preisspitzen im Jahr 2022 zeigten. Da es am Strommarkt jederzeit zu teils enormen Preisausschlägen kommen kann, sollten die täglichen Preisprofile von den Endkund:innen im Vorfeld auf Zeitfenster mit hohen Preisen überprüft werden, damit während dieser Zeiten gegebenenfalls der Verbrauch reduziert werden

kann. In Anbetracht dessen ist auch auf die Novelle des EIWOG 2010 und im Speziellen auf § 80 Abs. 4a hinzuweisen, der seit 17.11.2023 in Kraft ist:

„Bietet ein Lieferant Lieferverträge an, welche die Preisschwankungen der Großhandelspreise widerspiegeln (Spotmarkt-Produkt oder andere Produkte mit automatischer Preisänderung), muss er Verbraucher im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 2 KSchG und Kleinunternehmer nachweislich vor Abschluss des Vertrags über Chancen sowie Kosten und Risiken von diesen Produkten informieren. Der Abschluss eines solchen Liefervertrags ist nur mit ausdrücklicher Zustimmung der Verbraucher und Kleinunternehmen zulässig. Während der Vertragslaufzeit hat der Lieferant den Kunden laufend in geeigneter Weise über die Preisentwicklungen und über auftretende Risiken rechtzeitig und auf verständliche Weise zu informieren. Verträge nach dieser Bestimmung dürfen jederzeit unter Einhaltung der Frist gemäß § 76 Abs. 1 erster und zweiter Satz gekündigt werden.“

Damit sind Lieferanten nun verpflichtet potentielle Endkund:innen über Chancen und Risiken dieser Produkte zu informieren und sie fortlaufend über die Preisentwicklung zu informieren. Des Weiteren wird eine Bindefrist für solche Produkte ausgeschlossen, sodass die Endkund:innen damit die Möglichkeit haben, in Hoch-Preis-Phasen jederzeit (unter Einhaltung der zweiwöchigen Kündigungsfrist) auf ein anderes (Fixpreis-)Produkt umzusteigen.

Die Unterbrechungen in der Kommunikation von Smart Meter sind für Endkund:innen mit Spotmarktprodukten sehr problematisch (siehe Abschnitt 7.2.4).

Im Tarifikalkulator werden die verschiedenen Spotmarktprodukte ausschließlich anhand der Aufschläge, die für die Vermittlung eines Börsenpreises an den Lieferanten zu tätigen sind, verglichen. Der Gesamtaufschlag, der für den Vergleich herangezogen wird, setzt sich aus einem mengenabhängigen Aufschlag in Cent je Kilowattstunde und einer allfälligen Grundgebühr in Euro je Jahr zusammen. Im Vergleich ist der tatsächliche Energiepreis nicht enthalten, da sich die tatsächlichen Preise erst zukünftig ergeben.

Im Jahr 2023 standen Haushaltskund:innen bis zu fünf unterschiedliche Spotmarktprodukte von bis zu fünf verschiedenen Lieferanten im Tarifikalkulator zum Vergleich bereit. Um zu analysieren, wie ein Spotmarktprodukt 2023 abgeschnitten hätte, wird im Folgendem analysiert, welche Kosten für einen Haushalt mit dem günstigsten und dem teuersten Spotmarktprodukt, die 2023 im Tarifikalkulator waren, entstanden wären. Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch und einem typischen viertelstündlichen Lastprofil einer Wohnung mit Verbrauchsspitzen unter der Woche, am Abend bzw. einer Mittagsspitze am Wochenende, hätte sich dementsprechend bezüglich der Stromkostenkomponenten für das Jahr 2023 folgendes Bild ergeben: Der Jahresenergiepreis exkl. USt. hätte 2023 zwischen 444 und 660 Euro betragen (Tabelle 8).

Spotmarktprodukte für Haushalte	börsenpreis- und verbrauchsabhängiger Arbeitspreis	Aufschlag	Grundpauschale	Summe
günstigstes Produkt	372,12 €/a	42,00 €/a (bei 1,2 Ct/kWh)	29,90 €/a	444,02 €/a
teuerstes Produkt	372,12 €/a	216,30 €/a (bei 6,18 Ct/kWh)	71,88 €/a	660,30 €/a

Tabelle 8 Kostenkomponenten des günstigen bzw. teuersten Spotmarktproduktes für Neukund:innen;
Quelle: Tarifikalkulator (Abfrage am 8. September 2023), EPEX (Spotmarktpreise 2023)

Diese Kostenkomponenten sind beispielhaft für einen Tag in Abbildung 17 ersichtlich. Verglichen mit den Kosten 2023 bei Floatern, Produkten ohne Preisgarantie oder Produkten mit Preisgarantie wären 2023 Spotmarktprodukte für Konsument:innen durchaus finanziell vorteilhaft gewesen – ein Resümee, das 2022 aufgrund der hohen Börsenpreise anders ausgefallen ist. Hervorzuheben ist, dass Spotmarktprodukte tendenziell einen geringeren Lieferantenaufschlag als längerfristig abgesicherte Produkte haben.

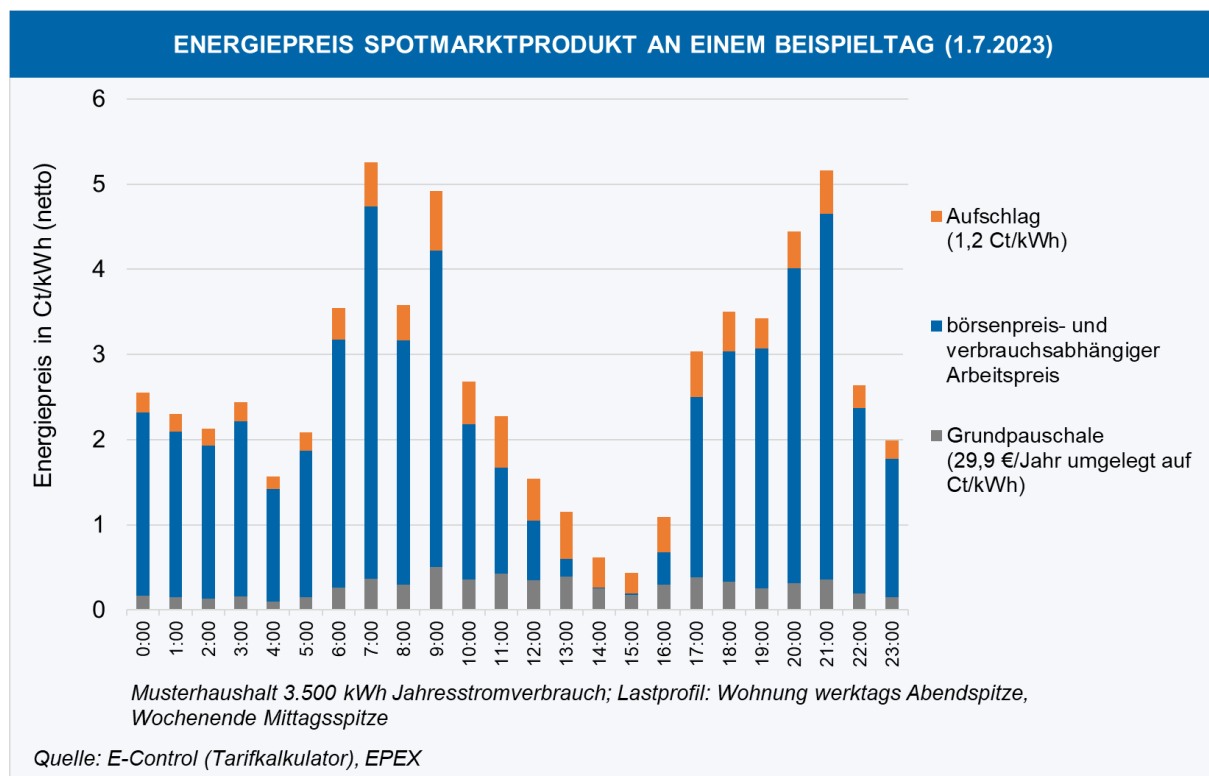


Abbildung 17: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX Spot Day-Ahead am 01.7.2023

8 Internationale Erfahrungen

Nicht nur in Österreich erlebt die Smart Meter Installation ein rapides Wachstum. Das schwedische Marktforschungsinstitut Berg Insight hat in ihrem diesjährigen Bericht sowohl die europaweite Ausrollung als auch die Technologie der Datenübertragung genauer betrachtet. Die Art und Weise der Kommunikation, die ein Zähler bietet, kann entscheidende Vorteile sowohl für Netzbetreiber als auch den Kunden hervorbringen. Im Abschnitt 5.2 wurde beschrieben, in welchen Varianten die Datenübertragung bei Smart Metern in Österreich erfolgt. In diesem Zusammenhang ist es auch wichtig, in welche Richtung sich andere europäische Staaten enzwickeln. In der Abbildung 18 ist die Entwicklung sowie die Prognose der Smart Meter Installation und der eingesetzten Kommunikationstechnologien in der EU27 zuzüglich Norwegen, der Schweiz und Vereinigtes Königreich von 2018 bis 2028 dargestellt.

Sechs Hauptübertragungstechnologien sind bei der Implementierung von Smart Metern europaweit im Einsatz, inklusive jener Technologien, welche auch in Österreich angewendet wurden. G1-PLC, G3-PLC und PRIME PLC sind in der PLC-Kategorie inkludiert. Sie repräsentieren neuere Generationen von PLC, mit dem Ziel zuverlässige sowie weitreichende Kommunikation über bestehende Stromleitungen zu gewährleisten, die in den letzten Jahren ihre Verwendung finden. Auffallend ist, dass die Prognose 2018-2028 für den Einsatz der PLC-Datenübertragung mit Plus 22% im Vergleich zu den anderen Technologien deutlich weniger wächst. Die Tatsache ist, dass die prognostizierte Verdoppelung der installierten Geräte in absoluten Zahlen vor allem auf jene mit Mobilfunkübertragung zurückzuführen wird. Auch der Einsatz von Dualtechnologie - die Kombination aus Radio Frequency (RF) und PLC – gewinnt bis 2024 deutlich an Bedeutung, um erwartungsgemäß in den darauffolgenden Jahren zu stagnieren.

Die drahtlosen Technologien der Datenübertragung von Smart Metern an den Datenempfängern erleben gemäß dem Berg Insight Bericht (Stand 2024) europaweit, neben einem fortschreitenden Wachstum auch eine merkbare Entwicklung. Investitionen in die Forschung und Entwicklung in den vergangenen Jahren haben ermöglicht, dass Wireless-Varianten wie NB-IoT, LTE-M sowie 3GPP-basierte LPWA kontinuierlich an Bedeutung und Einsatz bei Zählern gewinnen. Trotz dieser Entwicklung stellt aktuell PLC, auf europäischer Ebene betrachtet, die noch am meisten verwendete Kommunikationsmethode bei Smart Metering dar. Mehr als 97 Mio. von insgesamt 186 Mio. Einheiten sind Ende 2023 mit dieser Technologie installiert; darunter in Ländern wie Italien, Frankreich, Spanien, Polen und Schweden. Im Vergleich nutzen Länder in Nordamerika kabellose Netzwerke mit Industrial Scientific and Medical Band (ISM-Bänder im 915 MHz Bereich), um mit mehr als 138 Mio. Smart Metern in Verbindung zu stehen.

Ein ähnliches Konzept möchte auch das Vereinigte Königreich in seinem nördlichen Teil, im Rahmen derer Smart Meter-Ausrollung, implementieren. Mit der sogenannten FlexNet-Technologie und einem 400 MHz Frequenzband möchte das englische Telekommunikationsunternehmen Arqiva die gesamte Übertragung in Nordengland abdecken.

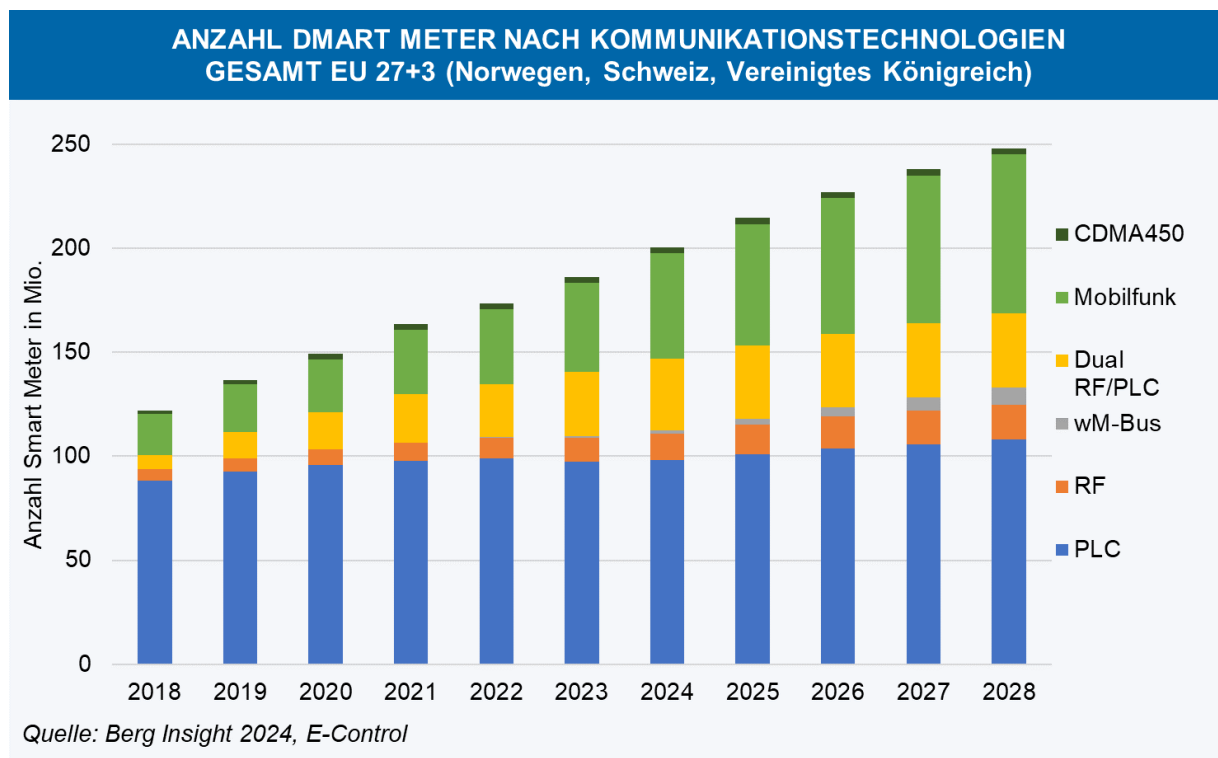


Abbildung 18: Verteilung der Kommunikationstechnologien europaweit, inklusive Prognose für die nächsten Jahre

In der Abbildung 19 ist ein Vergleich zwischen den ausgewählten europäischen Ländern hinsichtlich Einsatzes der Übertragungstechnologie dargestellt. Es ist ersichtlich, dass in fast allen zehn Ländern PLC die dominierende Übertragungstechnologie im Jahr 2018 gewesen ist. Zu den Ausnahmen zählten beispielsweise Belgien, welches ausschließlich zu 100 % Mobilfunktechnologien (2G/3G) zur Übertragung genutzt hat. Die drei belgischen Netzbetreiber VREG, CWaPE und BRUGEL haben sich bewusst für die NB-IoT (LTE-Netz) Übertragungstechnologie entschieden und deren Telekommunikationskonzern beauftragt, diese bereitzustellen. Auch in den Niederlanden machten PLC-Übertragungstechnologien fast keinen Anteil aus, wohingegen LTE-Netze und CDMA 450 MHz größtenteils zur Datenübermittlung verwendet wurden. Bei Norwegen waren Radiofrequenz-Übertragungstechnologien die überwiegende Mehrheit, mit beinahe 90% des Gesamtanteils. Grund hierfür war, dass in Norwegen PLC in vielen Fällen die Leistungsanforderungen nicht erfüllen konnte und die RF-Technologie, aufgrund derer höheren Reichweite, vorteilhafter war. In Dänemark machen PLC und RF beide die Mehrheit der Datenübertragung aus, während der restliche Anteil durch Mobilfunktechnologien gedeckt wird.

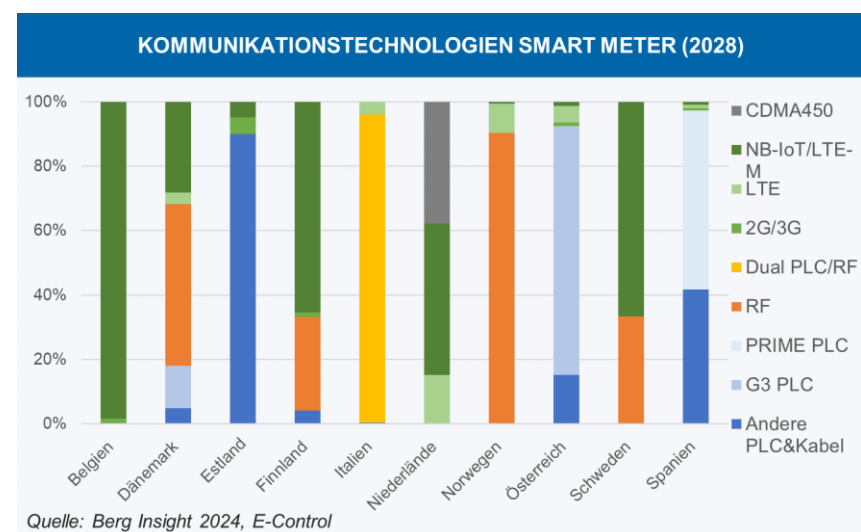
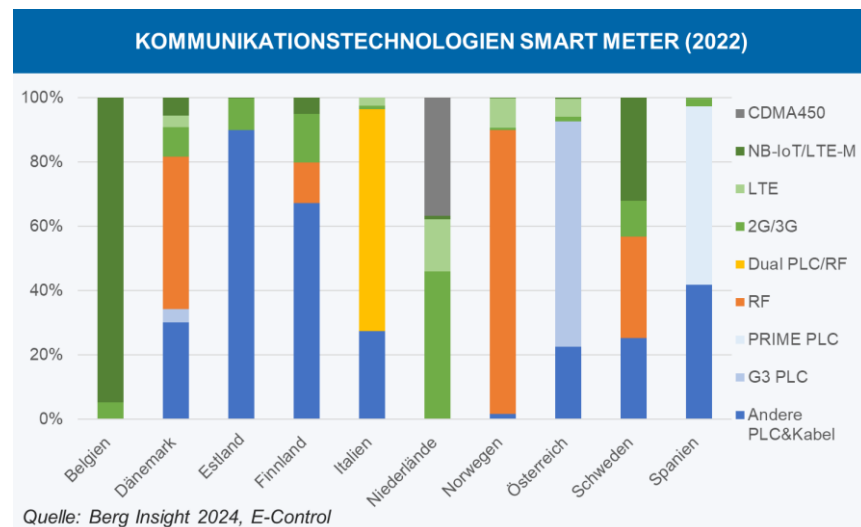
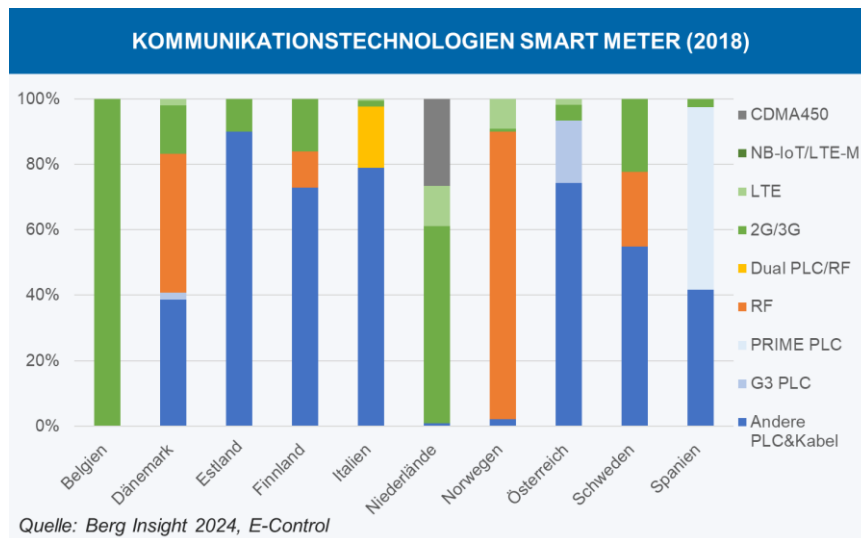


Abbildung 19: Kommunikationstechnologien nach Ländern europaweit – Entwicklung und Prognose

PLC hat in der Vergangenheit die erste Generation an Smart Metern dominiert. Gegenwärtig haben Verteilnetzbetreiber eine hohe Auswahl an möglichen drahtlosen Alternativen, welche den Vorgänger durch entscheidende Vorteile übertreffen werden. NB-IoT und LTE-M haben in diesem Sinne stark an Popularität gewonnen und es bestehen Pläne seitens der Länder, diese jetzt bzw. in den Ausrollung der nächsten Generationen an Smart Metern anzuwenden. Eine Prognose über jene Entwicklung wird in den Abbildung 19 verdeutlicht; einerseits für die zehn betrachteten Länder als auch insgesamt innerhalb Europas im Jahre 2028.

Aus der Grafik geht hervor, dass insbesondere die nordischen Staaten als auch Beneluxländer das Ziel verfolgen, sich (fast) vollständig von PLC zu distanzieren. Dasselbe soll auch mit Mobilfunktechnologien (2G/3G) geschehen. Hinsichtlich der Implementierung von NB-IoT/LTE-M soll Belgien 2028 an erster Stelle stehen, gefolgt von Schweden, Finnland und den Niederlanden. Im Gegensatz hierzu sollen Länder wie Spanien, Österreich und Estland auch in Zukunft hauptsächlich auf PLC bleiben.

9 Ausblick und Smart Meter 2.0

Die Digitalisierung im Verteilernetzbereich ist in den kommenden Jahren eine der wichtigsten sowie komplexesten Aufgaben der Elektrizitätswirtschaft. Sie ist die Voraussetzung für die Weiterentwicklung des Strommarktes hinsichtlich Einbindung der neuen Markttrollen sowie der Integration von erneuerbaren Erzeugungstechnologien und Speicher. Auch die Netzsicherheit hängt immer mehr vom Grad der Digitalisierung ab. Der Fokus liegt eindeutig auf innovative Messkonzepte, Datenqualität und -verfügbarkeit, und dem Datenaustausch zwischen sämtlichen Akteuren untereinander (Marktkommunikation).

Angesichts der Verzögerungen in der Anpassung von rechtlichen Rahmenbedingungen für den österreichischen Strommarkt ist es umso wichtiger den technologischen und marktbedingten Fortschritt weiterhin sicherzustellen, auch ohne dafür eine Basis im nationalen Kontext zu haben. Deshalb ist ein intensiver Austausch und die Abstimmung unter den Marktteilnehmern maßgebend. Dazu gehören auch die Zähler- und Kommunikationstechnologiehersteller, Software-Dienstleister sowie Dienstleister der Endkunden. Die Empfehlungen aus dem Vorjahresbericht³⁷ gelten nach wie vor, insbesondere bezüglich Problemfelder in der Datenqualität und -verfügbarkeit sowie in der Marktkommunikation.

Die ersten Smart Meter wurden vor etwa 15 Jahren installiert und der Ausrollungsstart der 2. Generation steht bevor. Die 2. Generation von Geräten wird sich in Bezug auf einige Funktionalitäten von der 1. Generation unterscheiden. Allerdings steht der gesetzliche Rahmen dafür (EIWG bzw. IMA-VO³⁸) noch nicht fest. Es ist davon auszugehen, dass mit dem ersten Austausch frühestens im Jahr 2028 begonnen werden kann, da die Vorbereitungen für die Ausschreibung und die Ausschreibung selbst insgesamt 2-3 Jahre in Anspruch nehmen werden. D.h. jene Geräte, die davor aus eichrechtlicher Sicht ausgetauscht werden müssen, werden vorläufig mit den Geräten der 1. Generation ersetzt werden (siehe Abbildung 20).

Aus Sicht der Regulierungsbehörde müssen die Regelungen für die neue Generation von Smart Metern im Gegensatz zu den bestehenden nicht nur die Mindestfunktionalitäten der Geräte selbst umfassen, sondern auch die Datenübertragung zu den zentralen Systemen der Netzbetreiber und weiter bis zu den Datenempfängern (Marktteilnehmern). Den Netzbetreibern müssen realistische Umsetzungsfristen gewährt werden. Im Rahmen einer künftigen Regulierung ist es vorstellbar, mittels messbarer Qualitätskriterien Anreize für die effiziente und frühe Zielerreichung zu schaffen, z.B. hinsichtlich Ausrollung von

³⁷https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_UISHVsZOOxaR_

³⁸ Zum EIWG siehe Abschnitt 2.2; die Anforderungen in der IMA-VO richten sich nach Regelungen im EIWOG 2010 bzw. EIWG

viertelstündlicher Erfassung und Übermittlung von Messwerten für alle Netzbenutzer:innen. Andererseits muss der verpflichtende Charakter der Vorgaben gewahrt werden, indem die Nicht-Erfüllung konsequent sanktioniert wird.

Die Smart Meter Mindestfunktionalitäten sind in der IMA-VO festgelegt. Aus den Erfahrungen der vergangenen 15 Jahren ergeben sich einige gravierende Anpassungen, die notwendig sind, um mit den schnellen Entwicklungen im gesetzlichen, technologischen und wettbewerblichen Umfeld Schritt zu halten und somit den künftigen Anforderungen des Strommarktes gerecht zu werden.

Die technischen Anforderungen müssen technologieneutral sein, wobei der Stand der Technik zu gewährleisten ist. Besondere Rücksicht ist auf die Lebensdauer der Technologie zu nehmen, da die Zähler 10 bis 15 Jahre im Betrieb bleiben müssen - durch Technologieentwicklung bedingte Software-Erweiterungen können nicht ohne Eichung vorgenommen werden. Die Eichung bedingt, dass die Zähler de- und reinstalliert werden. Modulare Erweiterbarkeit der Geräte stellt eine Option dar, ist aber mit zusätzlichen Kosten verbunden. Die Erweiterung ist daher nur in einem kleineren Umfang bzw. in speziellen Anwendungsfällen oder bei Notwendigkeit einzusetzen. Aus Sicht der Kosteneffizienz erscheint es erstrebenswert, alle künftig erforderlichen Funktionalitäten vorab zu klären.

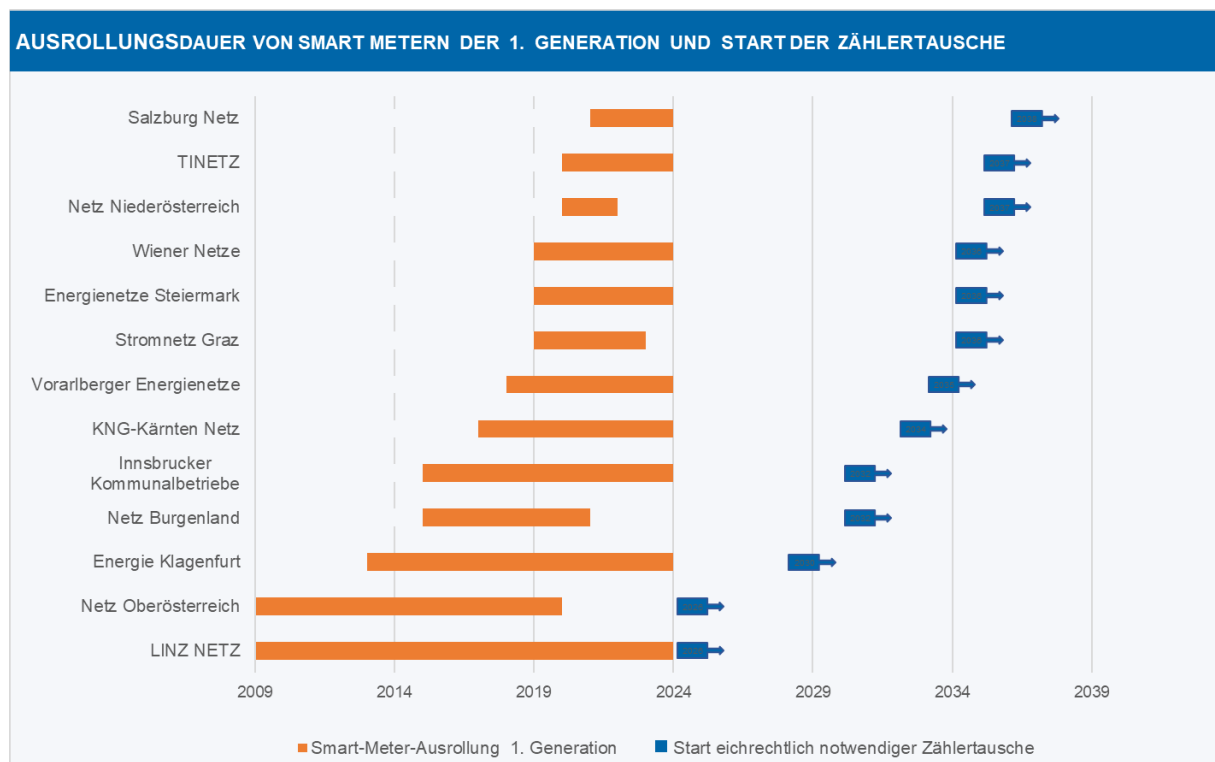


Abbildung 20: Ausrollungsdauer von Smart Metern der 1.Generation und der notwendige Start der Smart-Meter-Ausrollung der 2. Generation (Stand: Ende 2023)

Die Regelwerke müssen so gestaltet werden, dass je nach Topologie, Netzbetreibereigenschaften und Kundengruppen die Verwendung der effizientesten Technologien auf dem Stand der Technik und Erfüllung von Cyber-Security-Standards je Netzbetreiber ermöglicht wird z.B. Hybrid-Zähler (zwei Schnittstellen für den Versand an den Netzbetreibern) oder leichte Austauschbarkeit von Geräten und Zusatzeinrichtungen (Gateways, Datenkonzentratoren udgl.). Die Interoperabilität verschiedener IT-Systeme in der Datenübertragung sowie in den zentralen Systemen (Head-End-Systemen mit MDMS und weiter mit z.B. SAP) muss gesichert werden. Hier muss ein ausgewogenes Verhältnis zwischen der Interoperabilität und Effizienz gefunden werden.

Als wesentliche Funktionalitäten von Smart Meter Systemen gelten im Allgemeinen:

- Erfassung und Speicherung von Messwerten, wobei zwischen „verrechnungsrelevanten“ und „nicht verrechnungsrelevanten Messwerten“ zu unterscheiden ist,
- ein hohes Niveau der Datenqualität und -verfügbarkeit,
- Datenübertragung bis zu den zentralen Systemen der Netzbetreiber (MDMS³⁹),
- Schnittstellen am Zähler für Datenübertragung für weitere Anwendungen (z.B. Kundenschnittstelle für Auslesung der Echtzeitdaten für Endkunden und für die Steuerung der Flexibilitäten über digitale Schnittstellen, Multi-Utility Schnittstelle für Integration der Datenübertragung von anderen Messsystemen z.B. für Wasser, Gas),
- Spezielle Funktionalitäten, deren Notwendigkeit noch zu prüfen ist, stellen beispielweise Prepayment und Breaker-Funktionen dar.

Die Messwerte werden nach ihrer Art und Anwendungsbereich bzw. Datenempfänger (Nutzer) wie folgt kategorisiert betrachtet:

- **Verrechnungsrelevante Messwerte (Wirkenergie und -leistung) werden im eichpflichtigen Teil des Zählers erfasst und dienen folgenden Zwecken:**
 - Abrechnung Netz; Nutzer: Netzbetreiber
 - Abrechnung Energie; Nutzer: Lieferanten, Energiegemeinschaften, Aggregatoren
 - Abrechnung Regelreserve; Nutzer: Übertragungsnetzbetreiber
 - Abrechnung Ausgleichsenergie (aggregiert) und Clearing; Nutzer: Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortlichen, Lieferanten, Netzbetreiber
 - Netzsicherheitsberechnungen: Ist-Werte für die Kontrolle der Fahrpläne⁴⁰ nach SOGL-Datenaustausch-V der signifikanten Netznutzer; Nutzer: Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber

³⁹ MDMS – Meter Data Management Systeme

⁴⁰ Fahrpläne entsprechend SOGL Datenaustausch-V

- Ist-Werte für Prognoseerstellung; Nutzer: Lieferanten, Netzbetreiber, udgl.
- Optimierung vom Stromeinsatzes; Nutzer: Endkunden und Dienstleister
- **Nicht-Verrechnungsrelevante Messwerte im nicht-eichpflichtigen Teil des Zählers:**
 - Netzzustands- bzw. Spannungsqualitätsdaten für Netzoptimierung, Fehlererkennung u. dgl. für Netzführung und Netzplanung (Nutzer: Netzbetreiber),
 - Echtzeitdaten für:
 - Energiemanagementsysteme (EMS) hinter dem Zählpunkt; Nutzer: Dienstleister von Endkunden, Endkunden, Energiegemeinschaften, Aggregatoren und
 - Steuerung von Flexibilitäten über digitale Schnittstelle für die Flexibilitätsanbieter und eventuell auch für Netzbetreiber. Dies ist eine Option, die noch zu prüfen ist.

Ein wesentlicher Faktor bei der Umsetzung von Smart Meter Projekten ist die Eichung. Im Zuge der Produktion erfolgt durch den Hersteller die Ersteichung der Wirkenergie gemäß MID⁴¹. Reine Wirkarbeitszähler ohne eichpflichtige Zusatzfunktionen können ohne weitere innerstaatliche Zulassung und Ersteichung erstmalig in Verkehr gebracht werden. Das österreichische Eichrecht sieht für andere Messgrößen und spezielle Funktionen wie beispielsweise der Blindenergieverbrauch, Wirk- und Blindleistungsmessungen, und andere nicht in der MID geregelten Verrechnungsgrößen noch zusätzliche nationale Eichungen vor. Firmwareupdates, die den eichpflichtigen Teil eines Smart Meters betreffen (z.B. neue Events, Alarmer, Sicherheitsupdates), machen eine Neueichung erforderlich und sind daher nur mit großem Aufwand umsetzbar. Dagegen sind alle Funktionalitäten im nicht eichpflichtigen Teil leicht softwaremäßig zu parametrieren und upzudaten. Strenge Regelungen im Eich- und Messwesen können demzufolge die Implementierung der neuesten technologischen Entwicklungen gravierend verspäten und verursachen hohe Kosten durch zusätzliche Eichung. Branchenseitig als auch regulatorisch ist es erstrebenswert, die Ersteichung der Zusatzeinrichtungen einzuschränken. Dies ist mit der zuständigen Behörde, dem Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)⁴² zu klären.

Grundsätzlich ist der österreichische Smart Meter-Markt für internationale Hersteller relativ klein, insbesondere wenn Netzbetreiber einzeln Ausschreibungen durchführen. Um eine bessere Marktposition sicherzustellen und Synergien zu nutzen, erscheint es zielführend eine gemeinsame Ausschreibung und Vereinheitlichung der detaillierten technischen Anforderungen durchzuführen. Dadurch wird auch den kleineren Netzbetreibern geholfen, um vor allem schneller, sicherer und kostengünstiger das Projekt Smart Meter 2.0 in ihren Unternehmen umzusetzen. Angesichts der knappen Zeit bis zum nächsten

⁴¹ Bei den Regelungen der Messgeräte-richtlinie (MID), die zuletzt 2014 novelliert wurde, sind Änderungen in Vorbereitung. Die nationalen Regelungen sind in der Messgeräteverordnung BGBl. II 31/2016 festgelegt.

⁴² BEV ist in der Zuständigkeit des Bundesministeriums für Arbeit und Wirtschaft

Geräteaustausch sollen die Vorbereitung bezüglich Koordinierung und Abstimmung sowie der Umsetzung möglichst rasch beginnen. Eine klare Verantwortungs- und Kompetenzaufteilung und Einrichtung einer Projektmanagementstruktur sind Voraussetzungen für den Erfolg des Vorhabens.

Für das erste Quartal 2025 hat die E-Control bezüglich Smart Meter 2.0 die folgenden Aktivitäten geplant:

- Round-Table mit Netzbetreibern, um eine Harmonisierung der bevorstehenden Ausschreibungen zu erzielen,
- Anpassung der Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011),
- Veröffentlichung eines Positionspapiers zum Smart Meter 2.0 und
- Anpassung des Erhebungsbogens für das Berichtsjahr 2024.

In Tabelle 9 und Tabelle 10 sind Anforderungen sowie regulatorische Maßnahmen und Ziele im Zusammenhang mit Smart Meter 2.0 näher beschrieben, die aus Sicht der E-Control empfehlenswert sind. Kursiv dargestellt sind die bestehenden Regelungen, die jedenfalls aufrecht bleiben sollen.

MINDESTANFORDERUNGEN BEZÜGLICH <u>VERRECHNUNGSRELEVANTER</u> MESSWERTE EICHPFLICHTIGER TEIL DES ZÄHLERS	REGULATORISCHE MASSNAHMEN UND ZIELE
Messung und Speicherung der Energie- und Leistungswerte	
<ul style="list-style-type: none"> • 4-Quadranten-Messung: Bezug/Einspeisung/Wirk-/Blindarbeit bzw. Leistung ¼-Std. Auflösung • Energiewerte der Wirk- und Blindarbeit kumulativ (Zählerstände) <ul style="list-style-type: none"> ○ Für die Opt-Out-Konfiguration gelten keine Messintervalle, nur ad-hoc Ablesung <p>bei Dreiphasen-Zähler Vektor-Summation (momentane Saldierung über die drei Phasen L1, L2, L3)</p> <p><i>Speichertiefe: 60 Tage; Ausnahme in der Opt-Out-Konfiguration (siehe 5.4) 14 – 16 Monate</i></p>	Monitoring der Datenqualität und -verfügbarkeit
<ul style="list-style-type: none"> • Wirkarbeit direkt <ul style="list-style-type: none"> ○ bei Wandlermessung erfolgt die Ermittlung von den verrechnungsrelevanten Werten im zentralen System mittels Wandlerfaktor • Blindarbeit: direkt oder über den Phasenwinkel (cos phi) im zentralen System errechnet 	
<p>Leistungswerte direkt oder im zentralen System aus den Energiewerten errechnet:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Leistungswert ist der Durchschnittswert der momentanen Leistung über 15 Minuten ○ Maximaler Leistungswert pro Monat auch für Opt-Out-Konfiguration 	

MINDESTANFORDERUNGEN BEZÜGLICH <u>VERRECHNUNGSRELEVANTER</u> MESSWERTE EICHPFLICHTIGER TEIL DES ZÄHLERS	REGULATORISCHE MASSNAHMEN UND ZIELE
<p>(Daten-)Verfügbarkeit der verrechnungsrelevanten Messwerte in den Webportalen der VNB (Endkunden) und Übermittlung an Marktteilnehmer</p> <p>täglich</p> <ul style="list-style-type: none"> erfolgt <i>spätestens am darauffolgenden Tag der Messung (Zeitstempel der Messung)</i> sukzessive Reduktion von 12 auf 8, 6, 2 Uhr des Folgetags bzw. kontinuierlich/ zeitnah (Umsetzungszeit: 10 Jahre) <i>Opt-Out-Konfiguration ist davon ausgenommen, Übermittlung erfolgt ad-hoc</i> <p>Verfügbarkeit >= 99,5% bis 8 Uhr des darauffolgenden Tages</p> <p>alternativ: Verfügbarkeit >= 99,5% innerhalb von 8 Stunden nach der Messung</p>	<p>Monitoring: Auszüge aus den MDM-Systemen der VNB zum Stichtag z.B. immer am 1. des Monats</p> <p>Rückmeldungen der Marktteilnehmer</p>
<p>(Daten-)Qualität der verrechnungsrelevanten Messwerte (in Webportalen der VNB und bei Empfängern - Marktteilnehmer)</p> <p>Vollständigkeit (Maximale Anzahl der Ersatzwerte (EW) pro Zählpunkt) wie folgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> innerhalb eines Tages max. 4 Stunden = 16 EW (16,7%) innerhalb einer Kalenderwoche max. 2 Tage * 4 Std. = max. 32 EW (4,8%) innerhalb eines Kalendermonats max. 4 Tage * 4 Std. = max. 64 EW (2,2%) innerhalb eines Kalenderjahres max. 12 Tage * 4 Std. = max. 192 EW (0,55%) 	<p>Anreize durch die Regulierung</p>

Tabelle 9: Smart Meter 2.0 Anforderungen für den eichpflichtigen Teil des Zählers aus der Sicht der E-Control

MINDESTANFORDERUNGEN BEZÜGLICH <u>NICHT-VERRECHNUNGSRELEVANTER MESSWERTE UND SCHNITTSTELLEN</u> NICHT-EICHPFLICHTIGER TEIL DES ZÄHLERS	REGULATORISCHE MASSNAHMEN UND ZIELE
Messung und Speicherung von Messwerten für Netzführung, Instandhaltung und Netzplanung Fehlermeldungen (Events) für die Netzführung	
<ul style="list-style-type: none"> • Messwerte: Leistung, Phasenwinkel, Spannung, Stromfluss, Frequenz • Echtzeitmessung mit Messintervallen < 5 Minuten (aus der Ferne anpassbar) • Messungen bei Dreiphasen-Zählern pro Phase (L1, L2, L3); Optional Spannung als Mittelwert über die drei Phasen • Min./Max. Spannungswerte für einstellbare Messperiode • Speichertiefe z.B. 2 Wochen; • Datenübertragung: wöchentlich 	<p>Den Netzbetreibern steht es frei, jene Werte zu erheben, die für die Netzführung, Instandhaltung und Netzplanung notwendig sind.</p> <p>Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind so zu gestalten, dass die Messung und Datenanalyse zielführend sind. Eine Vereinheitlichung innerhalb der Branche empfehlenswert.</p>
Kundenschnittstelle (Echtzeitdaten) – Vereinheitlichung	
<ul style="list-style-type: none"> • Datensatz (gesamt und je Phase) • Kommunikationseinrichtung: Push-Only (kontinuierlicher Datenversand ohne Nachfrage des Empfängers) • Mess- und Versandintervalle = 1s • Kundenseitig: nur eine standardisierte Schnittstelle; die von Smart Meter empfangenen Daten (Empfangsschnittstelle) müssen von Drittanbietern in einem standardisierten Datenformat übernommen werden können; Sendeschnittstelle muss einheitlich sein; Datenformatspezifikation • Software-Applikation: einfache Visualisierung (plug-and-play) und einfache Gestaltung der anschließenden Applikation muss ermöglicht werden • Stromversorgung senderseitig: zählerseitig integriert im Zähler 	<p>Einheitliche Kundenschnittstelle, die im Zähler integriert ist.</p> <p>Klare Abgrenzung und Verantwortlichkeiten zwischen dem Netzbetreiber und Endkunden/Dienstleistern durch gesetzliche Regelungen schaffen.</p>

MINDESTANFORDERUNGEN BEZÜGLICH <u>NICHT-VERRECHNUNGSRELEVANTER MESSWERTE UND SCHNITTSTELLEN</u> NICHT-EICHPFLICHTIGER TEIL DES ZÄHLERS	REGULATORISCHE MASSNAHMEN UND ZIELE
Prepayment Funktionalität	
<p>Die Umsetzung erfolgt in den internen Systemen der Netzbetreiber und nicht am Zähler: Der Prozess besteht aus den folgenden Schritten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • tägliche Messung und Übermittlung der Messwerte an den Lieferanten, • der Lieferant kontrolliert das Guthaben, wenn das Guthaben aufgebraucht ist, der Lieferant gibt Anweisung an den Netzbetreiber zur Abschaltung aus der Ferne. • Nach der Neueinschaltung durch den Netzbetreiber muss der Kunde selbst am Zähler einschalten. 	<p>Lieferanten und Netzbetreiber müssen Prepayment den Kund: innen gewähren. Es ist notwendig, dass Netzbetreiber und Lieferanten die notwendigen Marktprozesse in ihren Systemen umsetzen.</p>
Laststeuerung /-begrenzung	
<ul style="list-style-type: none"> • Ein-/Abschaltung bei den Prepayment-Kunden; beim Zahlungsverzug, unterbrechbare Tarife mit fix voreingestellten Zeitintervallen. <ul style="list-style-type: none"> ○ Ausnahme: für die größere Netzbenutzer keine Ein-/Abschaltungsfunktion über Smart Meter (Breaker-Funktion) bzw. für jene, wo der Smart Meter den Lastprofilzähler oder Viertelstundenmaximumzähler ersetzt. ○ Laststeuerung: Ersatz für die Rundsteuerung für die unterbrechbaren Lasten (Anzahl der Ein-/Ausschaltungen min. 6000). ○ Fix-einstellbare Unterbrechungszeiten je Zähler. • Lastbegrenzung ohne Unterbrechung (Einstellung des maximalen momentanen Leistungswerts aus der Ferne) 	
Multi-Utility Schnittstelle	
	<p>Optionale Funktionalität: den Netzbetreibern soll es freistehen, diese Funktionalität umzusetzen</p>

Tabelle 10: Smart Meter 2.0 Anforderungen für den nicht-eichpflichtigen Teil des Zählers aus der Sicht der E-Control

10 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 - ElWOG 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 2024 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 des Anteils und der Anzahl der Zählpunkte mit installierten Smart Metern gesamt bzw. Planung (nach gemeldeten Roll-Out-Projekten in Österreich, Stand Ende 2023)	7
Abbildung 2: Tatsächlicher Smart Meter-Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern (Stand Ende 2023)	19
Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out in Österreich (Stand Ende 2023)	20
Abbildung 4: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen zwischen den Jahren 2015 bis 2023 (2024) vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022) (Stand Ende 2023)	23
Abbildung 5: Bisherige Projektdauer anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der Jahre seit Beginn der Ausrollung (Stand Ende 2023)	24
Abbildung 6: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch (Stand 2023)	25
Abbildung 7: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kund:innen (Stand Ende 2023)	27
Abbildung 8: Entwicklung der Aufteilung der installierten Smart Meter nach Zählerkonfiguration	31
Abbildung 9: Anzahl der Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration gegenüber Netzbetreiber und ihre Anteile an der Gesamtanzahl der installierten Smart Meter je Netzbetreiber.	32
Abbildung 10: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät bei größten Netzbetreibern (Stand Ende 2023)	33
Abbildung 11: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Messung und Auslesung aus dem intelligenten Messgerät (Stand Ende 2023)	34
Abbildung 12: Anzahl der bei einer Energiegemeinschaft registrierten Zählpunkten nach Netzbereichen (Stand Ende 2023)	41
Abbildung 13: Datenverwendung in Prozent der Verteilernetzbetreiber (Stand Ende 2023)	44
Abbildung 14: Übertragungsweg der Energiewerte (Ist-Werte) von Smart Metern zu den Marktteilnehmern	54
Abbildung 15: Smart Meter-Anfragen und Beschwerden an die Beratungsstelle im Erhebungsjahr 2023	59
Abbildung 16: Streitschlichtungsanträge zum Thema Smart Meter im Erhebungsjahr 2023	61
Abbildung 17: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX Spot Day-Ahead am 01.7.2023	66
Abbildung 18: Verteilung der Kommunikationstechnologien europaweit, inklusive Prognose für die nächsten Jahre	68
Abbildung 19: Kommunikationstechnologien nach Ländern europaweit – Entwicklung und Prognose	69
Abbildung 20: Ausrollungsdauer von Smart Metern der 1.Generation und der notwendige Start der Smart-Meter-Ausrollung der 2. Generation (Stand: Ende 2023)	72

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) und Zähler auf Netzebenen 6 und 7 (Stand Ende 2023)	18
Tabelle 2: Übersicht der installierten und auf Lager befindlichen bzw. bestellten Zähler (Stand Ende 2023).....	18
Tabelle 3: Gründe für die Nicht-Installation von Smart Metern diverser Netzbetreiber (Stand Ende 2023) * Nicht anwesend: nach drei Versuchen.....	22
Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2023 und Vergleich 2022 (Stand Ende 2023)	29
Tabelle 5: Anzahl der Zähler im Rahmen der Energiegemeinschaften.....	42
Tabelle 6: Anwendungsbereiche der Energiewerte (gemessene, Ersatz- und berechnete Ist-Werte) in ¼-Stunden-oder täglichen Zeitreihen**; Datensender ist in allen angeführten Fällen der Anschlussnetzbetreiber	55
Tabelle 7: Darstellung der unterschiedlichen Bepreisung eines beispielhaften Time-of-Use-Produktes	64
Tabelle 8: Kostenkomponenten des günstigen bzw. teuersten Spotmarktproduktes für Neukund:innen; Quelle: Tarifikalkulator (Abfrage am 8. September 2023), EPEX (Spotmarktpreise 2023)	66
Tabelle 9: Smart Meter 2.0 Anforderungen für den eichpflichtigen Teil des Zählers aus der Sicht der E-Control.....	77
Tabelle 10: Smart Meter 2.0 Anforderungen für den nicht-eichpflichtigen Teil des Zählers aus der Sicht der E-Control.....	79

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
EIWO	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-Infrastructure
PLC	Power Line Communication
RL	Richtlinie
SoMa	Sonstige Marktregeln
ToU	Time-of-Use
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber

11 ANHANG Tabelle

Zielerreichung IME-VO der Verteilernetzbetreiber 2023 gruppiert nach Netzbereichen⁴³

		ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	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		600	0	237.667	1.005	239.272	99,33%	99,75%
	Energie Güssing GmbH	47	0	3.902	145	4.094	95,31%	98,85%
	Netz Burgenland GmbH	553	0	233.765	860	235.178	99,40%	99,76%
Graz		9.466	1.096	185.483	0	196.045	94,61%	94,61%
	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	9.466	1.096	185.483	0	196.045	94,61%	94,61%
Innsbruck		16.533	0	102.500	0	119.033	86,11%	86,11%
	Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft	16.533	0	102.500	0	119.033	86,11%	86,11%
Kärnten		38.744	3.200	275.336	17.670	334.950	82,20%	87,48%
	AAE Wasserkraft GmbH	7	2	648	0	657	98,63%	98,63%

⁴³ 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
Klagenfurt	KNG-Kärnten Netz GmbH	38.667	3.198	274.688	17.665	334.218	82,19%	87,47%
	Kraut E-Werk KG	70	0	0	5	75	0,00%	6,67%
		11.734	65	73.817	3.259	88.875	83,06%	86,72%
	Energie Klagenfurt GmbH	11.734	65	73.817	3.259	88.875	83,06%	86,72%
Kleinwalsertal		16	0	3.906	0	3.922	99,59%	99,59%
	Energieversorgung Kleinwalsertal Gesell- schaft mit beschränkter Haftung	16	0	3.906	0	3.922	99,59%	99,59%
Linz		37.343	1.500	277.978	7.395	324.216	85,74%	88,02%
	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KG	60	0	10	0	70	14,29%	14,29%
	Ebner Strom GmbH	1.189	91	6.843	495	8.618	79,40%	85,15%
	Elektrizitätswerk Clam Carl-Philip Clam- Martinic e.U.	211	2	621	121	955	65,03%	77,70%
	Elektrizitätswerk Perg GmbH	2.000	55	6.000	1.000	9.055	66,26%	77,31%
	LINZ NETZ GmbH	33.883	1.352	264.504	5.779	305.518	86,58%	88,47%
Niederösterreich		10.388	4.985	892.723	50.015	958.111	93,18%	98,40%

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
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	0	0	307	0	307	100,00%	100,00%
	E-Werk Schwaighofer GmbH	254	18	499	5	776	64,30%	64,95%
	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	802	9	2.244	15	3.070	73,09%	73,58%
	Forstverwaltung Seehof GmbH	20	3	12	0	35	34,29%	34,29%
	Heinrich Polsterer & Mitgesellschafter Ge- snbR	5	0	78	0	83	93,98%	93,98%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Ge- meinde Opponitz	1	0	437	0	438	99,77%	99,77%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Marktge- meinde Göstling an der Ybbs	694	0	0	515	1209	0,00%	42,60%
	Licht- und Kraftvertrieb Hollenstein/Ybbs	255	0	916	0	1171	78,22%	78,22%
	Netz Niederösterreich GmbH	7.176	4.927	869.977	49.177	931.257	93,42%	98,70%
	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	0	0	781	0	781	100,00%	100,00%
	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	1.133	0	1.918	303	3.354	57,19%	66,22%
	Stadtwerke Amstetten GmbH	44	0	11.621	0	11.665	99,62%	99,62%
	wüsterstrom E-Werk GmbH	4	28	3.933	0	3.965	99,19%	99,19%
Oberösterreich		3.932	208	812.170	9.755	826.065	98,32%	99,50%

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
	Drack Bernhard	9	0	108	0	117	92,31%	92,31%
	E-Werk Altenfelden GmbH	0	0	156	0	156	100,00%	100,00%
	E-Werk Dietrichschlag eGen	4	0	58	0	62	93,55%	93,55%
	Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	1.331	0	25.671	816	27.818	92,28%	95,22%
	Energieversorgungs GmbH	0	0	203	0	203	100,00%	100,00%
	EVU Gerald Mathe e.U.	254	0	104	0	358	29,05%	29,05%
	eww AG	182	177	56.234	20	56.613	99,33%	99,37%
	K. u. F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG.	7	0	3.338	0	3.345	99,79%	99,79%
	KARLSTROM e.U.	23	0	1.039	0	1.062	97,83%	97,83%
	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	0	0	5.745	0	5.745	100,00%	100,00%
	Mayr Siegfried Gernot Ing.	3	0	258	0	261	98,85%	98,85%
	Netz Oberösterreich GmbH	2.119	0	715.452	8919	726.490	98,48%	99,71%
	Revertera Dominik Peter Benedikt Nikol	0	0	477	0	477	100,00%	100,00%
	Schwarz, Wagendorffer & Co, Elektrizi- tätswerk GmbH	0	31	3.327	0	3.358	99,08%	99,08%
Salzburg		75.303	6.252	382.250	2.884	466.689	81,91%	82,52%

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
	Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesell- schaft m.b.H.	1.051	98	4.244	32	54.25	78,23%	78,82%
	Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen	225	10	1.064	0	1.299	81,91%	81,91%
	Salzburg Netz GmbH	74.027	6.144	376.942	2.852	459.965	81,95%	82,57%
Steiermark		189.626	7.892	605.670	5.834	809.022	74,87%	75,59%
	Bad Gleichenberg Energie GmbH	5	0	2.675	0	2.680	99,81%	99,81%
	E-Werk Andreas Braunstein	445	0	0	0	445	0,00%	0,00%
	E-Werk Gleinstätten GmbH	1.103	5	70	0	1.178	5,94%	5,94%
	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	1.827	142	27.908	176	30.053	92,86%	93,45%
	E-Werk Ebner GesmbH	8.000	0	0	0	8.000	0,00%	0,00%
	E-Werk Stubenberg eGen	62	0	1.117	0	1.179	94,74%	94,74%
	E-Werk Sigl GmbH & Co KG	315	1	797	-	1.113	71,61%	71,61%
	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen	0	0	348	0	348	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerk Fernitz, Ing. Franz Pur- karthofer GmbH & Co KG.	2.360	78	7.814	0	10.252	76,22%	76,22%
	Elektrizitätswerk Gröbming KG.	2.781	0	4.436	0	7.217	61,47%	61,47%

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
	Elektrizitätswerk Mariahof GmbH	2.648	34	1.457	188	4.327	33,67%	38,02%
	Elektrizitätswerk Bad Radkersburg GmbH	1	41	2.408	0	2.450	98,29%	98,29%
	Elektrizitätswerk Mürzsteg	430	0	0	0	430	0,00%	0,00%
	Elektrowerk Schöder GmbH	460	0	2.327	26	2.813	82,72%	83,65%
	Energienetze Steiermark GmbH	116.113	6.403	394.162	1.981	518.659	76,00%	76,38%
	ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH	435	0	3.422	159	4.016	85,21%	89,17%
	EVU der Marktgemeinde Niklasdorf	1.252	0	1.070	54	2.376	45,03%	47,31%
	EVU der Stadtgemeinde Mureck	0	0	1.768	0	1.768	100,00%	100,00%
	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	310	0	1.394	5	1.709	81,57%	81,86%
	Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	12.295	854	40.255	258	53.662	75,02%	75,50%
	P.K. Energieversorgungs-GmbH	215	36	4.385	1.458	6.094	71,96%	95,88%
	Gertraud Schafler GmbH	1.500	0	0	0	1.500	0,00%	0,00%
	Ing.Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. "E-Werk Piwetz"	137	15	549	0	701	78,32%	78,32%
	Joh. Pengg Holding Gesellschaft m.b.H.	14	0	0	4	18	0,00%	22,22%
	Kiendler Vulkanland Strom GmbH	1.879	0	3.252	280	5.411	60,10%	65,27%

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
	Klausbauer Wasser Kraft GesmbH. & CO KG	99	0	0	0	99	0,00%	0,00%
	Mag. Julius Engelbert Tassotti	151	0	91	0	242	37,60%	37,60%
	Marktgemeinde Eibiswald - EVU	543	18	913	2	1.476	61,86%	61,99%
	Marktgemeinde Neumarkt Versorgungs- betriebsgesellschaft m.b.H.	1.603	0	1.700	91	3.394	50,09%	52,77%
	MGD UNZMARKT-FRAUENBURG E- WERK	467	0	518	26	1.011	51,24%	53,81%
	Murauer Stadtwerke Gesellschaft m.b.H.	1.430	24	2.714	0	4.168	65,12%	65,12%
	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	1.342	0	2.557	0	3.899	65,58%	65,58%
	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	3.479	0	13.286	0	16.765	79,25%	79,25%
	Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	2.712	0	4.691	85	7.488	62,65%	63,78%
	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs GmbH	3.332	108	4.099	0	7.539	54,37%	54,37%
	Stadtwerke Judenburg Aktiengesellschaft	2.605	0	17.896	0	20.501	87,29%	87,29%
	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	8.859	0	9.428	450	18.737	50,32%	52,72%
	Stadtwerke Köflach GmbH	698	57	9.922	371	11.048	89,81%	93,17%

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
Tirol	Stadtwerke Mürrzuschlag Gesellschaft m.b.H.	1.376	28	8.933	0	10.337	86,42%	86,42%
	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.	127	20	8.134	4	8.285	98,18%	98,23%
	STGD Kindberg E-Werk Nebenbetriebe	2.664	28	12.021	216	14.929	80,52%	81,97%
		87.158	248	296.991	4.907	389.224	76,30%	77,54%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH (Tirol)	0	0	454	0	454	100,00%	100,00%
	E-Werk Stadler GmbH	378	0	1.081	0	1.459	74,09%	74,09%
	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	275	13	325	0	613	53,02%	53,02%
	Elektrizitätswerk Prantl Gesellschaft m.b.H. & Co KG	21	0	3.535	0	3.556	99,41%	99,41%
	Elektrizitätswerk Schattwald e.U.	127	0	1.452	4	1.583	91,72%	91,98%
	Elektrizitätswerk Winkler GmbH	52	0	388	0	440	88,18%	88,18%
Elektrizitätswerke Reutte AG	5.731	7	14.174	0	199.12	71,18%	71,18%	
Elektrogenossenschaft Weerberg, re- gistrierte Genossenschaft mit beschränk- ter Haftung	331	0	601	0	932	64,48%	64,48%	
Elektrowerk Assling, registrierte Genos- senschaft mit beschränkter Haftung	20	0	821	0	841	97,62%	97,62%	

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
	Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten i. Def. registrierte Genossenschaft mit be- schränkter Haftung	37	3	402	0	442	90,95%	90,95%
	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	600	213	1.467	14	2.294	63,95%	64,56%
	Gemeinde Kematen	310	12	1.600	0	1.922	83,25%	83,25%
	HALLAG Kommunal GmbH	10	0	19.951	0	19.961	99,95%	99,95%
	Kommunalbetriebe Hopfgarten GmbH	297	0	3.076	0	3.373	91,19%	91,19%
	Kommunalbetriebe Rinn GmbH.	426	0	680	0	1.106	61,48%	61,48%
	Kraftwerk Reinisch GmbH	70	-	20	-	90	22,22%	22,22%
	Kraftwerk Haim K.G.	1.810	0	6.280	0	8.090	77,63%	77,63%
	Plövnner Schmiede Betriebs GmbH	4	0	0	0	4	0,00%	0,00%
	Stadtwerke Imst	425	0	6.243	0	6.668	93,63%	93,63%
	Stadtwerke Kitzbühel e.U.	2.116	0	7.249	0	9.365	77,41%	77,41%
	Stadtwerke Kufstein GmbH	6.571	0	9.960	0	16.531	60,25%	60,25%
	Stadtwerke Schwaz GmbH	3.683	0	12.138	0	15.821	76,72%	76,72%
	Stadtwerke Wörgl GmbH	1.200	0	8.801	0	10.001	88,00%	88,00%

ANHANG

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
	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	62.664	0	196.121	4889	263.674	74,38%	76,23%
	Wasserkraft Sölden eGen	0	0	92	0	92	100,00%	100,00%
Vorarlberg		84.263	2.385	166.495	11.470	264.613	62,92%	67,25%
	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	5	0	0	0	5	0,00%	0,00%
	Elektrizitätswerke Frastanz Gesellschaft m.b.H.	973	0	3.868	247	5.088	76,02%	80,88%
	Montafonerbahn Aktiengesellschaft	388	0	7.041	531	7.960	88,45%	95,13%
	Stadtwerke Feldkirch	46	0	23.371	0	23.417	99,80%	99,80%
	Vorarlberger Energienetze GmbH	82.851	2.385	132.215	10.692	228.143	57,95%	62,64%
Wien		376.993	13.371	1.164.038	67.944	1.622.346	71,75%	75,94%
	Wiener Netze GmbH	376.993	13.371	1.164.038	67.944	1.622.346	71,75%	75,94%
Gesamtergebnis		942.099	41.202	5.476.944	182.138	6.642.383	82,45%	85,20%