

BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2025
BERICHTSJAH R 2024

”

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, 2025

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

Das Jahr 2024 war aus Sicht des Smart Meter Roll-Outs ein ganz besonderes. So wurde das festgelegte Ziel von 95 % mit erreichten 96,9 % im österreichischen Durchschnitt nicht nur erreicht, sondern sogar übertroffen. Nur wenige kleinere Netzbetreiber haben das Ziel mit einem deutlichen Abstand zur festgelegten Quote nicht geschafft, wobei sie insgesamt nicht mehr als 20.000 Zählpunkte umfassen.

Die E-Control begleitet seit 2013 durch das gesetzlich festgelegte Monitoring die Installation von Smart Metern in Österreich. Nachdem die Frist für die Zielerreichung mit Ende 2024 ablief, ist der vorliegende 11. Bericht auch der letzte in dieser Form. Es werden die Endergebnisse der Ausrollung dargestellt, die gewonnenen Erkenntnisse beschrieben sowie zukünftige Perspektiven skizziert.

Die Vorgaben für die Ausrollung von Smart Metern stammen aus dem Jahr 2010, jedoch haben sich die Anforderungen sowie das Umfeld seitdem stark verändert. Ein enormer Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen, neue Markttrollen und die Integration von flexiblen Einheiten stellen das gesamte Stromsystem vor große Herausforderungen. Um diese zu bewältigen und das System nachhaltig und kosteneffizient zu betreiben, ist die Digitalisierung der Netzinfrastruktur, insbesondere im Bereich des Zählerwesens und des Datenaustauschs, unbedingt erforderlich. Die installierten Smart Meter samt den dazu aufgebauten IT-Systemen bilden dafür die notwendige Basis.

Das künftige Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wird der Ausgangspunkt weitreichender Änderungen sein, gefolgt von Anpassungen der betreffenden Verordnungen und Marktregeln. Über umfassende Stellungnahmen hat sich die E-Control an der Erstellung des Gesetzesentwurfs beteiligt. Die Vorbereitungen zur Novellierung der Verordnung über technische Anforderungen an Smart Meter (Smart Meter 2.0) und die enge Kooperation und Koordination mit den Netzbetreibern und Herstellern laufen bereits seit Ende 2024.

In den kommenden Jahren rücken insbesondere im Bereich der Datenverwaltung und -verarbeitung neue, komplexe Anforderungen in den Fokus. Die Erfassung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten von allen Netzbewerber:innen sowie ihre Verarbeitung und Bereitstellung in hoher Qualität und Verfügbarkeit von Netzbetreibern an die Marktteilnehmer wird zu einer der größten Herausforderungen in den nächsten Jahren. Dies ist jedoch erforderlich für viele Anwendungsbereiche der Energiewirtschaft. Auch die Vereinheitlichung des Zählersystems für die Netzbetreiber, wodurch auch große Netzbewerber mit Smart Metern ausgestattet werden, ist eine bedeutende Aufgabe. Um die Nutzung der ausgerollten Zähler auch in der Zukunft sicherzustellen, sind besondere Maßnahmen in den Systemen der Netzbetreiber sowie bei Endkunden:innen vor Ort zur Gewährleistung der Datenverfügbarkeit erforderlich.

Um das Fundament für die Transformation des Elektrizitätssystems solide zu bauen, ist eine starke Koordinierung und Zusammenarbeit aller involvierten Stakeholder notwendig.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand E-Control

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstand E-Control

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	7
2 RAHMENBEDINGUNGEN	9
2.1 NATIONALER RECHTLICHER RAHMEN.....	9
2.2 EU-RECHTLICHER RAHMEN	10
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN VERTEILERNETZBETREIBERN	11
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	12
4.1 ZÄHLPUNKTE, ZÄHLER UND AUSROLLUNGSGRAD	12
4.2 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIEN	17
4.3 PROJEKTDAUER UND PROJEKTFORTSCHRITT	18
4.4 INSTALLATION VON SMART METERN NACH KUNDENWUNSCH	19
5 ERFAHRUNGEN DER VERTEILERNETZBETREIBER	21
5.1 ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER-EINBAU.....	21
5.2 DATENÜBERTRAGUNG UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN.....	22
5.3 INTERNE IT-SYSTEME	23
5.4 DATENSCHUTZ UND KONFIGURATIONSVARIANTEN VON SMART METERN.....	26
5.5 DATENVERFÜGBARKEIT UND -QUALITÄT	28
5.6 INFORMATIONEN AUF DEN SMART METER-KUNDENWEBPORTALEN.....	31
5.7 KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLE	34
5.8 ENERGIEGEMEINSCHAFTEN	35
5.9 NETZSITUATION	37
6 KOSTENENTWICKLUNG.....	39
6.1 BERÜCKSICHTIGUNG DES SMART METER ROLL-OUTS IM RAHMEN DER KOSTENERMITTLUNG.....	39
6.2 NEUGESTALTUNG DER NETZENTGELTE („TARIFE 2.1“)	39
7 ERFAHRUNGEN DER E-CONTROL	41
7.1 BERATUNGSSTELLE DER E-CONTROL.....	41
7.2 ANTRÄGE AUF STREITSCHLICHTUNG	42

7.2.1	Intelligentes Messgerät Datenmanagement.....	42
7.2.2	Allgemeine Smart Meter-Fragen und fehlende Smart Meter-Daten auf der Stromrechnung	43
7.2.3	Intelligentes Messgerät auf Kund:innenwunsch.....	43
7.2.4	Ablehnung des intelligenten Messgerätes und Opt-out	43
7.3	RECHTLICHE VERFAHREN.....	44
7.4	PREISVERGLEICHSTOOL UND STROMPREISENTWICKLUNG	45
7.4.1	Tarifkalkulator und Lastprofile der Endkund:innen.....	45
7.4.2	Produktangebote mit Smart Meter-Voraussetzung	46
7.5	MARKTTEILNEHMER	50
8	POSITIONEN DER E-CONTROL	51
8.1	NUTZUNG VON SMART METER-DATEN IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT.....	51
8.2	SMART METER 2.0 UND IMA-VO	53
8.3	COMPANION STANDARD 2.0	57
8.4	KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIE.....	58
8.5	FAZIT	59
9	BEGRIFFE UND VERZEICHNISSE.....	62
10	ANHANG TABELLE	67

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Monitoringbericht 2024 bietet eine umfassende Analyse zum Einbau, zur Nutzung und Weiterentwicklung von Smart Metern in Österreich. Ziel des Berichts ist es, die Entwicklungen des Smart Meter Roll-Outs zu beleuchten, die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die technologischen Fortschritte sowie die damit verbundenen Herausforderungen darzustellen. Der vorliegende Bericht ist der 11. und gleichzeitig letzte Bericht in dieser Form gemäß der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO), die eine Zielerreichung von 95 % Ausrollungsquote bei den einzelnen Netzbetreibern bis Ende 2024 vorsieht.

Ausrollungsgrad

Rund 6,5 Millionen Zählpunkte wurden bis Ende 2024 mit Smart Metern ausgestattet, das entspricht einer Ausrollungsquote von 96,9 %. Einzelbetrachtungen zeigen, dass 90 von 117 Netzbetreibern bis Ende 2024 das Ausrollungsziel erreicht haben. 27 Netzbetreiber planen, diese Schwelle erst im Jahr 2025 bzw. 2026 zu erreichen. Davon haben 9 Netzbetreiber die Quote von über 90 % bis Ende 2024 erreicht, während 8 Netzbetreiber auch Ende 2024 das Ziel von 40 %, welches für Ende 2022 vorgegeben war, nicht erreicht haben.

Kommunikationstechnologie

Die indirekte Datenübertragung über Gateways oder Datenkonzentratoren wird bei 94 % Smart Metern eingesetzt. Hierbei wird in der „Last Mile“ bei nahezu allen Zählern die Power Line Carrier (PLC)-Technologie, also leitungsgebundene Datenübertragung, genutzt. Bei etwa 6 % aller installierten Smart Meter wurde eine direkte Datenübertragung vom Messgerät zum zentralen System Point-to-Point (P2P), fast ausschließlich mittels (Mobil-)Funktechnologie, umgesetzt. Damit wurde in den meisten Fällen ein externer Kommunikationsdienstleister beauftragt.

Trotz der Vorteile von PLC-Technologie, die vorhandene Stromnetze nutzt und damit eine kostengünstigere und unabhängige Kommunikationslösung darstellt, ist es ihre Störungsanfälligkeit, die Herausforderungen hinsichtlich der Datenqualität und -verfügbarkeit birgt. Daher prüfen Netzbetreiber unter anderem den Einsatz von verbesserten PLC-Technologien, Hybrid- und anderen Technologien, um die Zuverlässigkeit der Datenübertragung zu verbessern. Der Übergang zu weiterentwickelten Technologien erfordert Smart Meter der zweiten Generation. Währenddessen müssen Entstörmaßnahmen in bestehenden Kommunikationsnetzen ergriffen werden, indem hochfrequente Messungen zur Identifikation von Störquellen eingesetzt werden. Die Verbesserung der Datenqualität und -verfügbarkeit erfordert unter anderem eine vertiefte Auseinandersetzung mit Netzzurückwirkungen im PLC-Smart-Meter-Netzwerk sowie eine Intensivierung der Standardisierungsmaßnahmen.

Datenqualität und -verfügbarkeit

Die eingereichten Angaben zur Datenqualität und -verfügbarkeit zeigen erhebliche Unterschiede zwischen den Verteilernetzbetreibern (VNB). Von den 13 größten VNB erreichen lediglich vier eine Datenverfügbarkeit von über 99 % innerhalb der ersten 12 Stunden nach der Messung. Dies deutet auf besonders effizient gestaltete Übertragungs- und Datenverarbeitungsprozesse hin, die den hohen Anforderungen an die Datenverfügbarkeit gerecht werden.

Allerdings gibt es bei allen Netzbetreibern einen gewissen Anteil an Zählern, die auch nach 15 Tagen oder länger noch nicht verfügbar sind. Im Jahr 2024 waren es etwa 85.000 Zähler, die vor Ort entstört werden mussten. Die Entstörung ist arbeitsintensiv, da sowohl erheblicher Zeitaufwand als auch Personalressourcen dafür benötigt werden.

Ein weiteres Problem in diesem Kontext ist die Vereinbarung, dass Smart Meter auf Non-Smart umgestellt werden, wenn sie nicht innerhalb von 45 Tagen wieder kommunikativ werden. In der aktuellen Analyse waren 47.000 Smart Meter betroffen. Diese Umstellungen sind besonders bedauerlich, da die Endkund:innen dann nicht mehr aktiv am Markt teilnehmen können, beispielsweise als Mitglieder von Energiegemeinschaften oder durch die Inanspruchnahme dynamischer Stromprodukte.

Zukünftige Ausrichtungen

Im Bericht wird ein Überblick über potenzielle Entwicklungen und den Übergang zur nächsten Generation der Smart Meter, den Smart Meter 2.0, dargestellt. Zukünftige Herausforderungen liegen in der Erfüllung neuer Vorgaben hinsichtlich flächendeckender Erfassung und Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten bei allen Netzbenutzer:innen, der Verwaltung großer Datenmengen sowie der Vorbereitung zur Beschaffung der Smart Meter der nächsten Generation. Die Einführung von Smart Metern 2.0 wird durch mehrere Faktoren vorangetrieben: Erstens führen die stark zunehmende dezentrale Erzeugung und neue Technologien wie Speicher und Ladestationen zu einer wachsenden Anzahl von Zählpunkten. Zweitens werden neue Abrechnungspunkte hinter dem Hauptzählpunkt für Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, wie bei Hybrid-Anlagen und Anlagen der Flexibilitätsanbieter, mit Smart Metern ausgestattet. Drittens erfordern die vor fünfzehn Jahren installierten proprietären Technologien, welche die Anforderungen nicht mehr erfüllen können, den Austausch der gesamten Smart Meter-Infrastruktur, einschließlich der intelligenten Messgeräte.

Abschließend ist die Bedeutung einer weiteren Digitalisierung des Energiesystems und somit des Zählerwesens zu betonen, um die vielfältigen Potenziale für technische und wirtschaftliche Effizienz sowie Nachhaltigkeit voll auszuschöpfen. Der kollektive Einsatz von Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Marktteilnehmern ist entscheidend, um die technologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Herausforderungen der Energiewende erfolgreich zu meistern.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Nationaler rechtlicher Rahmen

Die Einführung von Smart Metern in Europa wurde durch die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (RL 2009/72/EG) initiiert. Sie fördert die aktive Beteiligung der Endkund:innen am Strommarkt. Das Clean Energy Package (CEP) von 2019 stärkte diese Rolle weiter, indem detaillierte Vorgaben für neue Markttrollen und den diskriminierungsfreien Zugang zu Endkundendaten festgelegt wurden. Die Fristen für die EU-weite Einführung intelligenter Messsysteme wurden verlängert, um mindestens 80 % der relevanten Zählpunkte bis 2024 zu erreichen.

In Österreich wurden diese EU-Vorgaben durch das ElWOG 2010 in nationales Recht umgesetzt. Dies umfasst Verpflichtungen zur Speicherung und Übermittlung von Messdaten. Die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) aus dem Jahr 2012, die mehrfach angepasst wurde, sieht vor, dass bis Ende 2024 95 % der Zählpunkte mit Smart Metern ausgestattet sein müssen. Anpassungen erfolgten auch hinsichtlich der Berichterstattung der Netzbetreiber, des zügigeren Geräteeinbaus auf Kundenwunsch und der Opt-Out-Regelung. Entsprechend dieser Verordnung ist die E-Control verpflichtet, jährliche Fortschrittsberichte zur Einführung von Smart Metern zu veröffentlichen.

Zwei weitere Verordnungen regeln die Anforderungen an die Messgeräte (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011) und die Bereitstellung von Verbrauchsinformationen (Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 – DAVID-VO 2012). Ergänzend und im Zusammenhang mit Smart Metern definieren die Sonstigen Marktregeln (SoMa) organisatorische und technische Details zur Marktkommunikation, zu Datenformaten, zur Übertragung von Zählwerten (Zählwerte und standardisierte Lastprofile) sowie zur Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing. Im Mai 2024 wurden die Technischen und Organisatorischen Regeln für Messeinrichtungen (TOR Stromzähler) veröffentlicht. Die Erhebung von Messdaten unterliegt den Bestimmungen des Datenschutzgesetzes und der Datenschutz-Grundverordnung.

Der Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) vom Juli 2025 sieht die Erfassung, Speicherung, Auslesung und Übermittlung von Smart Meter-Daten in viertelstündlicher Auflösung als Standardeinstellung vor (§ 49 Abs. 1). Ausgenommen sind jene Endkund:innen, die von der Opt-Out-Option Gebrauch machen. Diese Option soll nur Endkund:innen zur Verfügung stehen, die keine Wärmepumpen, Ladepunkte, Energiespeicher, Stromerzeugungsanlagen und besondere Betriebsmittel (gemäß einer künftigen Verordnung) haben.

Weitere wesentliche Eckpunkte im ElWG-Entwurf betreffen die Regelungen hinsichtlich des Zugangs zu Messdaten (§ 53). Dabei sind zwei Schnittstellen für den Datenzugang zu unterscheiden. Eine

Schnittstelle sind die Smart Meter-Kundenwebportale der Netzbetreiber, zu denen nur die Endkund:innen Zugang haben. Die andere Schnittstelle ist für die Marktteilnehmer und die „berechtigten Dritten“, die auf die Daten von Endkund:innen zugreifen dürfen. In der Praxis ist diese Schnittstelle jene zur EDA-Plattform, über die der Großteil des Datenaustauschs in der Energiewirtschaft abgewickelt wird (Abbildung 17).

Die Anforderungen an die intelligenten Geräte selbst sind im § 45 EIWG-Entwurf festgelegt; die Mindestfunktionalitäten sind dementsprechend detaillierter in der Verordnung der E-Control festzulegen. Somit muss die aktuelle Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung (IMA-VO 2011) mit dem Inkrafttreten des Gesetzes novelliert werden. Die Vorbereitungen zur Novellierung begannen Anfang 2025. Die Verordnung legt auch die Rahmenbedingungen für die Ausschreibung durch die Netzbetreiber zur Beschaffung der nächsten Generation von Smart Metern (Smart Meter 2.0) fest.

2.2 EU-rechtlicher Rahmen

Standardisierungsinitiativen und Untersuchungen auf EU-Ebene werden von der EU-Kommission über die Smart Grids Task Force (SGTF) geleitet. Die Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 gemäß Art. 24 RL (EU) 2019/944 wurde auf Basis der SGTF-Empfehlungen zur Interoperabilität und Datenzugriff geschaffen. Diese Vorschriften legen Fokus auf diskriminierungsfreien Zugang zu Messdaten und schaffen ein Referenzmodell für die Interoperabilität im Elektrizitätsmarkt. Die Endkund:innen sollen einfachen Zugang zu ihren Daten erhalten und diese an Dritte freigeben können, um Transparenz und Marktbeteiligung zu fördern.

Die neuen Vorschriften sind Teil eines Digitalisierungsaktionsplans und basieren auf einem Konsultationsprozess, der unter anderem Netzbetreiber einbezieht. Eine Reihe von zukünftigen Verordnungen soll die Interoperabilität von Systemen weiter fördern. Ein gemeinsames Archiv wird eingerichtet, das nationale Praktiken zur Umsetzung des Referenzmodells zugänglich macht und die Zugangsbarrieren für neue Teilnehmer senkt.

Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, nationale Praktiken zu mappen und zu aktualisieren. In einem Leitfaden werden dezentraler, zentraler und hybrider Datenaustausch als Orientierung eingeführt, wobei Variationen auf nationaler Ebene möglich sind.

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 jeden 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 2025 bei allen 117 betroffenen österreichischen Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Die Einreichfrist endete am 31.3.2025, letzte Daten wurden nach mehrmaliger Aufforderung am 10.6.2025 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 Zählerkonfiguration¹ 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.

¹ 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 Zählpunkten² 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 2023 ist die Anzahl der Zählpunkte, die mit einem Smart Meter auszustatten sind, von 6,64 Mio. auf 6,74 Mio. bzw. um fast 1,5 % gestiegen. Die Steigerung ist unter anderem auf die zunehmende Anzahl von Erzeugungsanlagen, Speichern sowie Ladestellen auf Netzebene 6 und Netzebene 7 zurückzuführen. Die Anzahl der Zählpunkte ist aufgrund technischer Gegebenheiten – ein Smart Meter mit zwei Zählpunkten, jeweils für die Einspeisung und den Bezug – insgesamt höher als die Anzahl der Zähler.

4.1 Zählpunkte, Zähler und Ausrollungsgrad

Von den insgesamt 6.737.329 durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten, sind mittlerweile mit Ende 2024 6.530.091 Zählpunkte (im Vorjahr: 5.658.265) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet (Tabelle 1). Dies entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 96,9 % (im Vorjahr: 85,2 %), bezogen auf die umzustellenden Zählpunkte zum Stichtag. Dabei wurden sowohl kommunikative als auch noch nicht kommunikative Smart Meter berücksichtigt; da davon auszugehen ist, dass auch die neu installierten Smart Meter in absehbarer Zeit kommunikativ werden. Für die vollkommen aktiven (kommunikativen) Smart Meter ergibt sich ein Ausrollungsgrad von 96,2 %. Bei den nicht kommunikativen Smart Metern wurden nur jene berücksichtigt, die erst installiert wurden und sich noch in der instabilen Kommunikationsphase befinden.

Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern gemeldet, dass bereits ca. 609.911 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 6,71 Millionen (Tabelle 2).

² 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*	5.575	6.476.539	6.482.114	4.730	6.055.462	6.060.192
Smart Meter nicht kommunikativ**	47	47.930	47.977	33	44.305	44.338
Summe Smart Meter	5.622	6.524.469	6.530.091	4.763	6.099.767	6.104.530
Non-Smart-Zähler***	854	178.278	179.132	576	163.865	164.441
Viertelstunden-Maximumzähler	2.512	25.594	28.106	2.231	23.960	26.191
Summe umzustellender ZP	8.988	6.728.341	6.737.329	7.570	6.287.592	6.295.162
Lastprofilzähler	31.195	44.155	75.350	24.248	35.478	59.726
Pauschal	6	30.761	30.767	6	4.418	4.424
Gesamt	40.189	6.803.257	6.843.446	31.824	6.327.488	6.359.312

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) und Zähler auf Netzebene 6 (NE6) und 7 (NE7) (Stand Ende 2024)

* 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	2024
bereits auf Lager bzw. bestellt	357.481	844.948	1.272.090	2.406.729	1.883.002	1.212.367	609.911

Tabelle 2: Übersicht der auf Lager befindlichen bzw. bestellten Zähler (Stand Ende 2024)

In Abbildung 1 sind die Ausrollungsgrade der größten 13 Verteilernetzbetreiber sowie der österreichische Durchschnitt dargestellt. Die in der IME-VO festgelegten Ziele gelten jeweils für jeden einzelnen Verteilernetzbetreiber. Bis zum Ende des Berichtsjahres 2024 haben alle dargestellten Verteilernetzbetreiber das Ziel eines Ausrollungsgrads von 95 % erreicht. Die höchsten Anteile an Smart Metern im Netzgebiet verzeichnen die Netz Burgenland GmbH, die Netz Oberösterreich GmbH und die Netz Nie-

derösterreich GmbH mit jeweils über 99,5 %. Diese drei genannten sind die einzigen der großen Verteilnetzbetreiber welche über dem österreichischen gewichteten Durchschnitt von 96,9 % liegen und waren die einzigen, welche schon vor 2024 die Quote erreicht hatten. Die anderen Netzbetreiber haben im Erhebungsjahr das gesetzliche Ziel erreicht.

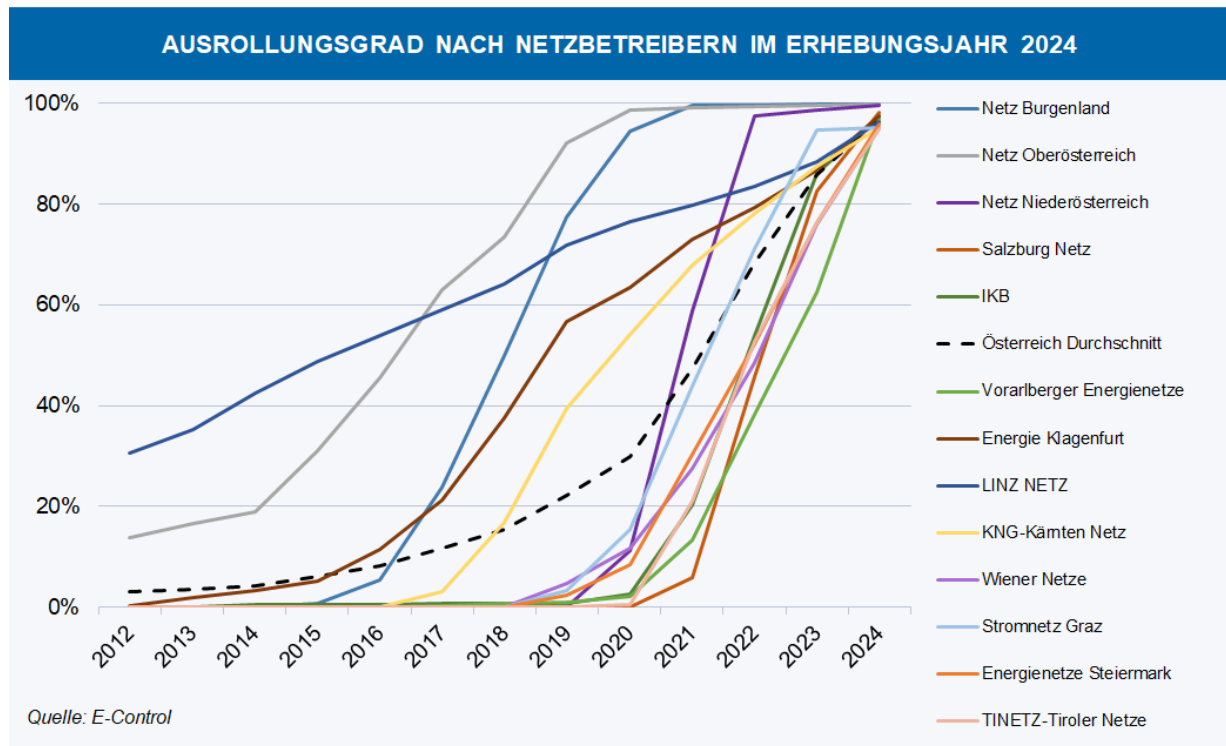


Abbildung 1: Tatsächlicher Smart Meter-Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern (Stand Ende 2024)

Den größten prozentualen Anstieg an eingebauten Smart Metern verzeichnete im Jahr 2024 die Vorarlberger Energienetze GmbH mit einem Plus von rund 34 Prozentpunkten, wodurch der Rückstand aus dem vergangenen Jahr ausgeglichen wurde. Die Wiener Netze GmbH, die Energienetze Steiermark GmbH und die TINETZ-Tiroler Netze GmbH erreichten das Ziel mit einem Anstieg von knapp unter 20 Prozentpunkten im Vergleich zum Vorjahr.

In absoluten Zahlen wurden jedoch die meisten Geräte von der Wiener Netze GmbH (ca. 335.000) installiert, gefolgt von der Energienetze Steiermark GmbH (ca. 108.000). Diese Zahlen entsprechen einer Installation von 6.500 Geräten pro Woche bei der Wiener Netze GmbH bzw. 2.000 Geräten pro Woche bei der Energienetze Steiermark GmbH. Trotz des abgeschlossenen Rollouts plant die Wiener Netze GmbH die Installation von ca. 100.000 zusätzlichen Smart Metern. Acht weitere große Netzbetreiber geben an, trotz erreichter Quote weiterhin neue Smart Meter in ihrem Netzgebiet einzubauen.

Mit dem Ende des Jahres 2024 haben 64 Netzbetreiber ihre Ausrollung für abgeschlossen erklärt. Die Statusabfrage nach Projektphasen ergab, dass sich 49 Verteilernetzbetreiber in der Installationsphase befinden. Zwei Unternehmen haben die notwendigen Ausschreibungsverfahren abgeschlossen und zwei Unternehmen befanden sich zum Stichtag noch immer in der Planungs- bzw. Pilotphase der Smart Meter Einführung (Abbildung 2). Es gibt kein Unternehmen, welches sich noch in der Vorbereitung oder bei den ersten Versuchen befindet.

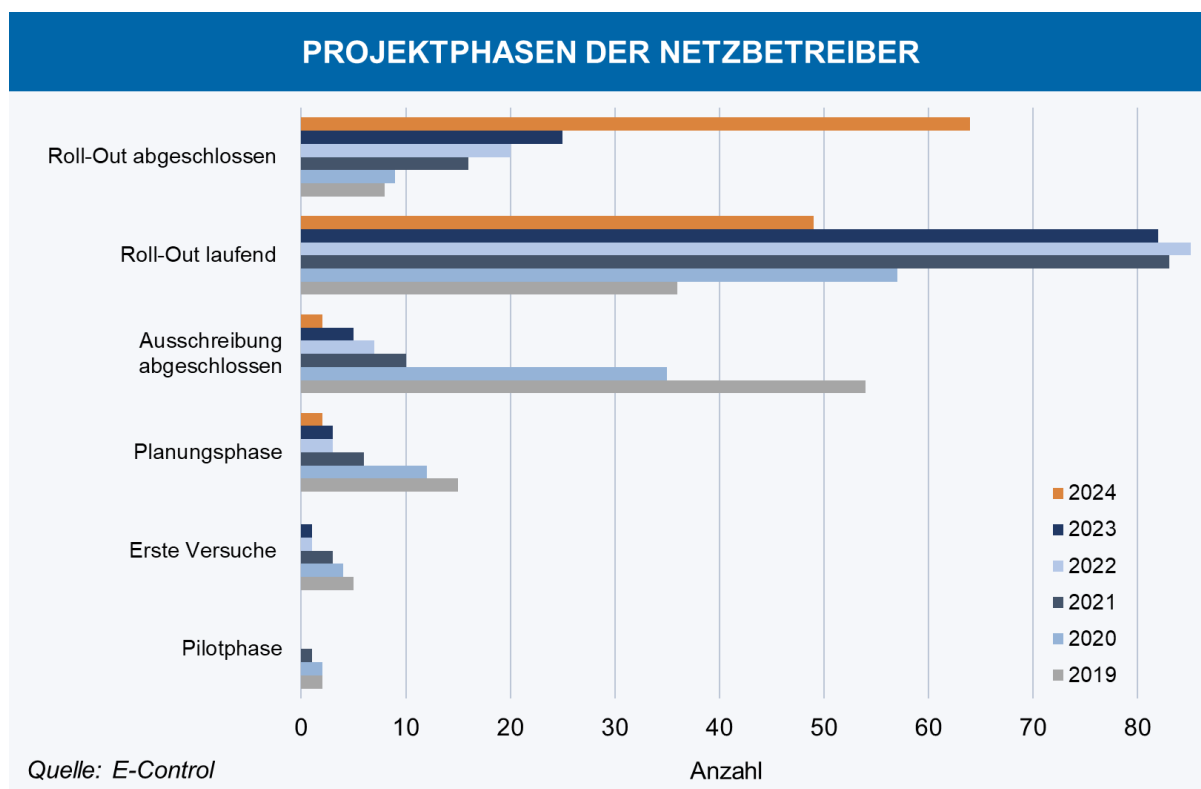


Abbildung 2: Status Smart Meter Roll-Out in Österreich (Stand Ende 2024)

Insgesamt haben 90 von 117 Verteilernetzbetreibern³ bis Ende 2024, das Ausrollungsziel von 95 % erreicht; darunter auch kleinere und mittlere Netzbetreiber wie z.B. die Startwerke Bruck an der Mur (Steiermark), die Stadtwerke Feldkirch (Vorarlberg) und Energie Ried Gesellschaft m.b.H. (Oberösterreich).

Insgesamt 27 Netzbetreiber haben mit Ende 2024 das Ziel nicht erreicht. Neun davon erreichten eine Ausrollungsquote von über 90 % und blieben dennoch knapp unter dem Ziel. Das Ausrollungsziel von 40% für Ende 2022 haben acht Verteilernetzbetreiber auch mit Ende 2024 nicht erreicht. Gemäß der

³ In Österreich gibt es 117 Verteilernetzbetreiber, die zum Smart Meter-Roll-Out verpflichtet sind.

IME-VO 2011 haben Verteilernetzbetreiber eine begründete Stellungnahme an die E-Control übermittelt, aus der hervorgeht, warum das Ausrollungsziel nicht erreicht wurde bzw. wie schnell sie das Ziel von 95 % nachträglich erreichen werden. Aus den eingereichten Stellungnahmen ergeben sich zusammenfassend die folgenden Gründe:

- Einige Netzbetreiber gaben an, Schwierigkeiten bei der Beschaffung der benötigten Menge an Smart Metern gehabt zu haben. Ursachen dafür waren unter anderem Lieferschwierigkeiten, allgemeine Beschaffungsprobleme sowie ein Mangel an verfügbaren Geräten infolge der Übernahme eines Netzgebiets.
- Eine weitere Hürde stellte die jeweilige Netzsituation dar. So berichteten einige Netzbetreiber, dass sie die finanzielle Belastung des Rollouts nicht tragen konnten, da vorrangige Netzarbeiten durchgeführt werden mussten. Kleinere Netzbetreiber erklärten, dass sie entweder derzeit mit einer Netzumstrukturierung befasst seien und der Rollout daher noch nicht abgeschlossen sei oder dass aufgrund spezifischer Netzgegebenheiten technische Fragestellungen hinsichtlich der Kommunikation der Smart Meter aufgetreten seien. Zudem gab es Probleme mit der Firmware (Zählersoftware), welches den Ausbau verzögerte.
- Schwierigkeiten ergaben sich auch daher, dass einige Netzbetreiber mit dem Mangel an Personal arbeiten mussten. Dieser erfolgte durch Kündigungen von Mitarbeitern oder krankheitsbedingte Ausfälle. In manchen Betrieben wurde das Personal schon aufgestockt und der Rollout ist gestartet, jedoch noch nicht beendet.
- Netzbetreiber sehr kleiner Netzgebiete gaben als Gründe für das Nichterreichen der Quote an, dass die Verweigerung des Einbaus durch einzelne Netzkunden einen erheblichen Einfluss auf die prozentuale Erfüllung habe. Auch wenn der Einbau der Zähler geplant war, jedoch aufgrund von Umbauarbeiten auf das nächste Jahr verschoben werden musste, wirkte sich dies negativ auf den Rollout aus. Netzbetreiber, die ausschließlich innerbetrieblich tätige Netze betreuen, setzen häufig Lastprofilzähler ein. Diese verfügen teils durch Plug-Ins über vergleichbare Funktionen wie Smart Meter. In solchen Fällen erfolgte häufig kein Umbau der bestehenden Zähler.

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 ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH, TINETZ-Tiroler Netze GmbH und Stromnetz Graz 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 *	Zählerschrank nicht zugänglich bzw. verbaut**	Technische Gründe***	Anteil an Zählern (Gesamt)
	(Anzahl)	(Anzahl)	(Anzahl)	

ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH	50	10	60	2,99 %
TINETZ-Tiroler Netze GmbH	1.403	405	4.033	2,21 %
Stromnetz Graz GmbH	1.489	1.595	1.273	2,20 %
Stadtbetriebe Mariazell GmbH	66	0	0	2,09 %
Wiener Netze GmbH	3.960	1.567	24.850	1,84 %
P.K. Energieversorgungs-GmbH	71	0	40	1,76 %
Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	470	0	335	1,51 %

Tabelle 3: Gründe für die Nicht-Installation von Smart Metern diverser Netzbetreiber (Stand Ende 2024)

* 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. Auch 2023 wurden die Ausrollungspläne überboten. Somit konnte im österreichweiten Durchschnitt das Ziel von 95 % im Jahr 2024 erreicht werden (Abbildung 3).

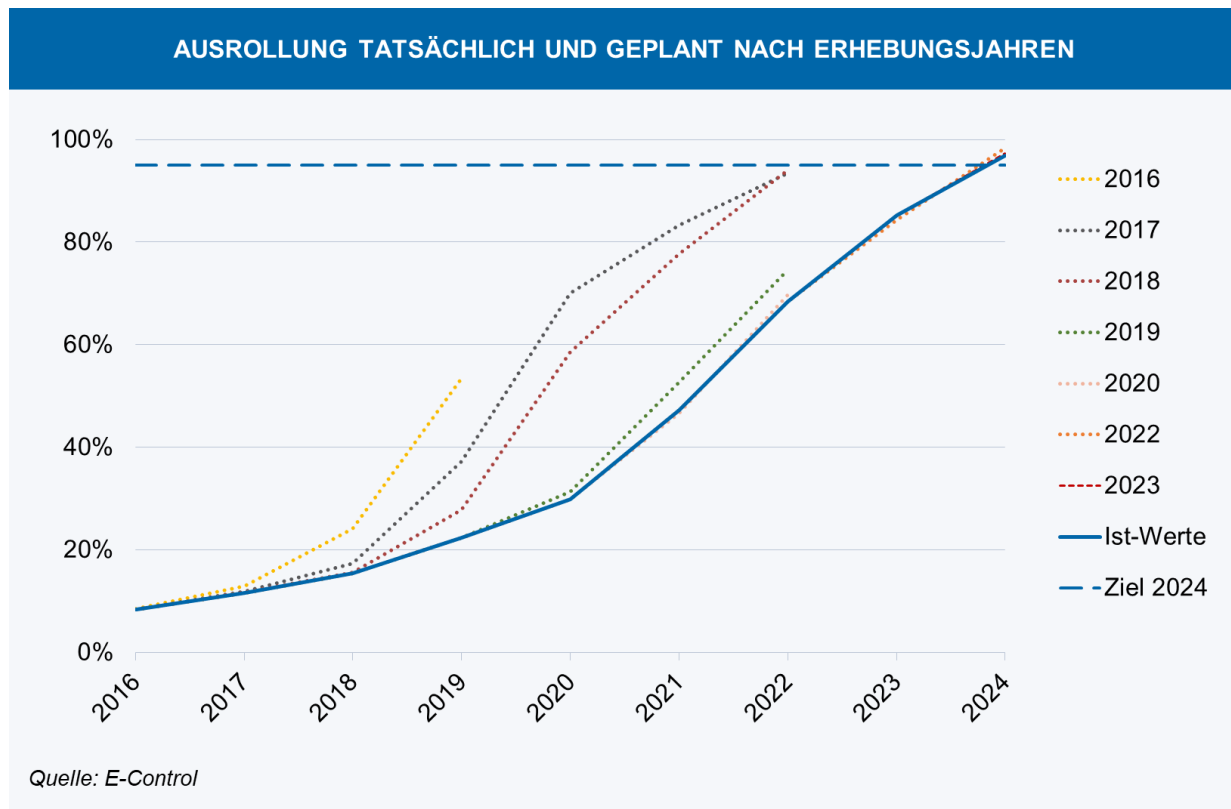


Abbildung 3: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen zwischen den Jahren 2016 bis 2024 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022) (Stand Ende 2024)

4.3 Projektdauer und Projektfortschritt

In Abbildung 4 wird die Projektdauer für die Ausrollung der Smart Meter bei verschiedenen Netzbetreibern gegenübergestellt. Als Projektstart gilt der Zeitpunkt, an dem eine größere Anzahl an Smart Metern installiert wurde (über 0,5 % der Zählpunkte, die mit Smart Metern ausgestattet werden sollen). Vor diesem Zeitpunkt wurden Planungen, Pilotversuche, Ausschreibungen sowie die Entwicklung und Anpassung der IT-Systeme durchgeführt. Innerhalb der Balken ist die jeweilige Anzahl der Zählpunkte angegeben, die mit Smart Metern ausgestattet werden sollen. Die Sortierung erfolgt basierend auf dieser Anzahl an Zählpunkten.

Dabei wird deutlich, dass die Linz Netz GmbH und die Netz Oberösterreich GmbH früher als die anderen Netzbetreiber mit dem Einbau von Smart Metern begonnen haben. Besonders die Erstgenannte hat die längste Austauschlaufzeit mit 15 Jahren. Die zwei Netzbetreiber mit den meisten Zählpunkten haben ihren Rollout in unter fünf Jahren abgeschlossen. Besonders die Netz Niederösterreich GmbH hat, nach einer längeren Planungsphase, die Installation innerhalb von zwei Jahren durchgeführt. Darauf folgte

die Salzburg Netz GmbH mit drei Jahren. Der erste Netzbetreiber, der die Quote erreichte, war die Netz Oberösterreich GmbH im Jahr 2020 nach einer Projektdauer von 11 Jahren.

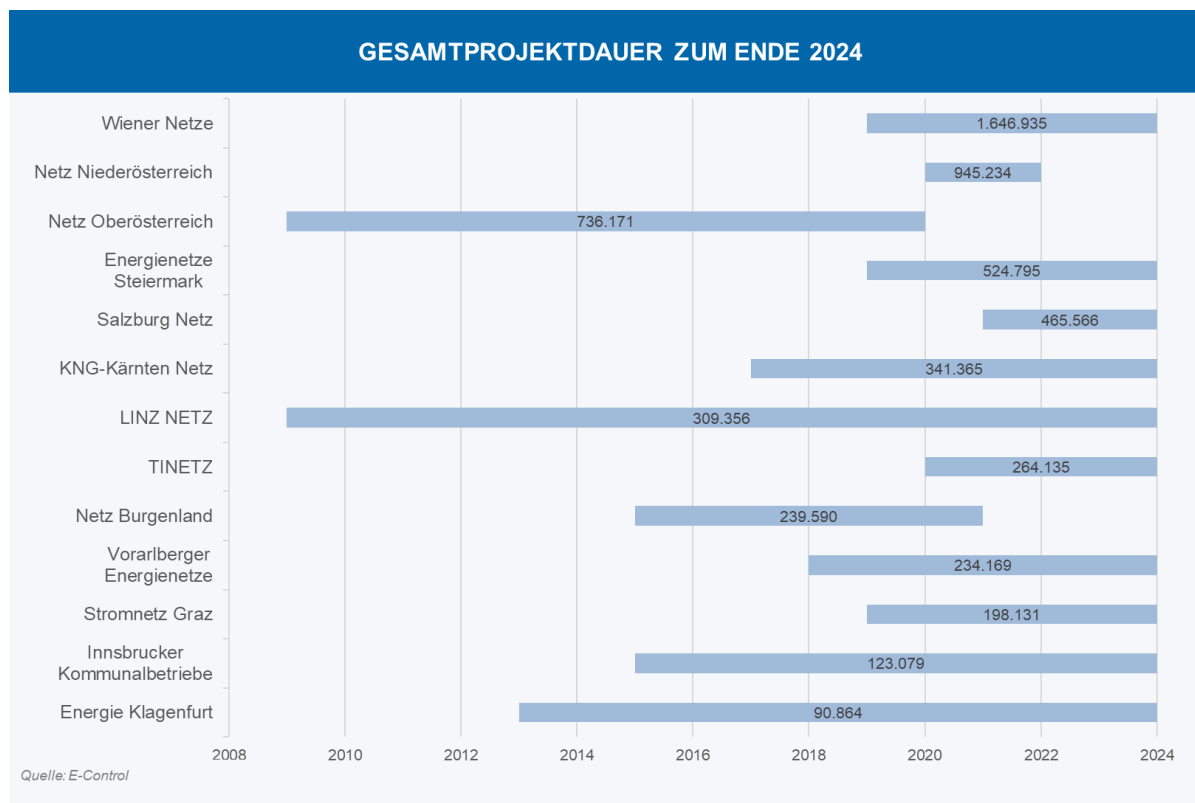


Abbildung 4: Projektdauer der größten Netzbetreiber mit Angabe der Anzahl der Zählpunkte für den Smart Meter Roll-Out (Stand Ende 2024)

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 tatsächliche Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch. Erst im Jahr 2024 gingen die Menge an Smart Meter Wünschen wieder zurück (Abbildung 5).

Von den insgesamt 23.423 österreichweiten Kundenersuchen zur Installation von Smart Metern wurden bisher (Stand Ende 2024) 22.724 Geräte installiert.

Unter den größten Verteilernetzbetreibern haben die Energienetze Steiermark GmbH die meisten Ersuchen (926), gefolgt von Wiener Netze GmbH (881), Salzburger Netze GmbH (584), KNG Kärnten Netz

GmbH (343), LINZ NETZ GmbH (250), TINETZ GmbH (167), Netz Oberösterreich GmbH (128), Vorarlberger Netze GmbH (126) und der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (68). Lediglich Netz Burgenland, Netz Niederösterreich GmbH, 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.

Bei den meisten der Netzbetreiber erfolgte der Einbau innerhalb von zwei Monaten nach Antragstellung, darunter auch bei Salzburg Netze GmbH, Wiener Netze GmbH, Netz Niederösterreich GmbH und Stromnetz Graz GmbH. Bei den Energienetze Steiermark und TINETZ-Tiroler Netze GmbH konnte es länger als zwei Monate dauern, bis der Kundenwunsch erfüllt wurde. Am längsten hatten die Kunden der Stadtwerke Fürstenfeld GmbH warten müssen.

Dagegen wurden Installationen in den Netzgebieten der Vorarlberger Energienetze GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH und LINZ NETZ GmbH in weniger als einem Monat durchgeführt.

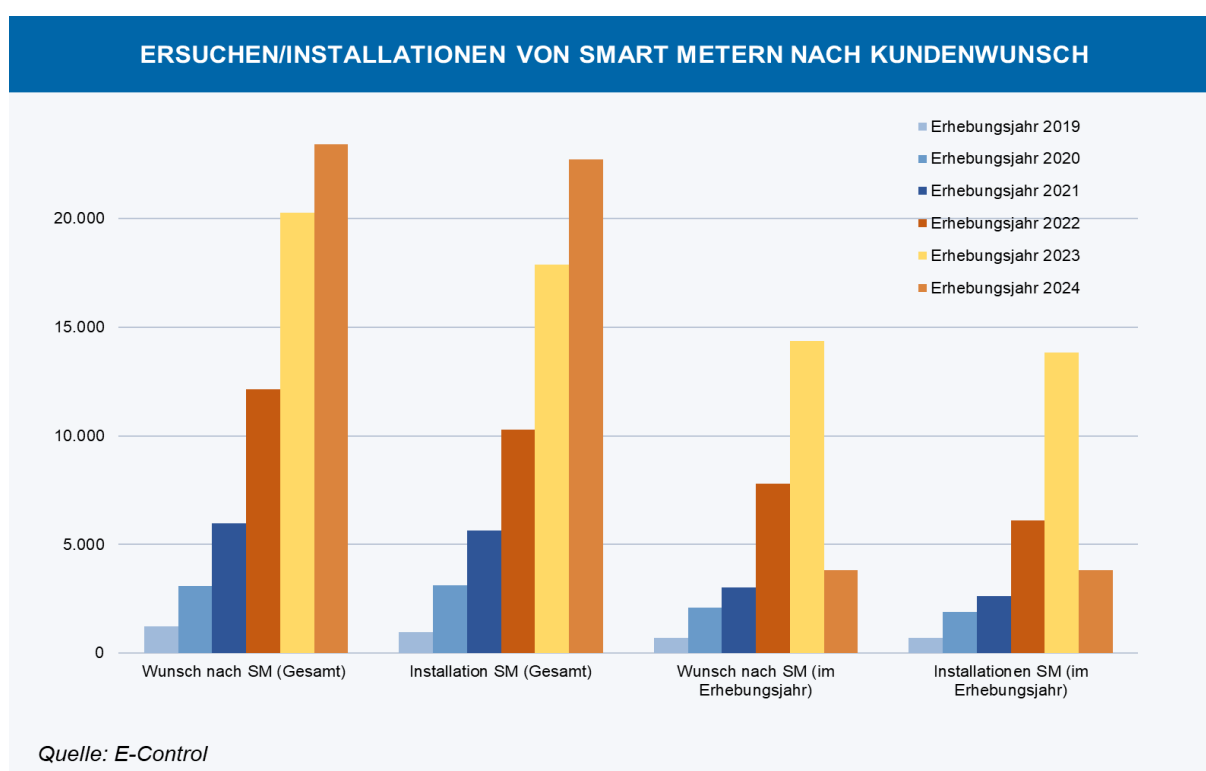


Abbildung 5: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch (Stand 2024)

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.

In Abbildung 6 sind die Informationswege aller Netzbetreiber mit mehr als 100 Zählpunkten dargestellt. Die Informationsintensität hat seit 2019 mit dem Fortschreiten der Ausrollung stark zugenommen. Am häufigsten werden die Kund:innen schriftlich informiert, aber auch ein persönliches Gespräch wird von mehr als der Hälfte der Unternehmen geführt.

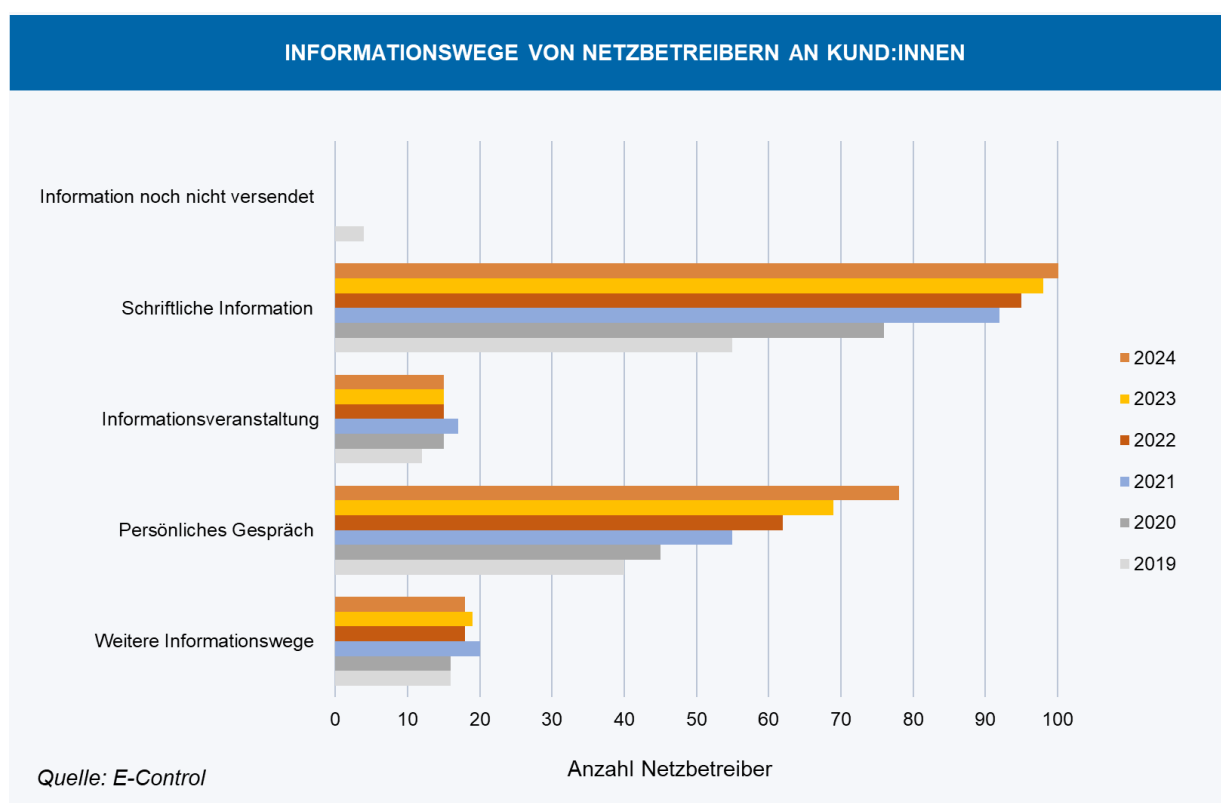


Abbildung 6: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kund:innen (Stand Ende 2024)
(Anm.: Nur VNB mit mindestens 100 Zählpunkten wurden berücksichtigt)

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. Datenkonzentrator⁴ oder direkt vom Zähler in das zentrale System erfolgt und welche Kommunikationstechnologien eingesetzt werden.

Die indirekte Datenübertragung wird bei ca. 5,7 Mio. (94 %) Smart Metern eingesetzt. Hier wird in der „last Mile“ d.h. vom Smart Meter zu einem Datenkonzentrator oder Gateway bei über 99 % der Zähler die PLC-Technologie, also leitungsgebundene Datenübertragung, genutzt. Auch leitungsgebunden, aber ausschließlich über Lichtwellenleiter (LWL), findet die Datenübertragung bei rund 3.300 Smart Metern statt. Bei einigen kleineren Netzbetreibern kommt die Radio Mash Technologie (RMT) zum Einsatz, z.B. in Oberösterreich, Tirol, Steiermark und Niederösterreich mit insgesamt maximal 64.000 Zähler.

Die Datenübertragung via PLC kann durch verschiedene elektronische Geräte 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 wird⁵.

In der „first Mile“, d.h. vom Gateway bzw. Datenkonzentrator zum zentralen System des Verteilernetzbetreibers, werden wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten eingesetzt. Knapp die Hälfte aller Gateways bzw. Datenkonzentratoren sind über LTE (4G), ein Fünftel ist über LWL oder CDMA 450 MHz Funknetz und etwa zehn Prozent über GPRS (205G) / EDGE (2,75G) Mobilfunktechnologie mit dem zentralen System verbunden. Rund 60 % aller Gateways bzw. Datenkonzentratoren nutzen die Mobilfunknetze in Kooperation mit einem externen Dienstleister, vor allem LTE, GPRS/EDGE, GSM (2G) und UMTS (3G) Technologie. Bis Ende 2024 wurden insgesamt etwa 72.035 Gateways bzw. Datenkonzentratoren installiert und weitere 43.588 sind geplant.

Bei etwa 6 % aller installierten Smart Meter wurde eine direkte Datenübertragung vom Messgerät zum zentralen System (P2P) fast ausschließlich mittels (Mobil-)Funktechnologie umgesetzt. Damit wurde in

⁴ 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.

⁵ Wiener Netze: Meldung Rolloutplan Ende 2022

den meisten Fällen ein externer Kommunikations-Dienstleister beauftragt. In ca. 18 % dieser Fälle wird die GPRS (2,5G)/EDGE (2,75G) und in ca. 65 % 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. 56 % der installierten Smart Meter), die KNG-Kärnten Netz GmbH (ca. 44.000 Messgeräte bzw. 15 % der installierten Smart Meter) und die Vorarlberger Energienetze GmbH (ca. 10.000 Messgeräte bzw. 5 % der installierten Smart Meter). Die restlichen Prozentpunkte entfallen auf Smart Meter verbunden zu den zentralen Systemen über Radio Mesh Technologie (RMT), NB-IoT (Narrow Band Internet of Things) und PLC. Bei der Netz Niederösterreich GmbH erfolgt beispielsweise die Datenübertragung mittels NB-IoT Funktechnologie bei ca. 15.700 bzw. 2 % Smart Metern und die wüsterstrom E-Werk GmbH nutzt bei 1.850 bzw. 51 % Smart Metern die RMT.

In den über PLC nicht realisierbaren Fällen wird sehr oft auf die direkte Datenübertragung mittels Mobilfunktechnologie umgestellt.

5.3 Interne IT-Systeme

Ein wichtiger Bestandteil der Smart Meter-Projekte ist der Aufbau notwendiger IT-Systeme zur Integration von Smart Metern in die internen Prozesse. Daher wurde die Frage gestellt, in welchem Umfang neue Systeme für den Einsatz von Smart Metern im Zählerwesen implementiert werden mussten oder inwieweit bestehende IT-Systeme angepasst werden mussten bzw. geplant sind. Obwohl die meisten Unternehmen den Rollout abgeschlossen haben, gaben sie an, dass weitere Optimierungen der Systeme und Prozesse stattfinden und Upgrades gestartet oder geplant sind, um die Systeme insbesondere auf die steigende Datenmenge vorzubereiten und Maßnahmen zur Verbesserung der Datenqualität umzusetzen.

Eine Auswertung der eingereichten Angaben sind in

BEREICH	Anteil der Verteilernetzbetreiber mit Anpassungen; 2024 (2023)
Meter Data Management Systeme (MDMS)	68,97 % (67,24 %)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement	37,07 % (35,34 %)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	70,69 % (69,02 %)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	12,93 % (13,79 %)
Netzeitsysteme	12,07 % (12,93 %)
Andere	51,72 % (50,86 %)

Tabelle 4 dargestellt und zeigen, dass die meisten Anpassungen in den Bereichen Meter-Data-Management Systeme (MDMS)⁶ und Verrechnungssysteme nach wie vor stattfinden. Zusätzlich werden Anpassungen in den Bereichen Zählerkommunikationssysteme („Head End Systeme“), Mobility-Management-systeme, Workforce Management Systeme (WFMS), Public Key Infrastructure (PKI) -Systeme, Monitoring-Systeme, Geographische Informationssysteme (GIS), Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation (Smart Meter-Kundenwebportal), Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsproblemen angeführt (

⁶ 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

BEREICH	Anteil der Verteilernetzbetreiber mit Anpassungen; 2024 (2023)
Meter Data Management Systeme (MDMS)	68,97 % (67,24 %)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement	37,07 % (35,34 %)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	70,69 % (69,02 %)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	12,93 % (13,79 %)
Netzleitsysteme	12,07 % (12,93 %)
Andere	51,72 % (50,86 %)

Tabelle 4).

BEREICH	Anteil der Verteilernetzbetreiber mit Anpassungen; 2024 (2023)
Meter Data Management Systeme (MDMS)	68,97 % (67,24 %)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement ⁷	37,07 % (35,34 %)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	70,69 % (69,02 %)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	12,93 % (13,79 %)
Netzleitsysteme ⁸	12,07 % (12,93 %)
Andere	51,72 % (50,86 %)

Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2024 und Vergleich 2023 (Stand Ende 2024)

⁷ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

⁸ 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 Inanspruchnahme der Opt-In- und Opt-Out-Konfiguration erhoben.

Die große Mehrheit der Netzbenutzer:innen belässt das intelligente Messgerät in der sogenannten Standardkonfiguration „IMS (Standard)“. Ende 2024 verfügten rund 5,17 Millionen Netzbenutzer:innen über einen Smart Meter, der den Tagesverbrauch bzw. die Tageseinspeisung erfasst. Diese Energiewerte werden dann täglich am Folgetag an den Verteilernetzbetreiber übermittelt und im Smart Meter-Kundenwebportal des Verteilernetzbetreibers angezeigt.

Bei etwa 760.000 installierten Smart Metern (12,6 %) haben sich die Netzbenutzer:innen für eine Messung 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 von einem Prozent gegenüber dem Vorjahr. Sie können also das Smart Meter-Kundenwebportal des Verteilernetzbetreibers für eigene Monitoring- und Analysezwecke verwenden. Von diesen Kund:innen haben sich bis Ende 2024 etwas mehr als die Hälfte für eine zusätzliche Opt-In-Variante gegenüber dem Lieferanten entschieden, als „IME (Opt-In Lieferant)“ bezeichnet (siehe Abbildung 7).

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 9 % auf ca. 472.000 Zählern gestiegen.

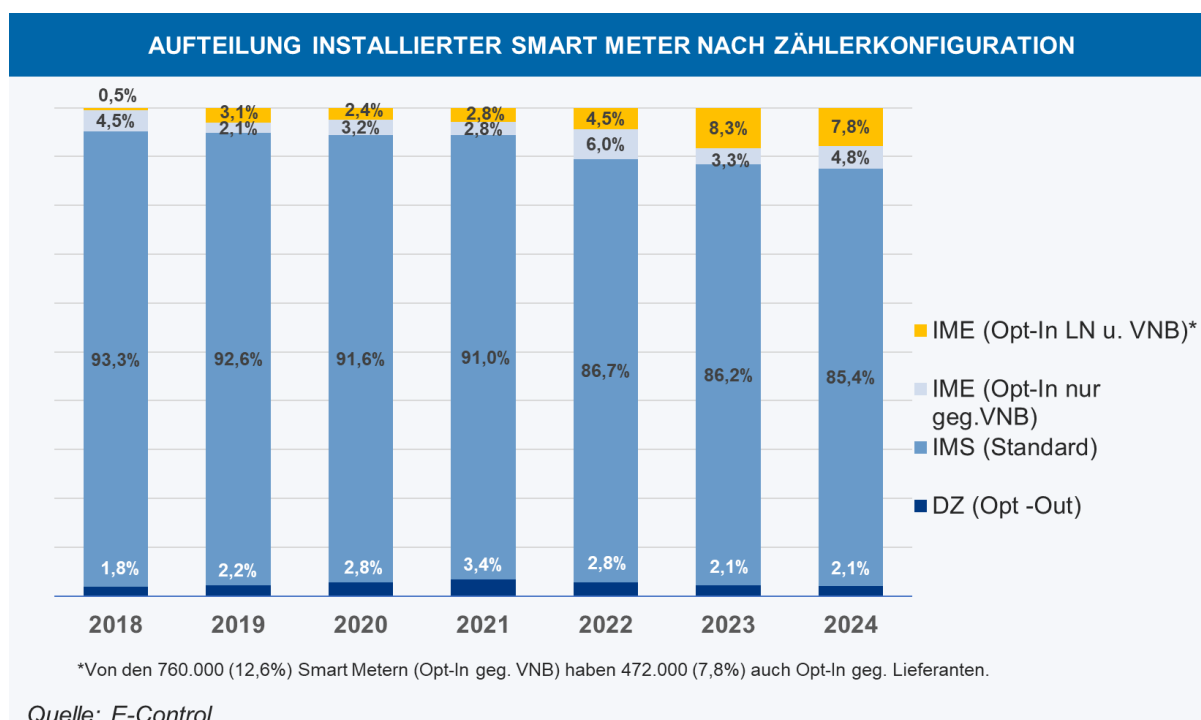


Abbildung 7: Entwicklung der Aufteilung der installierten Smart Meter nach Zählerkonfiguration⁹
(Stand Ende 2024)

Lediglich 127.800 Netzbenutzer:innen (2,1 %) haben die Opt-Out-Möglichkeit genutzt, was keine prozentuale Veränderung zum Vorjahr darstellt. Diesen Netzbenutzer:innen wurde ein digitaler Zähler (DZ) im Sinne des § 1 Abs. 6 IME-VO installiert. Darüber hinaus belassen einige Netzbetreiber bei Kund:innen, welche die Installation von Smart Metern verweigern, die bestehenden Ferrariszähler bis zum Ende der Eichgültigkeit. Die höchste Anzahl der Smart Meter in der Opt-Out-Konfiguration sind in den Netzgebieten der Netz Niederösterreich GmbH (36.600 Zähler; 4,4 %) und der Wiener Netze GmbH (26.000 Zähler; 1,7 %) zu finden. Die höchste Quote hat die Netz Burgenland GmbH mit 4,82 %.

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 (150.000 Zähler) zu finden. Das entspricht jeweils über 20 % aller Smart Meter in ihren Netzgebieten. Dagegen nutzen diese Option weniger als 4 % der Netzbenutzer:innen im Netzgebiet der Stromnetz Graz GmbH, (Abbildung 8).

⁹ Zählerkonfigurationen: Digitaler Zähler (DZ/Opt-Out), IMS (Standard), IME Opt-In geg. Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In geg. Lieferanten u. VNB

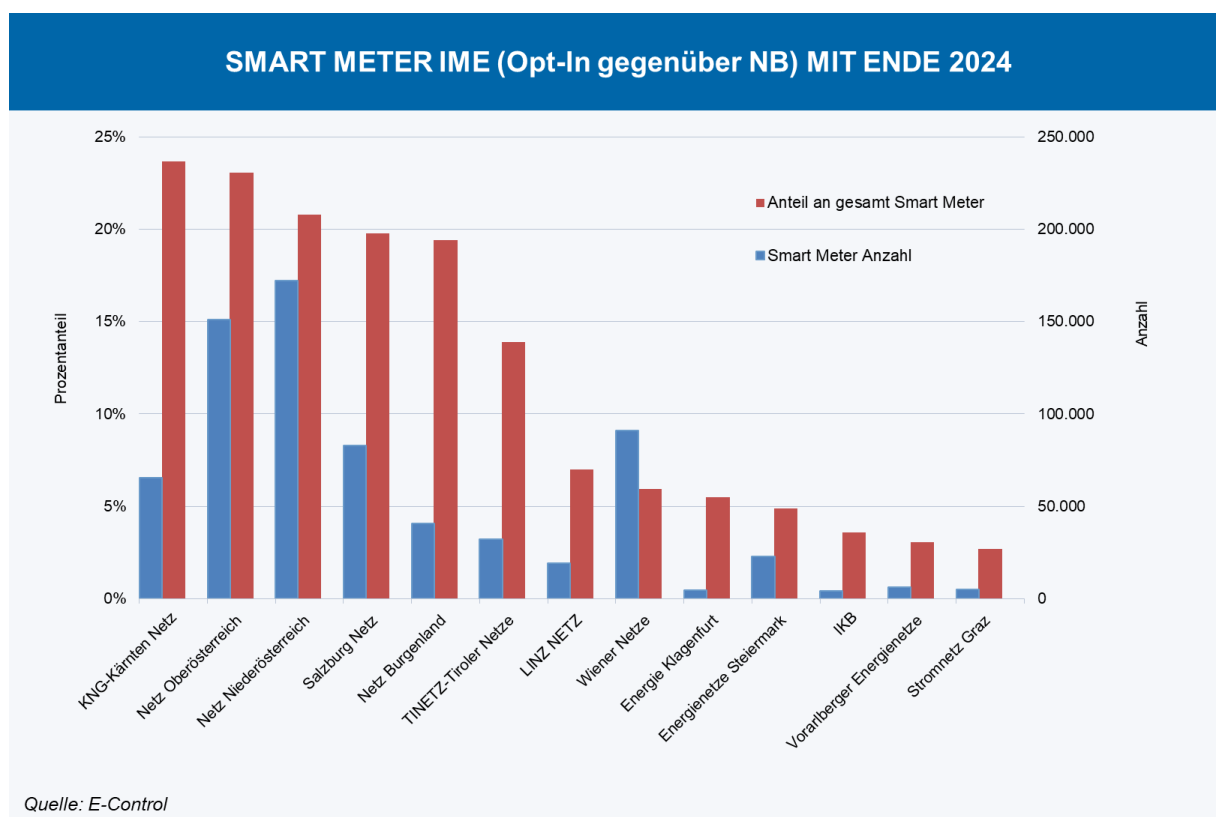


Abbildung 8: Anzahl der Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration gegenüber Netzbetreiber und ihre Anteile an der Gesamtanzahl der installierten Smart Meter je Netzbetreiber.

5.5 Datenverfügbarkeit und -qualität

Als wesentliches Kriterium für die Datenverfügbarkeit wurde erhoben, wann die gemessenen Energiewerte nach dem Zeitpunkt der Messung im zentralen System des Netzbetreibers (z.B. MDM) verfügbar sind. Anzugeben waren die Prozentzahlen je 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 und in den Smart Meter-Kundenwebportalen gekennzeichnet werden.

In Abbildung 9 sind die eingereichten Daten der 13 größten Netzbetreiber dargestellt. Bei vier Netzbetreibern sind die gemessenen Energiewerte von mehr als 99 % der Zähler bereits innerhalb der ersten 12 Stunden in den zentralen Systemen verfügbar. Beim nächstgereihten Netzbetreiber beträgt dieser Anteil 98 %. Der gewichtete Durchschnitt hierfür liegt bei diesen Netzbetreibern bei 91 %. Dieser Wert

ist im Vergleich zum Vorjahr um fünf Prozent gestiegen, da seit 2024 TINETZ-Tiroler Netze GmbH auch Angaben zu den verfügbaren Daten innerhalb von 12 Stunden erfasste.

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

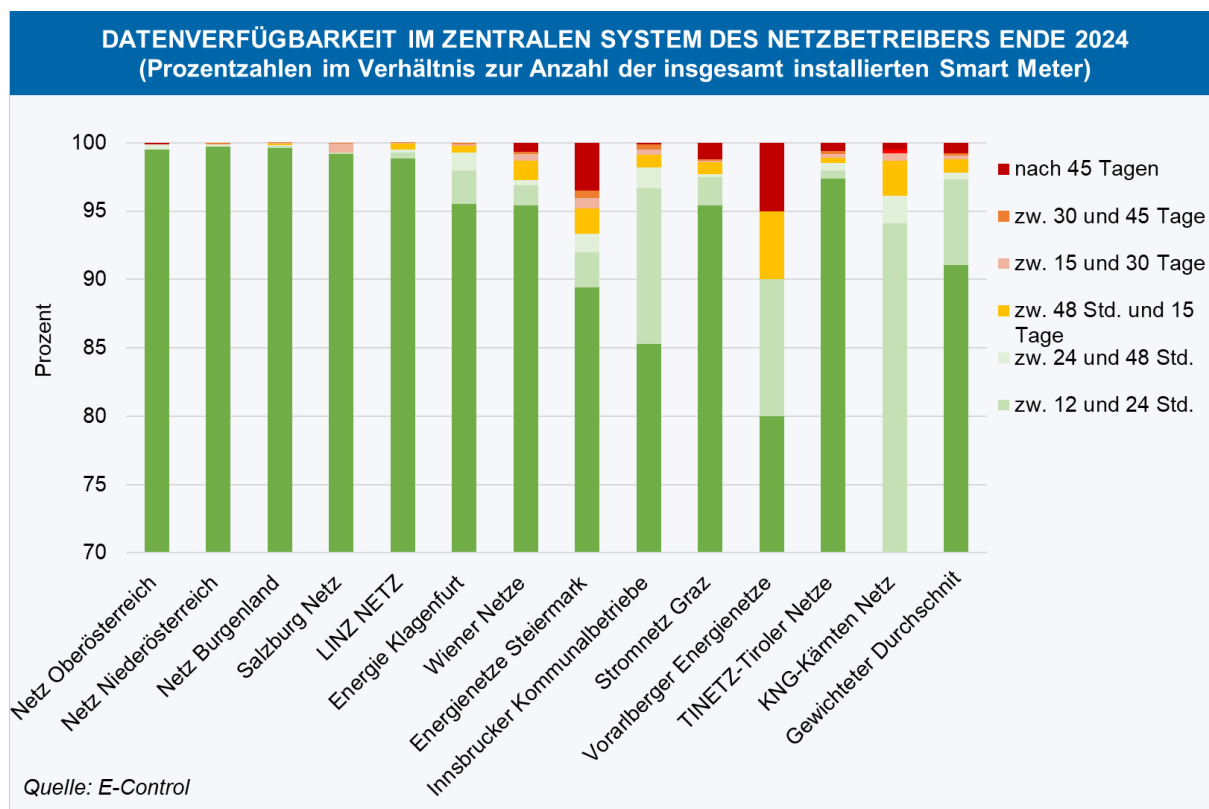


Abbildung 9: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät bei größten Netzbetreibern (Stand Ende 2024)

Im gewichteten Durchschnitt österreichweit beträgt die Verfügbarkeit im ersten Zeitfenster 90% (Vorjahr 86,5 %). Über diesem Schnitt liegen 73 von 111 Netzbetreibern. Innerhalb 24 Stunden liegt die Verfügbarkeit bei 96,9 % und innerhalb 2 Tagen bei 97,52 % (Abbildung 10).

Auffallend ist, dass beim Großteil der Netzbetreiber ein geringer Zähleranteil auch nach 15 oder mehreren Tagen nicht erreichbar waren. Absolut sind es ca. 85.000 Zähler, die teilweise vor Ort zu entstören waren, was einen großen Zeit- und Personalaufwand bedeutet. Insgesamt wurden 24.000 Zähler im Jahr 2024 auf Non-Smart umgestellt, da die Datenübertragung nicht wiederhergestellt werden konnte.

Gefragt nach dem Level der Datenverfügbarkeit, das als Ziel bei den Ausschreibungen festgelegt wurde, bezogen auf die Gesamtanzahl der Smart Meter, gaben 24 Unternehmen an, dass sie innerhalb

12 Stunden eine 100 %-Verfügbarkeit, 42 Unternehmen eine > 95 %-Verfügbarkeit und 30 eine 90 %-Verfügbarkeit als Ziel festgelegt haben.

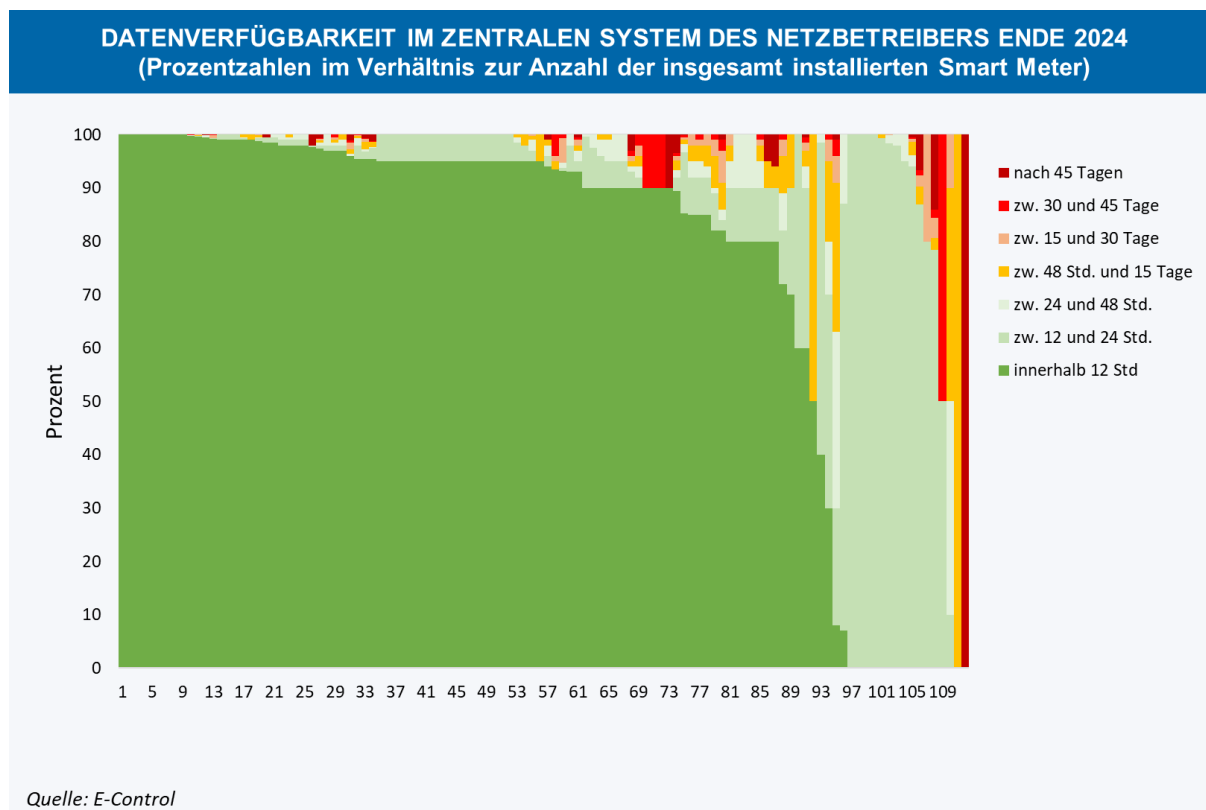


Abbildung 10: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Messung und Auslesung aus dem intelligenten Messgerät (Stand Ende 2024)

Die Smart Meter-Daten gelangen über mehrere Schnittstellen in die zentralen Systeme der Netzbetreiber und werden dann über weitere Schnittstellen 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.

Laut Unternehmensangaben sind zentrale Einflussfaktoren auf die Datenqualität die Systemverfügbarkeit, die zyklische Systematik der Ausleseroutinen sowie Kommunikationsstörungen in den verwendeten Datenübertragungsnetzen. Durch diverse Maßnahmen und Vereinbarungen mit den Dienstleistern werden Datenqualität und Systemverfügbarkeit sichergestellt. Oft liegt die Verantwortung für den Gesamtprozess der Datenübertragung vom Zähler bis zu den internen Systemen bei denjenigen, die für das Zählerwesen zuständig sind.

Hier eine Auflistung der Maßnahmen zur Datenqualitätssicherung, die am häufigsten genannt wurden:

- Umfassende organisatorische Regelungen und Reports zur Überwachung der Systemkomponenten und Teilprozesse, die den täglichen Ausleseprozess beeinflussen.
- Tägliche Berichte zur Überwachung der Performance.
- Zertifizierung nach ISO/IEC 27001 zur Sicherstellung der Datenintegrität durch E2E-Verschlüsselung.
- Permanente Überwachung der Übertragungswege, hauptsächlich auf firmeninternen Wegen (PLC, CDMA), durch entsprechende Fachabteilungen.
- Service Level Agreements (SLAs) sind mit externen Dienstleistern abgeschlossen, um die Verfügbarkeit einzelner Systemkomponenten zu garantieren, wobei kein übergreifendes SLA zur gesamten Datenverfügbarkeit existiert.
- Verwendung eines Ticketing-Systems mit unterschiedlichen Prioritäten zur schnellen Beseitigung von Störungen.
- Sicherstellung der Datenübermittlung durch flexible Auswahl der verfügbaren Datenkommunikation (zum Beispiel Mobilfunk oder Radio-Mesh) und ein entsprechendes Kommunikationsnetz-Design.
- Flexible Umschaltung von PLC auf Point-to-Point (P2P) in extremen Fällen.
- Koordination und Betrieb der zentralen IT-Systeme und der zyklischen Ausleseroutinen durch einer Kooperationsgemeinschaft.

5.6 Informationen auf den Smart Meter-Kundenwebportalen

Netzbetreiber sind gemäß § 84 Abs 2 EIWOG 2010 verpflichtet Endkund:innen ein benutzerfreundliches und individualisiertes Smart Meter-Kundenwebportal („Webportal“) bereitzustellen, sofern deren Bezug oder Einspeisung durch Smart Meter erfasst wird. Dieses Webportal bietet die Möglichkeit, zeitnah Informationen über die erfassten Energiewerte, den Verbrauch und das individuelle Nutzerverhalten zu erhalten. Auf diese Weise können Endkund:innen ihr Verbrauchsverhalten analysieren und optimieren. Mindestanforderungen an das Webportal für die Darstellung der Daten sowie die Datenweitergabe werden in der Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO (DAVID-VO 2012) geregelt.

Für die Untersuchungen der letzten Jahre wurde verpflichtendes zusätzliches Anschauungsmaterial in Form von Screenshots sowie Demozugänge zu den Webportalen angefragt. Auch heuer wurden Screenshots sowie weitere Detailinformationen zur Darstellung von Verbrauchswerten abgefragt. Eine tatsächliche Überprüfung der Webportale ist überwiegend nur mit Demozugängen zu den Webportalen möglich. Da auch heuer kaum Demozugänge bereitgestellt wurden, beruhen die nachfolgenden Angaben auf der Rückmeldung der jeweiligen Netzbetreiber sowie den übermittelten Screenshots.

Die Ergebnisse der heurigen Erhebung zeigen im Vergleich zum Vorjahr eine Verbesserung in allen abgefragten Bereichen. In Summe meldeten 103 von 117 Netzbetreibern, dass sie Endkund:innen ein personalisiertes 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. Ein Netzbetreiber gibt allerdings an, Endkund:innen sowohl die historischen als auch den aktuellen Lieferanten im Webportal diskriminierungsfrei anzuzeigen.

Darstellungsarten

Fast alle Netzbetreiber geben an, Viertelstunden- und Tageswerte spätestens 12 Stunden nach ihrer Erfassung im Webportal anzuzeigen. Endkund:innen stehen Verbrauchsdaten 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 Verbrauchsdaten und Lastkurven ab dem Zeitpunkt der Verfügbarkeit abrufbar, jedoch maximal für die drei letzten Jahre. Etwa 80 % der Netzbetreiber bieten Endkund:innen die Möglichkeit, Daten und Informationen in herunterladbaren Formaten abzurufen.

Kennzahlen und Vergleichsmöglichkeiten

Die Rückmeldungen der Netzbetreiber zu Kennzahlen, Vergleichsmöglichkeiten und repräsentativen Vergleichswerten fallen etwas positiver aus als im vergangenen Jahr. So meldeten heuer 49 Netzbetreiber retour, Kennzahlen wie zB kWh/Person oder kWh/m³ auf Basis individueller Kund:innendaten und allgemeiner Benchmarks zur Verfügung zu stellen. Deutlich mehr Netzbetreiber (60) als im Vorjahr (45) ermöglichen die verfügbaren Verbrauchsdaten mit repräsentativen Vergleichswerten mit und ohne Verbindung zur individuellen Lebens-, Verbrauchs- und Wohnsituation der Kund:innen zu vergleichen. Die Zahl der Netzbetreiber, die Endkund:innen individuelle Einstellungsvarianten der Daten, wie beispielsweise die Anzahl an Personen im Haushalt oder die Größe der Wohnfläche ermöglichen, ist ähnlich wie im Vorjahr.

Obwohl die Ergebnisse der aufgezählten Funktionalitäten im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen sind, liegt die Umsetzungsrate noch immer unter 60 % bei allen Netzbetreibern, die ein Webportal zur Verfügung stellen. Deutlich höhere Umsetzungsraten wären wünschenswert, damit Endkund:innen ihr Verbrauchsverhalten schneller erfassen und gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen setzen können.

Energieberatungsstellen und Energiespartipps

Gemäß DAVID-VO 2012 hat das Webportal zusätzlich zu Verbrauchsdaten auch niederschwellige Informationen zu Energieeinsparungen sowie Energieberatungsstellen zu beinhalten. Dabei sind mindestens zwei Energieberatungseinrichtungen diskriminierungsfrei anzuführen oder es wird auf die entsprechende Website der E-Control verwiesen. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der Netzbetreiber, die diese Informationen zur Verfügung stellen, leicht angestiegen, beträgt aber in Summe dennoch nur 66%.

Darstellung Ersatzwerte

Kann der Smart Meter aufgrund technischer Störungen keine Daten übermitteln, werden Ersatzwerte gebildet. Ersatzwerte sollten auch als solche im Webportal gekennzeichnet sein. Die Rückmeldung der Unternehmen zeigt, dass Kennzeichnungen in unterschiedlichen Variationen stattfinden: von strichlierten Linien, farblich anders oder mit Sternchen gekennzeichneten Werten bis hin zu Lösungen mit Mouseover oder Tooltip. Vereinzelte Netzbetreiber stellen die Ersatzwerte nicht gesondert in der grafischen Darstellung im Webportal dar, kennzeichnen sie aber zumindest im Datenexport, der als Download zur Verfügung steht. Auffällig ist allerdings auch heuer, dass insbesondere kleine Netzbetreiber die Ersatzwerte entweder gar nicht oder noch nicht explizit als solche im Webportal darstellen.

Customer Consent Management (CCM)

Das Customer Consent Management (CCM) erlaubt es Endkund:innen, über ein Webportal Dritte zu bevollmächtigen und ihnen Zugang zu ihren Daten zu gewähren, etwa an Energieberater:innen. Auf diese Weise können bevollmächtigte Dritte Verbrauchsdaten abrufen, um im Auftrag der Endkund:innen beispielsweise Möglichkeiten zur Verbrauchsoptimierung zu ermitteln. Das CCM wird auch genutzt, um die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft zu bestätigen. Die Zahl jener Netzbetreiber, die das CCM implementiert haben, ist von 49 auf 55 gestiegen. Die restlichen Unternehmen sind entweder aktuell in der Umsetzung oder sehen noch keinen Bedarf an einer Umsetzung. Das betrifft insbesondere kleine Netzbetreiber und jene ohne Energiegemeinschaften in ihren Netzgebieten.

Die Rückmeldungen zur Nutzung des CCM-Prozesses sind zwiegespalten. Ein Teil der Eingaben berichtet über eine reibungslose Implementierung und positive Nutzung der Funktionalität. Der andere Teil der Eingaben zeigt wiederum Probleme mit der Auffindbarkeit der Funktionalität im Webportal sowie der Nutzung durch nicht-internet-affine Personen auf. Letztere benötigen laut vereinzelt Netzbetreibern mehr Unterstützung und Informationen, um die Funktionalität entsprechend besser nutzen zu können.

Sonstige Services

Auch im Rahmen der heurigen Erhebung, geben nur fünf größere Netzbetreiber an, über die Anforderungen der DAVID-VO 2012 hinauszugehen und ihren Endkund:innen zusätzliche Dienstleistungen wie bspw. ein SMS-Service oder Anbindungen an eine API-Schnittstelle anzubieten. 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. Kein einziger Netzbetreiber bietet allerdings eine App für Smartphones oder Tablets an.

Harmonisierung der Webportale

Seitens der Branche wird derzeit an einer Harmonisierung der Webportale gearbeitet. Im Zuge dessen soll bspw. der Registrierungsprozess für das Webportal für alle Verteilernetzbetreiber vereinheitlicht

werden. Zudem sollen in den Webportalen aller Verteilernetzbetreiber österreichweit die gleichen Begrifflichkeiten und Erklärungen verwendet werden. Ersatzwerte sollen visuell unterscheidbar zu gemessenen Energiewerten dargestellt werden. Außerdem ist geplant, österreichweit ein einheitliches Downloadformat einzuführen, sowie ein Downloadformat, das Kund:innen auch direkt in den Tarifikalkulator für eine Abfrage hochladen können. Die Produktivsetzung der harmonisierten Webportale soll 2025 erfolgen.

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, telefonisch oder im Webportal. Mittlerweile (Stand 2024) ist letzteres bei 62 Netzbetreibern möglich. Bei dreiviertel der 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 dieses bewegt sich zwischen wenigen Sekunden und mehreren Minuten.

Auf Anfrage verschicken 89 der 117 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 Oesterreichs Energie die Entwicklung eines Smart Meter-Adapters in Auftrag gegeben, der *„als Brücke zwischen dem privaten Heimnetzwerk der Anwender:in*

und dem Smart Meter des Netzanbieters dient. Er soll der privaten Anwender:in eine einfache Möglichkeit bieten, die eigenen Zählerdaten zu erfassen und für eigene Zwecke zu verarbeiten. Der Smart Meter-Adapter arbeitet dabei nur „lokal“ und stellt von sich aus keine Verbindung zum Internet her.“¹⁰

Das Konzept für den „Smart Meter-Kundenschnittstellen Adapter“¹¹ 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.

5.8 Energiegemeinschaften

Seit Oktober 2021 sind die Marktprozesse für Energiegemeinschaften im Datenaustausch über die EDA-Plattform produktiv gesetzt und somit ist diese Marktrolle in das Strommarktmodell integriert. Seitdem ist die Anzahl der Teilnehmer:innen kontinuierlich gestiegen. Für die Abrechnung innerhalb einer Energiegemeinschaft erhalten die Betreiber:innen täglich die Viertelstundenenergiewerte vom jeweiligen Netzbetreiber. Dieser ist für die Aufteilung der Energiewerte innerhalb der Gemeinschaft sowie den Versand der abrechnungsrelevanten Energiewerte an die Lieferanten verantwortlich, die für die Abnahme bzw. Lieferung von Restmengen zuständig sind.

Zum Stichtag Ende 2024 entfielen von insgesamt 472.000 Smart Metern in der Opt-In-Konfiguration etwa 119.000 auf Mitglieder einer Energiegemeinschaft; das ist eine Vervierfachung im Vergleich zum Vorjahr. Die meisten davon befinden sich im Netzbereich Oberösterreich (35.803), gefolgt von Niederösterreich (28.224) und der Steiermark (13.119). Bei der Netz Oberösterreich GmbH hat sich die Zahl der Teilnehmer:innen an einer Energiegemeinschaft verachtfacht, bei der Wiener Netze GmbH versiebenfacht (siehe Abbildung 11). Sogar 4,9 % aller Zähler im Netzgebiet der Netz Burgenland GmbH und 4,7 % der Netz Oberösterreich GmbH entfallen auf Mitglieder einer Energiegemeinschaft. Ende 2024 waren insgesamt bei 66 Netzbetreibern Energiegemeinschaften einschließlich gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen aktiv.

¹⁰ Datenblatt Smart Meter- Adapter: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Leitfaden/2022/Datenblatt_Smart_Meter_Adapter_V7_20220808.pdf

¹¹ Konzept für einen „Smart Meter Kundenschnittstellen Adapter“ zur Standardisierung der Datenbereitstellung in der Kundenanlage: <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter/technische-leitfaeden>

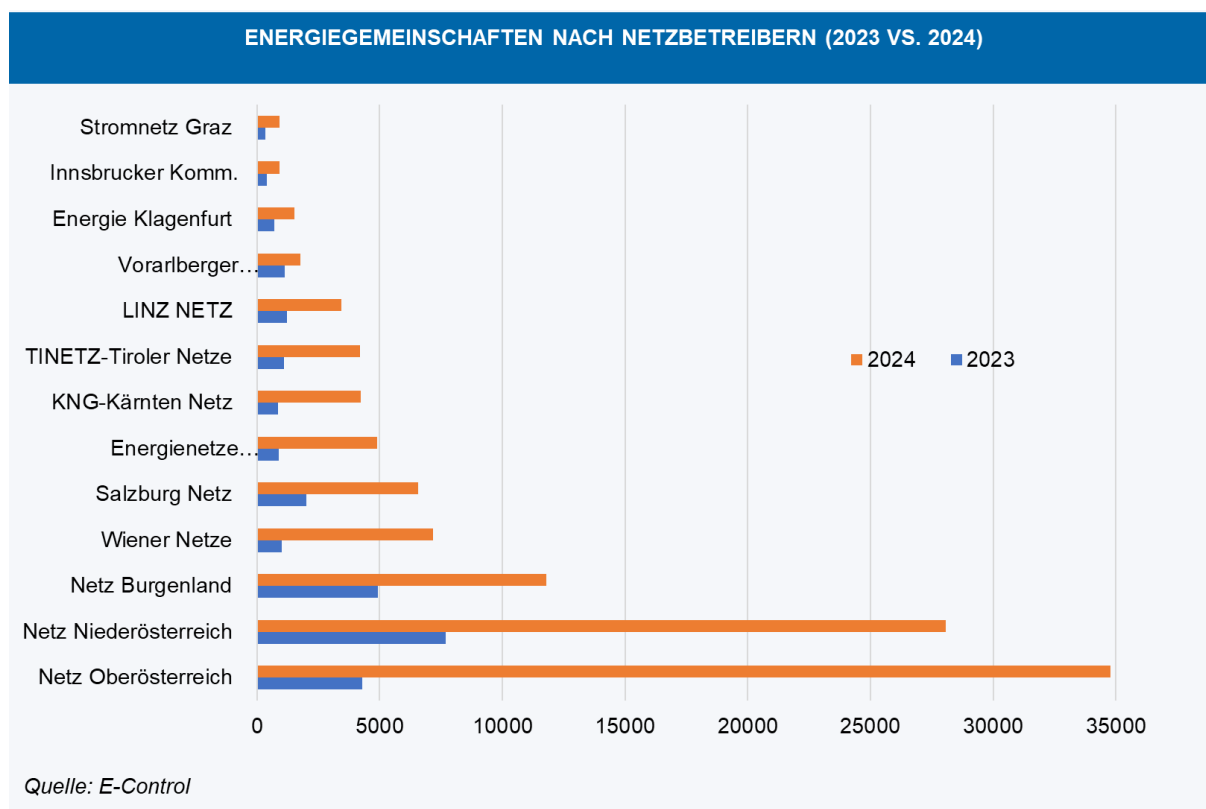


Abbildung 11: Anzahl der bei einer Energiegemeinschaft registrierten Zählpunkten nach Netzbetreibern (Stand Ende 2024)

Der meisten Teilnehmer:innen sind bei erneuerbaren Energiegemeinschaften (§§ 16c ElWOG 2010), vor allem in Oberösterreich, Burgenland und Niederösterreich zu finden. Ende 2024 waren bereits 191 Bürgerenergiegemeinschaften (§§ 16b ElWOG 2010) in Oberösterreich registriert mit insgesamt mehr als 5.750 Zähler (Tabelle 5).

Für die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft und die damit verbundene Datenfreigabe wurde der CCM (Customer Consent Management) Marktprozess in das Smart Meter-Kundenwebportal integriert, der bereits für die Datenfreigabe für Dienstleister etabliert worden war. Die Marktprozesse betreffend Energiegemeinschaften wurden Ende 2024 bei 10 Netzbetreibern noch teilweise bzw. gar nicht umgesetzt. Bei diesen Netzbetreibern war eine früheste Umsetzung für Sommer 2025 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 gemeinsamen Erzeugung	Anzahl Zähler Gesamt (Anteil)	Anzahl Energiegemein- schaften Gesamt (Anteil)	Ø Anzahl der Zähler in der EG	Maximale Ø Anzahl der Zähler beim Netzbetreiber
gemeinschaftliche Erzeugungs- anlagen nach § 16a EIWOG	18.482 (15,5 %)	4.000 (51,9%)	4,6	18,3 (STGD Kindberg E- Werk Nebenbe- triebe)
erneuerbare Energiegemein- schaften nach § 16c EIWOG	79.795 (67 %)	2.625 (34%)	30,3	63,4 (Netz Oberöster- reich GmbH)
Bürgerenergiegemein- schaften nach § 16b EIWOG	20.934 (17,5 %)	1.088 (14,1 %)	19,2	75,6 (Netz Burgenland GmbH)
Gesamt	119.211	7.713	15,5	

Tabelle 5: Anzahl der Zähler im Rahmen der Energiegemeinschaften (Stand Ende 2024)

5.9 Netzsituation

Ein weiteres Thema, das im Zuge der Erhebungen behandelt wurde, sind die von den Verteilernetzbetreibern erwarteten Auswirkungen auf die allgemeine Netzsituation.

1) Zur Frage, ob durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten mit einer spürbaren Verschiebung der Lasten im Netzgebiet zu rechnen sei, antworteten nur sechs Netzbetreiber mit „ja“. Die Einreichungen enthalten folgende Feststellungen:

- Grundsätzlich kann allein die Installation von Smart Metern keine Änderungen im Verbrauchsverhalten der Konsument:innen bewirken. Erst die Kombination mit Preisanreizen wie dynamischen Energiepreisen, leistungsorientierten Netztarifen und neuen Anwendungen wie Speicher und Elektroautos kann solche Änderungen hervorrufen. Ansonsten richtet sich das Kundenverhalten eher nach Lebensgewohnheiten als nach Zählerdaten. Darüber hinaus sind ausführliche Informationen und Begleitmaßnahmen erforderlich, die sehr kostenintensiv sind, um in diesem Kundensegment Änderungen zu bewirken.
- Bei Gewerbe- und Industriekunden sind Lastmanagementsysteme bereits vorhanden; wesentliche Änderungen sind daher in diesem Bereich nicht zu erwarten.

2) Zur Frage, ob die bessere Verfügbarkeit der Daten in der Niederspannungsebene zu einer höheren Versorgungssicherheit führen könnte, antworteten 36 Netzbetreiber mit „ja“ mit der folgenden Begründung:

- Bessere Netzanalysen durch zusätzliche Daten ermöglichen eine schnellere Fehlererkennung.
- Die Erhebung von Netzqualitätsparametern kann helfen, kritische Netzsituationen rechtzeitig zu erkennen.

Die folgenden Gründe wurden bei einer negativen Antwort angeführt:

- Versorgungssicherheit erfordert das Zusammenspiel der gesamten Netzinfrastruktur.
- Funktionalitäten laut IMA-VO sind zur Erhöhung der Versorgungssicherheit unzureichend.
- Smart Meter haben keinen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit einzelner Netzkomponenten.
- Störungen treten hauptsächlich im vorgelagerten Netz auf, nicht in der Niederspannungsebene.
- Probleme bei der Spannungsversorgung werden in wichtigen Umspannstationen bereits überwacht.

3) Zur Frage, ob die erhobenen Messwerte möglicherweise anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwendet werden, antworteten 25 Netzbetreiber mit „ja“. Sie gaben an, dass beispielsweise die Verwendung von Smart Meter-Daten für Netzsteuerung in Diskussion ist, u. a. für Spannungsüberwachung und Netzauslastungsanalysen; dass die Nutzung von Smart Meter-Daten bei der zukünftigen Optimierung in Netzplanung und Betrieb angestrebt wird, vorausgesetzt, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden.

Die negativen Antworten enthalten die folgenden Feststellungen:

- Bestimmungen gemäß § 84a(1) EIWOG sind administrativ zu aufwendig und nicht zweckdienlich für Netzbetreiber.
- Jede Verwendung von Kundendaten erfordert Genehmigung und Registrierung durch die Datenschutzbehörde.
- Der administrative Aufwand macht standardisiertes Monitoring von Kundendaten schwierig.
- Bestehende Leitsysteme ersetzen den Bedarf an Smart Meter-basierten Steuerungslösungen.
- Kleinere Netzbetreiber haben begrenzte Ressourcen für die Verwaltung und Nutzung der Daten.

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 2024 Investitionen in Höhe von rund 1,7 Mrd. EUR, wovon rund 1 Mrd. EUR bis 2020 angefallen sind, getätigt. Für die Jahre 2025 bis einschließlich 2026 ist für den Smart Meter Roll-Out mit weiteren Investitionen in Höhe von 0,1 Mrd. EUR zu rechnen. Dies macht in Summe gesamte Kosten für die Anschaffung und Herstellung für den Smart Meter Roll-Out in Höhe von 1,8 Mrd. EUR.

Es wurden somit der Roll-Out beendet bzw. sind noch geringe Nacharbeiten an den Systemen nötig. In weiterer Folge ist das Thema „Smart Metering“ als laufende Aufgabe der Netzbetreiber zu sehen. Eine gesonderte Evaluierung des „Roll-Outs“ aus Kostensicht ist daher abgeschlossen. Die Effizienz der unterschiedlichen Systeme wird sich im Gesamtkostenvergleich der Netzbetreiber zeigen.

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 berücksichtigt¹².

Die anteiligen Netzverlustkosten für Smart Meter, Datenkonzentratoren und Gateways haben im Jahr 2024 rund 37,6 Mio. EUR betragen. Dieser Wert ergibt sich aus dem im Kapitel 5.10 Entwicklungen hinsichtlich Energieverbrauch und Energieeffizienz des Vorjahresberichts genannten Energieverbrauch für die Smart Meter Infrastruktur iHv 209 GWh multipliziert mit dem Netzverlustpreis bei gemeinsamer Beschaffung über die APG iHv 180,07 EUR pro MWh.

6.2 Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.1“)

Durch sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, wie z.B. geändertes Verbraucherverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen, neue Anforderungen in den Bereichen Flexibilität und Demand Response und vor allem die angestrebte vollständige Ausrollung von Smart Metern, sieht die

¹² https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf/1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6?t=1699525605240

E-Control Bedarf und Potenzial, das mehr als 20 Jahre alte Entgeltsystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

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 12,6 % 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 Beratungsstelle der E-Control

Von den insgesamt 20.759 dokumentierten Kontakte an der Beratungsstelle der E-Control wurden im Berichtsjahr 1.241 (6 %) Anfragen und Beschwerden rund um Smart Meter übermittelt.

67 % der Anfragen und Beschwerden umfassen ein breiteres Spektrum an Themen und sind als allgemeine Fragen kategorisiert. Hier geht es zum Beispiel um Datenschutz, Bedenken über mögliche gesundheitliche Auswirkungen der digitalen Datenübertragung, den Zugang und die Gestaltung des Smart Meter-Webportals oder der Kundenschnittstelle. Im Kontext der Rechnungslegung werden hier auch Anfragen aufgezählt, in denen der Stromlieferant die Smart Meter-Daten nicht für unterjährige Verbrauchsabgrenzungen verwendet, zum Beispiel bei einer Preisänderung, sondern die Mengen weiterhin nach Standardlastprofil aufteilt. (Abbildung 12)

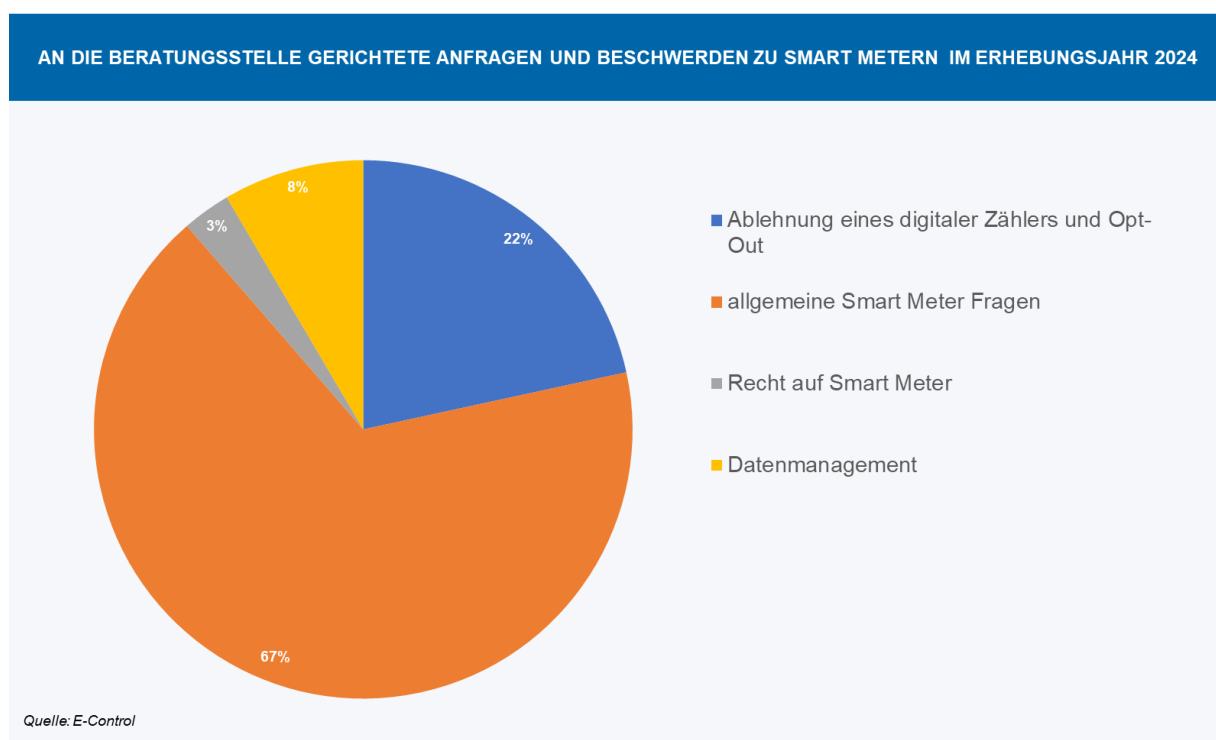


Abbildung 12: Smart Meter-Anfragen und Beschwerden an die Beratungsstelle im Erhebungsjahr 2024

22 % der Eingaben drücken die Ablehnung des intelligenten Messgeräts aus. Hier sind auch jene Anfragen hinterlegt, die sich mit der Opt-out Konfiguration befassen. Einige Netzbetreiber hatten den Tausch des Gerätes bis zur Eichfälligkeit des Ferraris-Zählers aufgeschoben. Durch das Ende der Ausrollungsfrist zum 31. 12. 2024 wurden einige Zähler aber nun getauscht, was zu Unmutsäußerungen führte.

8 % der Kontakte mit Verbraucher:innen widmeten sich den Smart Meter-Daten. Fehlende Daten bzw. die lückenhafte Übertragung führen zum Beispiel zu Verzögerungen bei der Abrechnung oder der Vergütung der Einspeisung. Hier sind es in Relation zur Gesamtmenge der Eingaben häufig Teilnehmer:innen oder Betreiber:innen von Energiegemeinschaften, für die die Übertragung belastbarer viertelstündlicher Verbrauchswerte besonders wichtig ist.

3 % der Anfragen beinhalteten Fragen zum Recht, einen Smart Meter zu erhalten.

7.2 Anträge auf Streitschlichtung

An die Schlichtungsstelle wurden im Berichtsjahr insgesamt 1.394 Anträge auf Streitschlichtung gestellt. Beschwerden rund um Smart Meter bzw. Smart Meter-Daten waren in ca. 16 % der Verfahren Anlass für das Ansuchen auf Vermittlung. Bei Verfahren, die von Verbraucher:innen iSd Konsumentenschutzgesetzes eingebracht wurden, war der Beschwerdegrund Smart Meter der zweithäufigste nach Beschwerden über die Abrechnung. Die Aufteilung der Streitschlichtungsanträge nach Themenbereichen ist in der Abbildung 13 dargestellt.

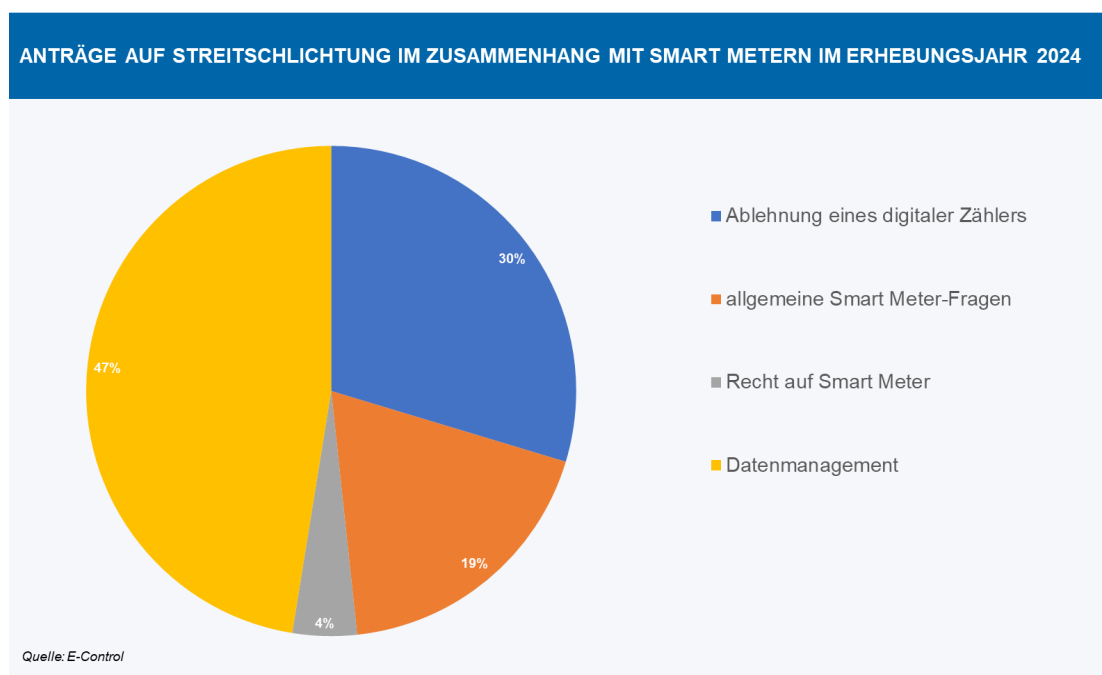


Abbildung 13: Streitschlichtungsanträge zum Thema Smart Meter im Erhebungsjahr 2024

7.2.1 Intelligentes Messgerät Datenmanagement

Schwerpunkt lag mit 47 % der Verfahren zum Thema Smart Meter auf Problemen rund um das Datenmanagement bzw. der Datenqualität. Die Beschwerdeführer:innen wandten sich zunächst zum Beispiel an die Schlichtungsstelle, weil die Übermittlung der monatlichen bzw. jährlichen Abrechnung oder die

Vergütung der eingespeisten Stromerzeugung nicht zeitnah erfolgte. Im Verfahren wurde durch den Netzbetreiber mitgeteilt, dass die Datenübertragung der täglichen oder viertelstündlichen Verbrauchswerte nicht lückenlos bewerkstelligt werden konnte und die Datenqualität nicht für die Abrechnung ausreichte. Die stetig wachsende Zahl der Energiegemeinschaften und gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen richtete hier den Scheinwerfer zusätzlich auf das Datenmanagement: Denn ohne eine verlässliche Übertragung der Verbrauchs- und Erzeugungswerte und eine entsprechend belastbare Datenqualität, ist die Teilnahme an partizipativen Formen der Energieversorgung nicht möglich. Beschwerden wurden im Berichtsjahr häufig aus diesem Kontext eingebracht.

7.2.2 Allgemeine Smart Meter-Fragen und fehlende Smart Meter-Daten auf der Stromrechnung

19 % der Beschwerden behandelten allgemeine Smart Meter-Fragen, die im Rahmen der Aufklärungsarbeit der Schlichtungsstelle auf Basis der Stellungnahmen der Beschwerdegegner beantwortet werden konnten. Das betrifft zum Beispiel die Ansichten im Smart Meter-Webportal des Netzbetreibers, die Kundenschnittstelle oder die Übermittlung der Daten an Dritte, wie zum Beispiel Energiedienstleister.

In Zusammenschau mit der Rechnungslegung werden in diesem Themenkomplex auch Beschwerden über Energielieferanten zusammengefasst, die für unterjährige Verbrauchsabgrenzungen bei Preisänderungen nicht auf die tatsächlich gemessenen Verbrauchswerte zurückgreifen, sondern nach wie vor das Standardlastprofil verwenden.

7.2.3 Intelligentes Messgerät auf Kund:innenwunsch

4 % der Anträge auf Streitschlichtung behandelten den Wunsch einen Smart Meter zu erhalten, der vom Netzbetreiber zunächst ausgeschlagen wurde. Ein Grund dafür war zum Beispiel, dass der Netzbetreiber geeignete Geräte für höher abgesicherte Anlagen (z.B. 50 Ampere) nicht lagernd hielt bzw. überhaupt erst einkaufen musste.

7.2.4 Ablehnung des intelligenten Messgerätes und Opt-out

30 % 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 den effektiven Betrieb der Schlichtungsstelle beeinträchtigen.

7.3 Rechtliche Verfahren

Auch im Jahr 2024 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 2024 auf 165 (Vorjahr: 38). Der starke Anstieg ist darauf zurückzuführen, dass der Zählertausch bei Endkund:innen, die diesen ablehnten, aufgrund von Verzögerungen erst mit dem Ablauf der Eichfrist erfolgen konnte, sowie auf die Fertigstellung des Rollouts Ende 2024 (siehe 7.1 und 7.2.4).

Die Regulierungskommission hat in ihrer ständigen Spruchpraxis ausgesprochen, dass Netzbetreiber im Falle des Opt-Out berechtigt sind, bei Endverbraucher ein elektronisches Messgerät, das fernangebunden ist und den Vorgaben gem § 1 Abs 6 IMEVO entspricht, einzubauen¹³.

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

Auch in jüngerer Zeit befassen sich der EuGH und die österreichischen Höchstgerichte vermehrt mit der Smart Meter-Thematik. So wurde dem EuGH mit Beschluss vom 19. Juni 2024 ein Vorabentscheidungsersuchen des Landesgerichts St. Pölten vorgelegt (C-468/24). Hintergrund ist, dass ein Endverbraucher den Austausch seines alten Stromzählers durch die Netzbetreiber unter Verweis auf datenschutzrechtliche und gesundheitliche Bedenken verweigerte. Die Netzbetreiber stützte sich auf § 83 Abs 1 EIWOG sowie die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO). Das Bezirksgericht Tulln entschied zunächst zugunsten der Netzbetreiber. Gegen dieses Urteil legte die Endverbraucherin Berufung ein und regte ein Vorabentscheidungsverfahren beim EuGH an. Das Landesgericht St. Pölten

¹³ <https://www.e-control.at/bereich-recht/entscheidungen-rek-strom/str#/>

setzte daraufhin das Verfahren aus und ersuchte den EuGH um Auslegung mehrerer Punkte. Zentrale Frage ist, ob die Netzbetreiber aufgrund der RL (EU) 2019/944 (Elektrizitätsbinnenmarkt-RL) den Wunsch des Endverbrauchers kein intelligentes Messgerät zu erhalten zu berücksichtigen hat und, ob er in diesem Fall verpflichtet ist, statt eines intelligenten Messgeräts einen konventionellen Zähler zur Verfügung zu stellen.

Auf nationaler Ebene befasste sich der OGH (28.10.2024, 3 Ob 191/24w) mit der Frage, ob die Weigerung des Netzkunden, ein intelligentes Messgerät einbauen zu lassen, die Androhung bzw. Vollziehung der Stromabschaltung seitens des Netzbetreibers rechtfertigt. Hintergrund dieses Falles war, dass der Antragsteller trotz mehrfacher Aufforderung sowohl den Zutritt zur Liegenschaft als auch den Zählertausch verweigerte. In weiterer Folge drohte der Antragsgegner bzw. Netzbetreiber, die Anlage bei weiterer Verweigerung vom Netz zu trennen. Während das Erstgericht den auf Unterlassung gerichteten Provisorialantrag abwies, erließ das Rekursgericht die einstweilige Verfügung. Der OGH wies den Revisionsrekurs des Antragsgegners zurück und stellte klar, dass die Drohung der Stromabschaltung unzulässig sei. Der Antragsgegner darf ihr Recht auf Zählertausch nicht im Wege der Selbsthilfe, sondern nur mit gerichtlicher Hilfe durchsetzen.

In einer weiteren Entscheidung (24.4.2025, 10 Ob 18/25g) bestätigte der OGH die Entscheidung der Vorinstanz, wonach der Netzbetreiber nicht berechtigt sei, den Zählertausch mittels Selbsthilfe durch Androhung der Stromabschaltung durchzusetzen. Auch bei abgelaufener Eichfrist sei ein gerichtliches Verfahren erforderlich. Ein Verstoß gegen die Pflicht zur Duldung des Zählertausches sei nicht schwerwiegend genug, um eine Vertragsauflösung oder Aussetzung der Vertragsabwicklung zu rechtfertigen. Der OGH ordnete jedoch die Erlegung einer Sicherheitsleistung iHv EUR 10.000,- an, da der Netzbetreiber bei späterem Obsiegen einen Schaden geltend machen könnte.

7.4 Preisvergleichstool und Strompreisentwicklung

7.4.1 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 2024 entfielen rund 44 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. Eine Erklärung dafür könnte sein, dass die Lastprofil-Dateien, die den Endkund:innen zur Verfügung gestellt werden, sich in der Formatierung erheblich unterscheiden. Die Anzahl an Spalten und Header(-Zeilen), die verwendete Datumsformatierung der Netzbetreiber, 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.

7.4.2 Produktangebote mit Smart Meter-Voraussetzung

Im Tarifikkulator kann das Vorhandensein eines Smart Meters in der Opt-In-Konfiguration (Übermittlung von Viertelstundenverbrauchswerten) 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 oder bei den Spotmarktprodukten der Fall ist. Solche Produkte sind im Tarifikkulator 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.

7.4.2.1 Time-of-Use-Produkte (ToU)

Charakteristisch für Time-of-Use-Produkte für Energie ist, dass die Arbeitspreise je nach Tageszeit, Wochentag und/oder Saison unterschiedlich sind. In diesen Fällen ist die Opt-In-Konfiguration gegenüber dem Netzbetreiber und dem Lieferanten erforderlich. Beispielsweise sind klassische Time-of-Use-Produkte mit Preisen in den Hoch- und Niedertarifzeiten oder nur reine Nachttarifprodukte.

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

2024 haben 4 Lieferanten differenziertere Produkte als die eben genannten angeboten. 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 6).

7.4.2.2 Produkte mit Spotmarktbepreisung

Am Spotmarkt, oder auch Day-Ahead-Markt, werden Strommengen aktuell 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 in Euro je Monat zu zahlen ist.

Für den Bezug von Spotmarktprodukten ist ein Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration notwendig, da die Verrechnung aktuell 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. Gemäß § 80 Abs. 4a ElWOG 2010 sind Lieferanten verpflichtet potenzielle Endkund:innen über Chancen und Risiken dieser Produkte aufzuklären und sie fortlaufend über die Preisentwicklung zu informieren. Des Weiteren wird eine Bindefrist für solche Produkte ausgeschlossen, sodass 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 Metern sind für Endkund:innen mit Spotmarktprodukten sehr problematisch.

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 2024 standen Haushaltskund:innen bis zu 26 unterschiedliche Spotmarktprodukte von bis zu elf verschiedenen Lieferanten im Tarifikalkulator zum Vergleich bereit. Dabei teilten sich die Produkte in zwei Gruppen: Spotprodukte mit einem fixen Aufschlag auf den Börsenpreis und Spotprodukte, die neben dem fixen Aufschlag auch einen prozentuellen Aufschlag auf den Betrag des Börsenpreises verrechnen. Wird ein prozentueller Aufschlag auf den Betrag des Börsenpreises verrechnet, so bedeutet dies, dass selbst bei negativen Börsenpreisen ein positiver Aufschlag verrechnet wird. Für die letztere Gruppe von Spotprodukten kann im Tarifikalkulator kein Aufschlag dargestellt werden, da der Aufschlag für diese Gruppe an Produkten mit dem Börsenpreis und damit stündlich variiert. Um zu analysieren, wie ein Spotmarktprodukt 2024 abgeschnitten hätte, wird im Folgendem analysiert, welche Kosten für einen Haushalt mit dem günstigsten und dem teuersten Spotmarktprodukt, die 2024 im Tarifikalkulator waren, entstanden wären. Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch und dem synthetischen Lastprofil H0 hätte sich folgendes Bild ergeben: Der Jahresenergiepreis exkl. USt. hätte 2024 zwischen 365 und 656 EUR betragen (Tabelle 7).

Spotmarktprodukte für Haushalte im Tarifikalkulator 2024	Börsenpreis	Aufschlag	Grundpauschale	Summe
günstigstes Produkt mit fixem Aufschlag	297,57 €	45,50 € (bei 1,3 Ct/kWh)	21,60 €	364,67 €
teuerstes Produkt mit fixem Aufschlag	297,57 €	286,30 € (bei 8,18 Ct/kWh)	71,88 €	655,75 €
günstigstes Produkt mit variablem und fixem Aufschlag	297,57 €	61,57 € (bei Börsenpreis*3% + 1,5 Ct/kWh)	57,50 €	416,64 €
teuerstes Produkt mit variablem und fixem Aufschlag	297,57 €	77,86 € (bei Börsenpreis*7% + 1,62 Ct/kWh)	51,89 €	427,32 €

Tabelle 7: Kostenkomponenten des günstigen bzw. teuersten Spotmarktproduktes für Neukund:innen;
Quelle: Tarifikalkulator (Abfrage am 31. Dezember 2024), EPEX (Spotmarktpreise 2024)

Wie sich Energiepreise bei Spotmarktprodukten zusammensetzen, ist in Abbildung 14 beispielhaft dargestellt. Der Energiepreis in Cent/kWh ist hier in die Komponenten Börsenpreis, Aufschlag und Grundpauschale aufgeteilt. Dargestellt sind das günstigste Produkt mit fixem Aufschlag und das günstigste Produkt mit variablem und fixem Aufschlag aus Tabelle 7 für den 11.8.2024. Für das günstigste Produkt mit fixem Aufschlag ergibt sich für die erste Stunde des Tages ein Energiepreis von drei Cent/kWh. Von 10:00 Uhr bis 15:59 sind die Börsenpreise negativ und in diesen sechs Stunden, ist für vier Stunden der Energiepreis ebenfalls negativ. Wird hier Strom verbraucht, dann lohnt sich das finanziell. Bei dem Produkt mit variablem und fixem Aufschlag ist der Energiepreis nur für zwei Stunden negativ. Für Verbraucher:innen, die ihre Lasten verschieben können, ergibt sich hier ein ökonomischer Anreiz, Strom genau in diesen Zeiten zu beziehen. Die Volatilität der Preise zeigt sich an diesem Tag sehr gut. So schwankt der Energiepreis für das günstigste Produkt mit fixem Aufschlag am 11.8.2024 zwischen -1,89 Cent/kWh und 6,57 Cent/kWh.

Verglichen mit den Kosten 2024 für Produkte ohne Preisgarantie oder Produkte mit Preisgarantie, wären 2024 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.

Bei einem Vergleich des günstigsten Spotmarktproduktes 2024 mit dem günstigsten Monatsfloater, der im Jänner 2024 abschließbar war, herrschte 2024 für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh, aufgeteilt nach dem synthetischen Lastprofil H0, fast Kostengleichheit. Die Energiekosten von 364,67 EUR netto gem. Tabelle 7 für das günstigste Spotmarktprodukt stehen hier den Energiekosten iHv 365,17 EUR netto für den günstigsten Floater gegenüber.

Es ist zu beachten, dass bei den oben angestellten Kostenanalysen der Stromkostenzuschuss unberücksichtigt geblieben ist.

Weitere Preisanalysen wie den Kostenvergleich zwischen Spotmarkt- und Hauptprodukten sowie eine Gegenüberstellung von Beschaffungskosten und Energiepreisen für Strom und Gas sind hier ersichtlich:

<https://www.e-control.at/preisportal-infos-rund-um-strom-und-gas>

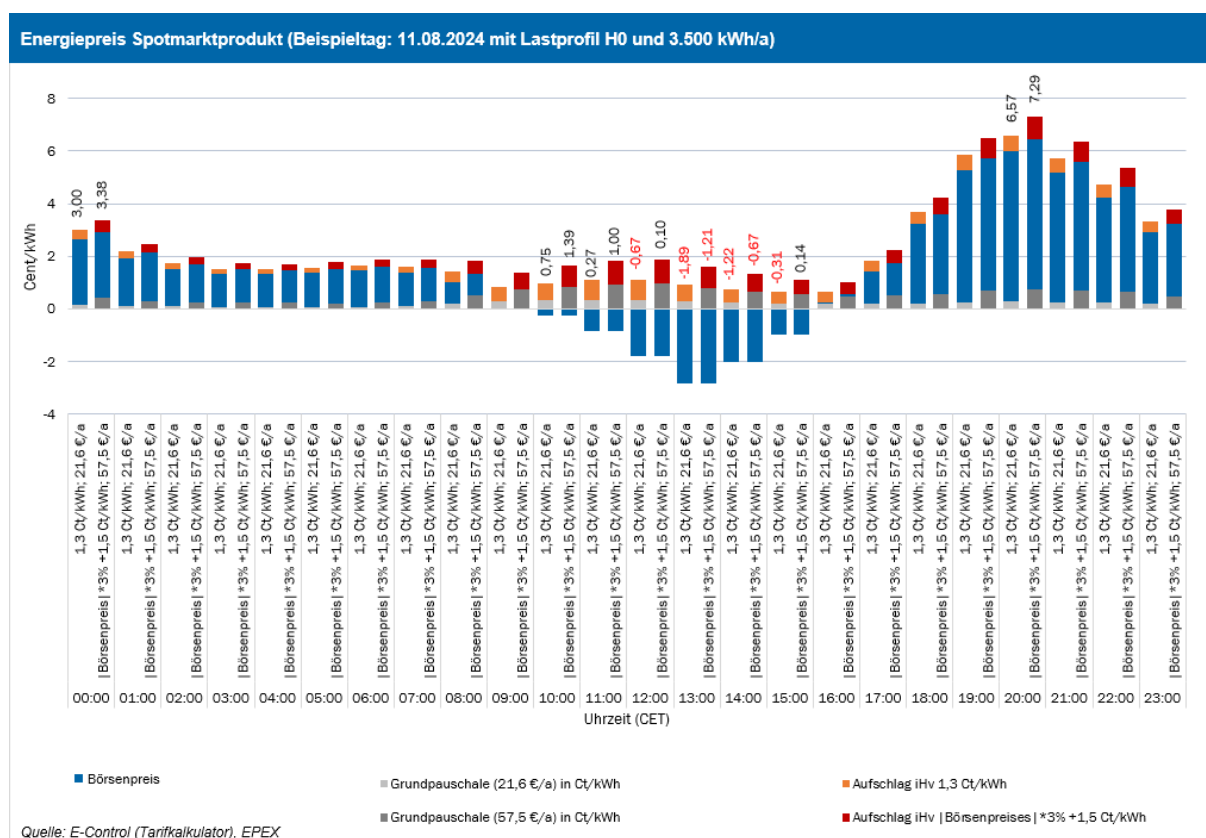


Abbildung 14: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX Spot Day-Ahead am 11.08.2024

7.5 Marktteilnehmer

Wie in den vergangenen Jahren berichtet, bleibt eines der gravierendsten Probleme die nicht fristgerechte oder lückenhafte Datenübermittlung an die Marktteilnehmer, sei es an die Lieferanten, die Produkte mit dynamischen, spotmarktbezogenen Preisen anbieten oder an die Betreiber von Energiegemeinschaften, die sehr verzögert oder überhaupt nicht die Abrechnungen innerhalb der Energiegemeinschaft durchführen können.

Die E-Control führt weiterhin regelmäßig Gespräche mit Betreibern von Energiegemeinschaften, der Koordinierungsstelle für Energiegemeinschaften, verschiedenen involvierten Netzbetreibern sowie Vertretern der ebUtilities und der EDA GmbH, um gemeinsam konstruktive Lösungsvorschläge zu finden.

8 Positionen der E-Control

8.1 Nutzung von Smart Meter-Daten in der Energiewirtschaft

Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) und das Clean Energy Package (CEP) zielen darauf ab, die erneuerbare Erzeugung umfassend in den Markt zu integrieren. Die Steuerung und das Monitoring eines solchen dezentralisierten Marktes können nur durch die Förderung der Digitalisierung der Netze gelingen. Im Bereich der Verteilernetze bedeutet dies:

- die Messung und Übermittlung von Bezugs- und Einspeiseenergiewerten in viertelstündlicher Auflösung mittels Smart Meter-Systemen,
- eine effiziente Verwaltung und ein Austausch von Smart Meter-Daten,
- die zielgerichtete Verwendung von Smart Meter-Daten für den Netzbetrieb und Netzausbau.

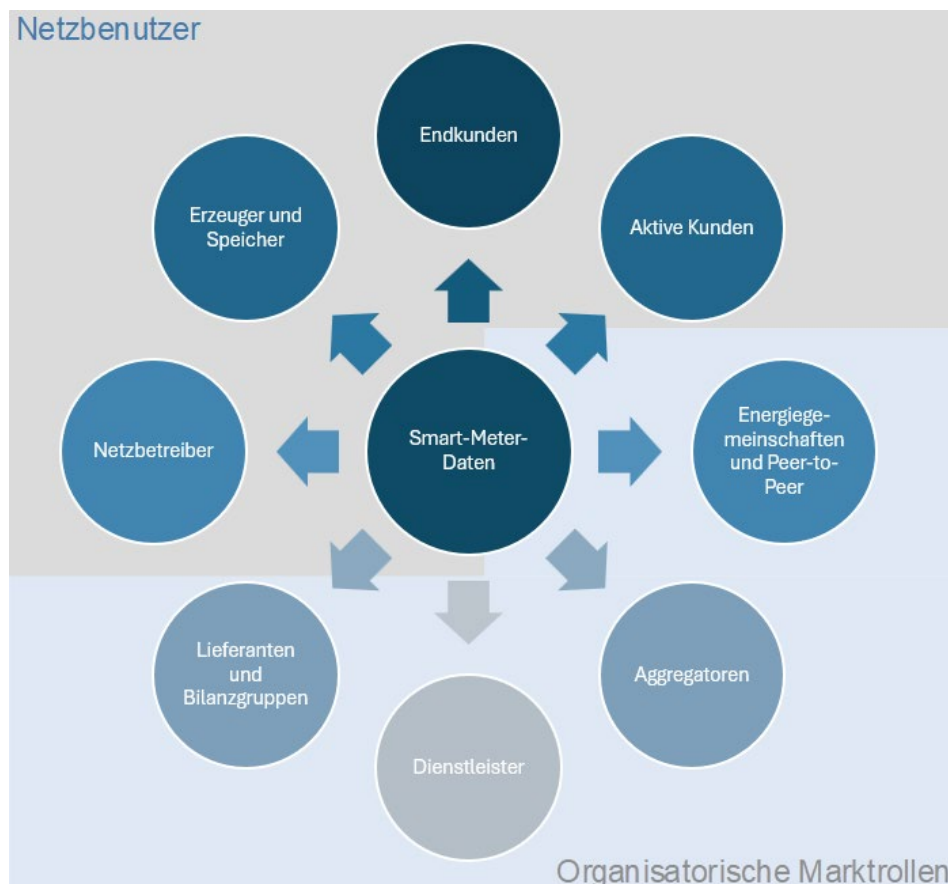


Abbildung 15: Smart Meter-Daten in viertelstündlicher Auflösung für alle Marktteilnehmer

Eine hohe Datenqualität und die fristgerechte Datenverfügbarkeit sind nicht nur für bestehende und neue Marktakteure notwendig, sondern sie sind auch für ein gezieltes Energiemanagement durch Schaffung von Transparenz essenziell.

Mit dem Erfassen, Auslesen, Übermitteln und Austauschen von viertelstündlichen Smart Meter-Daten als Standardkonfiguration bei allen Netzbewerber:innen werden Voraussetzungen für die Digitalisierung des Energiesystems geschaffen und somit für die Umsetzung der Energiewende.

Die Verwendung von viertelstündlichen Energiewerten ist beispielsweise notwendig, um:

- neue Marktrollen wie aktive Kund:innen, Energiegemeinschaften und Aggregatoren in das System zu integrieren,
- die volatile und dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern durch flexible (steuerbare) Lasten und Speicher im Gleichgewicht zu halten,
- eine verursachergerechte Netzkostenverteilung zu ermöglichen,
- Lieferanten eine Grundlage für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle zu bieten,
- Kosteneinsparungen im Netzbetrieb und -ausbau zu realisieren,
- Kostentransparenz bei der Ausgleichsenergie und den Abrechnungen zu schaffen und
- die Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor zu bewältigen.

Aktive Marktteilnahme, neue Marktrollen und korrekte Energiezuteilung

Netzbewerber:innen können aktiv am Strommarkt teilnehmen, beispielsweise als Erzeuger, Verbraucher oder Anbieter von Flexibilitätsdienstleistungen durch Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichermanagement. Dies kann eigenständig oder innerhalb einer Gemeinschaft erfolgen. Bei all diesen Aktivitäten ist eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung notwendig. Durch diese Maßnahmen werden netzdienliche Eigenerzeugung und Flexibilität in Einspeise- sowie Bezugsrichtung gefördert und der Eigenversorgungsanteil erhöht. Darüber hinaus ermöglichen Smart Meter-Daten den Endkund:innen die Nutzung dynamischer Energiepreismodelle.

Faire und sachgerechte Kostenzuordnung und Umsetzung von „Tarife 2.1“

Es ist wichtig, die Netznutzung und ihre kumulativen Effekte quantitativ zu erfassen, um alle Netzbewerber:innen gleich zu behandeln und größtmögliche Verursachungsgerechtigkeit zu erzielen. Derzeit profitieren Netzbewerber:innen mit hohem kurzfristigem Leistungsbedarf, wie etwa bei Saunen, elektrisch beheizten Swimmingpools oder leistungsstarken Ladestationen, während die dadurch entstandenen Kosten von der Allgemeinheit getragen werden. Die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten ist daher entscheidend für die Umsetzung des „Tarife 2.1“-Konzepts der E-Control. Ziel ist es, ein Netzentgelt für alle Kund:innen einzuführen, das auf gemessener Arbeit und Leistung basiert. Der Leistungspreis soll ausreichend Anreize bieten, um netzbelastende Spitzen zu reduzieren und Quersubventionen zwischen den Kundengruppen zu vermeiden.

Kostenersparnis im Bereich Netzbetrieb und Netzausbau

Smart Meter-Daten von Kund:innen in Niederspannungsnetzen (Netzebenen 6 und 7) ermöglichen ein konsistentes Monitoring der Netzauslastung. Diese Daten (Wirkenergie-, Blindenergie- und Spannungsqualitätsdaten) dienen als Grundlage für die Planung, den Ausbau und den Betrieb der Netze, einschließlich des Energiemanagements in Smart Grids und der Steuerung kleiner Anlagen. Sie helfen auch bei der Abschätzung zukünftiger Last- und Einspeisesituationen, um die Netzplanung zu optimieren und die Netze bestmöglich zu nutzen. Smart Meter verfügen darüber hinaus über eine bidirektionale Schnittstelle, die einen Prozessdatenaustausch mit dem Netzbetreiber ermöglicht, beispielsweise für Ein- und Ausschaltungen beim Umzug.

Kostentransparenz

Die Abrechnung der Ausgleichsenergie soll für alle Netzbenutzer:innen nach tatsächlichen Ist-Werten erfolgen. Derzeit ist dies nur für Kund:innen mit Lastprofilzählern und eingeschränkt für Kund:innen mit Smart Metern in der Opt-In-Konfiguration möglich, da Smart Meter in der Standardkonfiguration nur Tagesenergiewerte liefern. Eine Umstellung auf Ist-Werte wird ungenaue Abrechnungen über Standardlastprofile und den sogenannten „Local Player“ im Bilanzgruppensystem überflüssig machen.

Neue Geschäftsmodelle

Eine verbesserte Prognose von Verbrauch und Erzeugung optimiert die Energiebeschaffung und die Ausgleichsenergie und erleichtert so die Einführung dynamischer Energiepreismodelle in das Angebot der Lieferanten. Dynamische Preisgestaltung kann zudem zur Kundengewinnung und -bindung beitragen und den Kundennutzen erhöhen.

Anreiz zur Innovation

Dienstleistungen im Bereich Flexibilitätsbündelung, Elektromobilität und Lastmanagement werden gefördert und weiterentwickelt.

8.2 Smart Meter 2.0 und IMA-VO

Vor etwa 15 Jahren wurden die ersten Smart Meter installiert. Seitdem haben sich die Rahmenbedingungen sowie Technologien erheblich verändert und in dieser Zeit wurden Erfahrungen gesammelt, aus denen wichtige Lehren gezogen werden können.

Einige der Hauptgründe für die Beschaffung von neuen Smart Meter 2.0 sind:

- Neue Modelle weisen erweiterte Funktionalitäten auf, die als Mindestanforderungen in den neuen Regelwerken in Betracht gezogen werden.
- Die Installation proprietärer Technologien in der Vergangenheit, die heute nicht mehr am Markt erhältlich sind, macht den Austausch des gesamten Systems einschließlich der Smart Meter erforderlich.

- Die Neueichung von Smart Metern erfolgt 10 Jahren nach Inbetriebnahme (Eichfrist gemäß Maß- und Eichgesetz). D.h. es gibt bereits jetzt viele Geräte, die neu geeicht werden müssen, was nicht einzeln, sondern über Stichproben durchgeführt wird. Jene Geräte, welche die Eichung nicht bestehen, als auch alle aus der jeweiligen Stichprobe, müssen anschließend ausgetauscht werden.
- Die steigende Anzahl von Zählpunkten, bedingt durch die stark zunehmende dezentrale Erzeugung und neue Technologien wie Speicher, Ladestationen und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.
- Die Einführung von Abrechnungspunkten als Sonderfall der Zählpunkte für unterschiedliche Betriebsmittel hinter dem Zähler, wie Hybriderzeugungsanlagen und Flexibilitätseinheiten, die voraussichtlich auch mit Smart Metern ausgestattet werden.

Bei der Ausarbeitung der regulatorischen Anforderungen und der Novellierung der IMA-VO müssen mehrere Aspekte und Prinzipien berücksichtigt werden, die entscheidend sind für den maximalen Nutzen, den Einsatz zukunftsicherer Technologien und die Kosteneffizienz. Die Regelwerke bilden die Basis für eine einheitliche Beschaffung, Handhabung und Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur der Netzbetreiber.

Regelungsgegenstand: Smart Meter und Smart Meter-Systeme

Die Regelungen für Smart Meter 2.0 sollten, im Gegensatz zu den bestehenden, nicht nur die Mindestfunktionalitäten der Geräte selbst umfassen, sondern auch die Performance der Datenübertragung bis zu den Netzbutzer:innen und Marktteilnehmern. Die zentralen Systeme (Head-End- und Meter-Data-Management-Systeme) des jeweiligen Netzbetreibers sowie die Organisation und Struktur des Datenaustauschs mit den Marktteilnehmern, d. h. die Marktkommunikation, sind nicht Gegenstand der Überlegungen zu Smart Meter 2.0.

Fokus auf technische Anforderungen

Die IMA-VO legt ausschließlich die technischen Anforderungen bzw. Funktionen fest, nicht jedoch die Bedingungen ihrer Anwendbarkeit. So wird beispielsweise die Opt-Out-Funktion beschrieben, jedoch nicht, welche Netzbutzer:innen zum Opt-Out berechtigt sind. Diese Vorgaben sind im Gesetz zu treffen.

Messbare Ergebnisse identifizieren und erkennbar machen

Um effektives Monitoring zu gewährleisten, ist es essenziell, messbare Ergebnisse zu definieren, die Vergleichbarkeit und Benchmarking der Performance zwischen den Netzbetreibern ermöglichen. Die festgelegten Anforderungen sollen insbesondere an den zwei Datenschnittstellen: zu den Endkund:innen über das Smart Meter-Kundenwebportal und zu anderen Marktteilnehmern über die EDA-Plattform, und zwar mithilfe von KPIs überprüft werden.

Vereinheitlichung des Zählersystems für alle Netzbenutzer:innen

Die Vereinheitlichung des Zählersystems zielt darauf ab, gleiche Anforderungen an intelligente Messgeräte und Messsysteme für alle Netzbenutzer:innen festzulegen. Die aktuelle Verordnung bezieht sich ausschließlich auf „Endverbraucher“ und Zählpunkte ohne Lastprofilzählung. Zur Erweiterung des Geltungsbereichs sollte der Begriff „Netzbenutzer:in“ verwendet werden, der Endkund:innen, Speicherbetreiber, Erzeuger und Netzbetreiber umfasst. Dadurch sollen die Geräte bei einer 100%-Installation von Smart Metern (in allen Konfigurationen) bei allen Netzbenutzer:innen die notwendigen Funktionen erfüllen. Die Anforderungen könnten zukünftig auch für Subzähler bzw. Abrechnungspunkte gelten.

Maßgeschneiderte Lösungen und spezifische Funktionen vermeiden

Die derzeit gültige IMA-VO 2011 schreibt vor, dass die Messgeräte tägliche Verbrauchswerte speichern müssen. Diese Funktionalität ist eine österreichische Besonderheit und keine Standardlösung der Hersteller. Um Kostensteigerungen zu vermeiden und die Verhandlungsposition der österreichischen Netzbetreiber als Käufer nicht zu schwächen, sollte auf maßgeschneiderte Lösungen und spezifische Funktionen weitgehend verzichtet werden. Andererseits müssen die Unterschiede zwischen direkter und indirekter (Wandler) Messung berücksichtigt werden.

Technologieneutralität der Anforderungen weitgehend berücksichtigen

Die technischen Anforderungen sind technologieneutral und lassen den Netzbetreibern gewissen Spielraum in der Umsetzung, wobei der Stand der Technik gewährleistet sein muss. Dies betrifft insbesondere die Datenübertragung vom Zähler an das zentrale System des Netzbetreibers sowie die jeweilige Kommunikationstechnologie, die auf Basis technischer und ökonomischer Effizienz auszuwählen ist.

Vereinheitlichung von externen Schnittstellen zum Auslesen von (Fast-) Echtzeitdaten

Zur Gewährleistung der Interoperabilität der Kundenschnittstelle zur Ausgabe von Echtzeitdaten direkt von Smart Metern an die Netzbenutzer:innen und zur Schaffung einer österreichweit einheitlichen Lösung ist es erforderlich, die technischen Details bezüglich dieser Schnittstelle, einschließlich des physikalischen Layers, der Protokolle und der Datenformate, detaillierter festzulegen.

Festlegung von Anforderungen hinsichtlich der Datenerfassung für Spannungsqualität

Zur Gewährleistung einer österreichweit einheitlichen Datenbasis für Netzführung, Instandhaltung und Netzplanung ist es notwendig, die erforderlichen Parameter festzulegen.

Modulare vs. integrierte Lösungen: Kosteneffizienz und Praktikabilität abwägen

Die modulare Erweiterbarkeit der Geräte ermöglicht die Installation neuer Funktionalitäten, indem beispielsweise zusätzliche Laststeuerungsmodule eingebaut oder Kommunikationsmodule ausgetauscht werden können, ohne das gesamte Gerät ersetzen zu müssen. Dies ist umweltschonender und ermöglicht eine schnellere Anpassung an neue Technologien (z. B. im Bereich der Telekommunikation). Modulare Geräte bringen jedoch höhere Anschaffungskosten mit sich. Daher sollte bei der Vorbereitung

der Ausschreibung besonderes Augenmerk auf die modulare Konfiguration von Smart Metern und deren Anwendungsfälle gelegt werden (z. B. Kosten-Nutzen-Analyse).

Fokus auf unionsrechtliche Vorgaben für die Eichung und Vermeidung strengerer nationaler Vorgaben

Besondere Aufmerksamkeit sollte der Lebensdauer der Technologie gewidmet werden, da die Zähler eine Betriebsdauer von mindestens 10 bis 15 Jahren erreichen sollen. Software-Erweiterungen, die möglicherweise durch technologische oder marktbedingte Weiterentwicklungen erforderlich sind, aber im eichpflichtigen Teil des Zählers untergebracht sind, können nicht ohne erneute Eichung durchgeführt werden. Deshalb ist es bei jeder Funktionalität notwendig, zu definieren, ob sie sich im eichrelevanten oder nicht-eichrelevanten Teil des Zählers befindet und ob Konfigurationsänderungen, wie ein Opt-Out, Auswirkungen auf andere Funktionalitäten haben.

Cyber-Security-Aspekte im Zusammenhang mit der Herstellerherkunft beachten

Um die Netz- und Datensicherheit sowie den Datenschutz zu gewährleisten, gewinnt die Prüfung des Herkunftslandes der Hardware und Software von Smart Meter-Geräten und -Systemen immer mehr an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund integrieren immer mehr EU-Staaten entsprechende Vorgaben in ihre regulatorischen Rahmenwerke.

Im Juli 2025 veröffentlichte die E-Control ein Positionspapier mit dem Titel „SMART METER SYSTEME 2.0 aus Sicht des Regulators“ (<https://www.e-control.at/strom/smart-meter-zwei-punkt-null>). Netzbetreiber und andere Stakeholder sind eingeladen, dazu Stellungnahmen abzugeben. Besondere Aufmerksamkeit wurde der Notwendigkeit gewidmet, Übergangsfristen und Bestandsschutz für die Einführung von Smart Metern zu gewährleisten, die den neuen Anforderungen noch nicht vollständig entsprechen. Diese Änderungen stellen umfassende Eingriffe in die Systemlandschaften einiger Verteilnetzbetreiber dar. Darüber hinaus wurden die energiewirtschaftlichen Anwendungsbereiche aufgezeigt, in denen eine flächendeckende Messung und Übermittlung der Viertelstundenenergiewerte als notwendig erachtet wird.

Seit Anfang 2025 hat die E-Control den Austausch mit den Netzbetreibern, auch im Rahmen der zuständigen Arbeitsgruppen, intensiviert, um die notwendige Basis für die Novellierung der IMA-VO 2011 vorzubereiten. Zuletzt erfolgte im Juli 2025 ein Austausch mit den Netzbetreibern über die Novelle der IMA-VO 2011, bei dem technische und organisatorische Details sowie die weiteren Vorgehensweisen bezüglich Smart Meter 2.0 ausführlich diskutiert wurden.

Angesichts der Problematik mangelhafter Datenqualität und -verfügbarkeit veröffentlichte die E-Control bereits Ende 2023 eine ausführliche Stellungnahme zum Datenqualitätsmanagement, zur Bildung von Ersatzwerten und zu Entstörfristen (<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-meter/daten-qualitaet>).

Companion Standard 2.0

Anfang 2025 haben die Netzbetreiber das Projekt „Companion Standard 2.0“ ins Leben gerufen, mit dem Ziel, einen einheitlichen Companion Standard für alle österreichischen Netzbetreiber zu etablieren. Ein Companion Standard beschreibt detailliert die Funktionen und Protokolle, sowohl in Bezug auf Software als auch auf Hardware, für den Datenaustausch zwischen Smart Metern und zentralen Systemen. Dieser neue Standard soll an die, seit dem Beginn der ersten Generation, geänderten Rahmenbedingungen angepasst werden und auch zukünftige Anforderungen insbesondere die Novelle der IMA-VO berücksichtigen. Zu diesem Zweck wurde ein Positionspapier¹⁴ veröffentlicht, das als Grundlage für die Stakeholder dient. Es soll helfen, ein gemeinsames Verständnis der Anforderungen an die nächste Generation der Smart Meter zu entwickeln und gleichzeitig die notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen aufzeigen, um einen effizienten und wirtschaftlich erfolgreichen zweiten Rollout von Smart Metern zu gewährleisten.

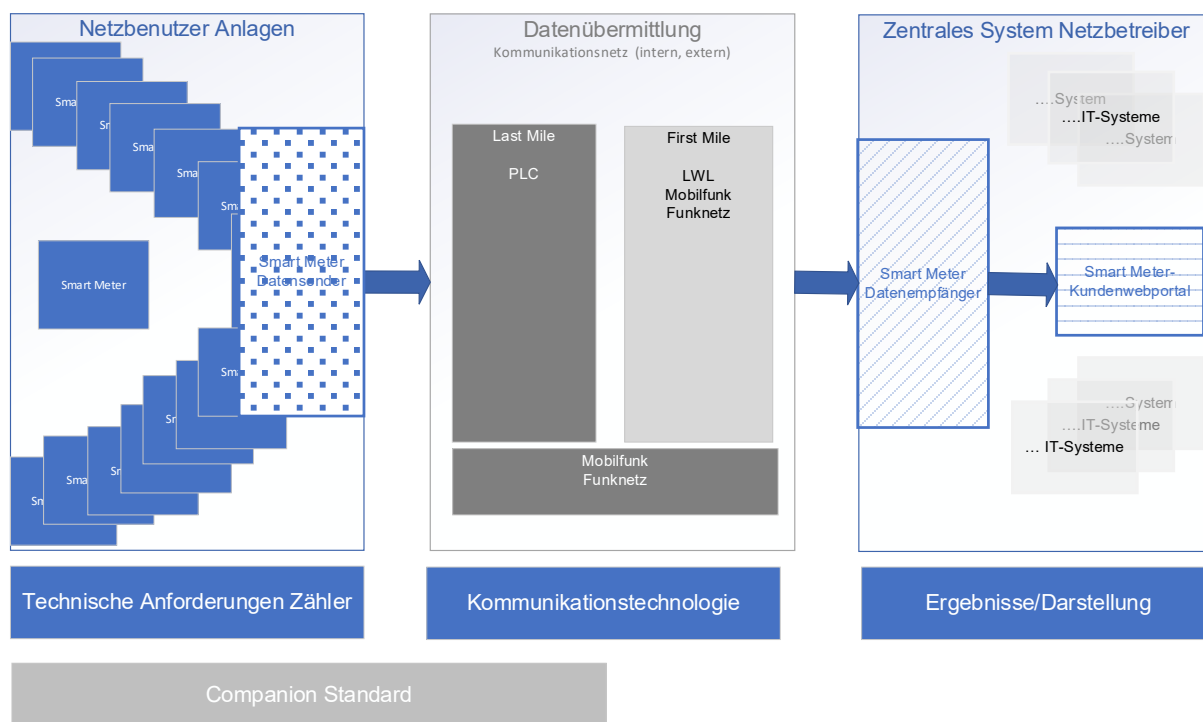


Abbildung 16: Systemarchitektur der Datenübermittlung von Zählern zum zentralen System des Netzbetreibers (Quelle: E-Control)

¹⁴ <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/positionspapier-der-oesterreichischen-strom-netzbetreiber>

8.3 Kommunikationstechnologie

Im Abschnitt 5.2 werden ausführlich die in der Praxis verwendeten Kommunikationstechnologien dargestellt. Bei den etwa 5,7 Millionen installierten Smart Metern in Österreich wird dementsprechend die leitungsgebundene Datenübertragung mittels PLC-Technologie eingesetzt. Insgesamt betreiben 88 Netzbetreiber neben konventionellen 50-Hz-Stromnetz auch ein Smart Meter-PLC-Netz. Die mit dem PLC-Netzbetrieb im Allgemeinen verbundenen Aufwände und Aufgaben liegen somit auch im Verantwortungsbereich jeweiliger Netzbetreiber.

Den Aussagen und Berichten der meisten Netzbetreiber zufolge, ist das Smart Meter-PLC-Netz die am besten geeignete Technologie für die Zählerlandschaft und Topologie in Österreich. Die Zähler sind u.a. oft so untergebracht, dass sie über Funktechnologie schwer erreichbar sind.

Die gravierenden Vorteile der PLC-Technologie gegenüber nicht-leitungsgebundenen Technologien liegen darin, dass sie bestehende Stromnetze nutzt und somit eine potenziell kostengünstige sowie weitgehend unabhängige Lösung von Drittanbietern für die Kommunikation darstellt. Allerdings gibt es einige Nachteile hinsichtlich der Datenqualität und -verfügbarkeit. Das Problem der fristgerechten Datenübermittlung hat sich bereits durch den komplexen Aufbau des Kommunikationsnetzes verschärft, in dem viele Smart Meter als Repeater fungieren, und könnte sich durch die flächendeckende Einführung der Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten weiter intensivieren. Daher ist es notwendig, sich näher mit dem Thema zu befassen, um die Verbesserungsmaßnahmen darzustellen.

Die Funktionsstörungen des PLC-Kommunikationsnetzes können folgende Ursachen haben:

- Signaldämpfung (Netzimpedanz): Sie tritt auf, wenn im Vorfeld nicht bekannt ist, wie die tatsächliche Verkabelung bei der Kundenanlage ist,
- Störungen durch Leistungselektronik in der Kundenanlage und
- Überlastung (nicht optimal eingestelltes Netz).

Das Smart Meter-PLC-Netz funktioniert im Bereich des CENELEC-A- (CEN-A) oder des Federal Communications Commission (FCC)-Bandes.

Der CENELEC-A-Band ist für die Energieversorger reserviert und befindet sich im Frequenzbereich zwischen 3 kHz und 148,5 kHz. Allerdings ist das Netz in diesem Frequenzbereich durch diverse elektrische Geräte störungsanfällig (u.a. Schaltnetzteile, Leuchtmittel [LED], Wechselrichter und andere Betriebsmittel in den Kundenanlagen oder in der Nähe), was sich negativ auf das Niveau der Datenqualität und -verfügbarkeit auswirkt. Es ist zu erwarten, dass die Störungen durch die steigende Anzahl von Elektroautos und Schaltnetzteilen im Niederspannungsnetz künftig noch zunehmen werden. Die Regelungen zu den Netzzrückwirkungen, wie sie für das 50-Hz-Stromnetz normiert und festgelegt sind, fehlen leider für das PLC-Smart Meter-Netz.

Die Nutzung des FCC-Bands im Frequenzbereich zwischen 150 kHz und 500 kHz wird von den Netzbetreibern aufgrund der Erfahrungen der vergangenen Jahre technisch bevorzugt. In diesem Frequenzbereich wurden weniger Kommunikationsstörungen festgestellt, wodurch eine Verbesserung der Zuverlässigkeit der Datenübertragung erwartet wird. Grundsätzlich ist die Nutzung in diesem Frequenzbereich für Energieversorger möglich und wird von manchen auch genutzt. Allerdings ist die Nutzung eingeschränkt, da innerhalb dieses Bandes bestimmte Frequenzen für andere Zwecke, wie beispielsweise Flugnavigationsanlagen, reserviert sind.

Zusammenfassend bedeutet dies, dass die Verbesserung von Datenqualität und -verfügbarkeit durch den Wechsel vom CEN-A-Band auf das FCC-Band erreicht werden kann, was allerdings die Installation neuer Smart Meter erfordert. Genauso wird der Einsatz von Hybrid-Technologie (Kombination aus RF-Mesh und PLC), bei der je nach Installationsort eine der beiden vorhandenen Kommunikationstechnologien verwendet werden kann, seitens mancher Netzbetreiber geprüft. Eine alternative Option ist die Durchführung umfangreicher Entstörmaßnahmen bei den bereits installierten Smart Metern, die über PLC im CEN-A-Band kommunizieren. Diese Maßnahmen sind jedoch oft kosten- und zeitintensiv.

Der Einsatz von Hochfrequenzmessgeräten im Bereich des PLC-Smart Meter-Netzes außerhalb von Laborbedingungen ist kostenmäßig und technologisch anspruchsvoll. Allerdings werden solche Messungen direkt in den Kundenanlagen immer häufiger eingesetzt. Sie ermöglichen es, Störungen durch zeitliche Korrelation den Störquellen zuzuordnen. Dabei muss es möglich sein, die Betriebsmittel in der Kundenanlage oder in der Umgebung kurzfristig und für wenige Sekunden abzuschalten, um die Verursacher zu identifizieren. Dafür fehlen häufig die erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen.

Die Datenqualität und -verfügbarkeit im Smart Meter-PLC-Netz im Bereich des CENELEC-A- (CEN-A)-Bandes müssen auf das gewünschte Niveau gebracht werden, bis die Infrastruktur durch die Installation neuer Geräte und Kommunikationstechnologien komplett ausgetauscht werden kann. Daher ist neben der Intensivierung des Einsatzes von Entstörmaßnahmen auch die Mitarbeit bei der Normung und Standardisierung hinsichtlich Netzzrückwirkungen im Kommunikationsnetz gefragt. Damit können netzbenutzerseitig Entstörungen schneller durchgeführt und Störquellen reduziert werden.

8.4 Fazit

Die Einführung von Smart Metern in den letzten 15 Jahren gilt als eines der größten und komplexesten IT-Projekte der Netzbetreiber. Dabei ging es nicht nur um den Austausch mechanischer Geräte, sondern um den Aufbau von IT-Systemen, die die Daten von Smart Metern empfangen, aufbereiten und an Endkund:innen und Marktteilnehmer weiterleiten (siehe Abbildung 17). Die Datenqualität und -verfügbarkeit spielen dabei eine essenzielle Rolle. In Zukunft gilt es, diese zu verbessern, die Systeme untereinander interoperabler zu machen und die Rolle von Smart Metern auch in anderen Anwendungsbereichen, wie der Anbindung von Flexibilitätseinheiten, zu evaluieren und zu berücksichtigen.

Effizientes Datenmanagement stellt die Säule der Energiewende dar, wobei die Netzbetreiber eine tragende Rolle spielen und für folgende Aufgaben verantwortlich sind:

- Datenspeicherung und -verwaltung,
- Aufbau und Betrieb der Infrastruktur für den Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern,
- Prozessvereinheitlichung und Automatisierung,
- Datenzugang für Endkund:innen,
- Datenzugang für Marktteilnehmern und
- Koordinierte Entwicklung und Implementierung von Geschäftsprozessen.

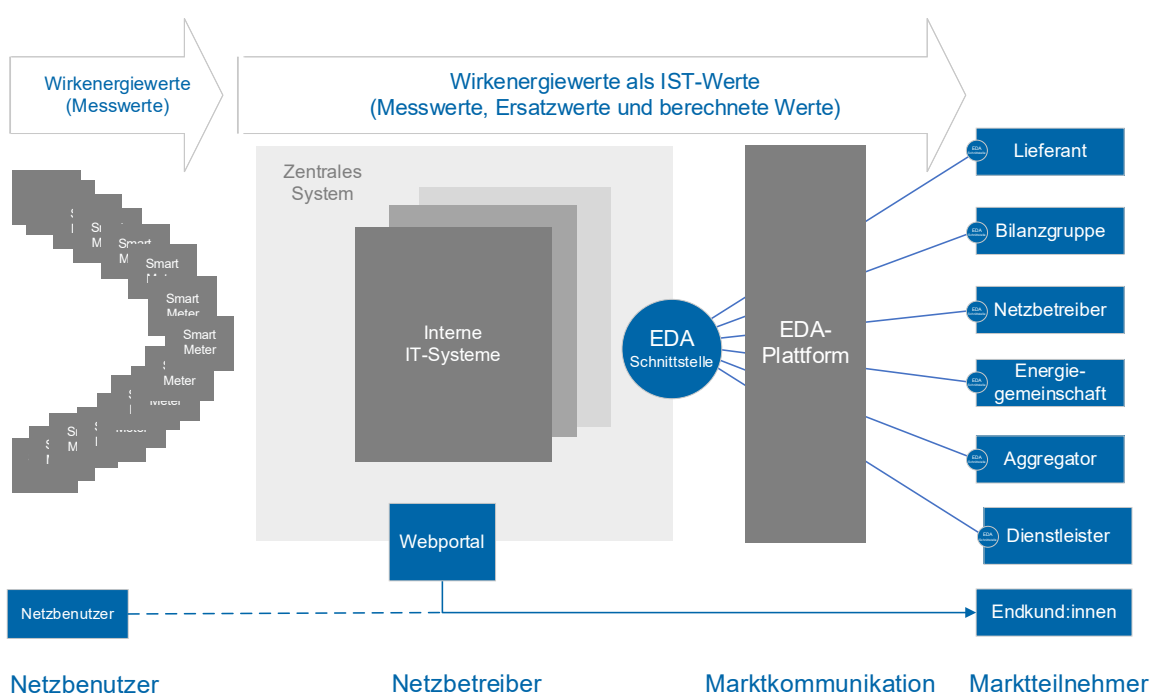


Abbildung 17: Datenübermittlung von Smart Metern zu den Netzbewutzer:innen und Marktteilnehmern

Eines der Hauptziele für die kommenden Jahre ist die Vereinheitlichung des Zählersystems durch die Einführung von Smart Metern bei allen Netzbewutzer:innen, einschließlich Großkunden, Erzeugern und Speichern, unabhängig von der Netzebene. Im Entwurf des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWG) ist eine flächendeckende Erfassung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten vorgesehen. Dies wird sicherlich eine der größten Herausforderungen für die Netzbetreiber darstellen, da die Einführung einer Opt-In-Konfiguration als Standard die zu übermittelnde und zu bearbeitende Datenmenge erheblich erhöht. Eine stufenweise Einführung wäre von Vorteil, um die Systeme schrittweise anpassen zu können.

Im Jahr 2025 hat die E-Control folgende Ziele und Aufgaben verfolgt, die ergänzt, erweitert und fortgesetzt werden:

- Erarbeitung von Empfehlungen und Stellungnahmen zum EIWG-Begutachtungsentwurf im Bereich Smart Meter und Datenaustausch,
- Vorbereitungsarbeiten zur Novelle der IMA-VO,
- Ausarbeitung des Positionspapiers zu Smart Meter 2.0,
- Austausch mit den Netzbetreibern im Rahmen des Projekts Companion Standard 2.0 und
- Austausch mit den Herstellern.

9 Begriffe und Verzeichnisse

Begriffe

Im vorliegenden Bericht wurden mehrere Begriffe genutzt die Synonyme sind oder ungefähr die gleiche Gruppe umfassen, von jenen die den Strom verbrauchen bzw. aus dem Netz entnehmen und/oder den Strom erzeugen bzw. in das öffentliche Netz einspeisen. Bei ihrer Verwendung wurde darauf geachtet, auch richtig auf die Rollen und ihren Kontext zu referenzieren. Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass im aktuell geltenden Gesetz - 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: Tatsächlicher Smart Meter-Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern (Stand Ende 2024).....	14
Abbildung 2: Status Smart Meter Roll-Out in Österreich (Stand Ende 2024)	15
Abbildung 3: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen zwischen den Jahren 2016 bis 2024 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022) (Stand Ende 2024).....	18
Abbildung 4: Projektdauer der größten Netzbetreiber mit Angabe der Anzahl der Zählpunkte für den Smart Meter Roll-Out (Stand Ende 2024).....	19
Abbildung 5: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch (Stand 2024)	20
Abbildung 6: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kund:innen (Stand Ende 2024) (Anm.: Nur VNB mit mindestens 100 Zählpunkten wurden berücksichtigt)	21
Abbildung 7: Entwicklung der Aufteilung der installierten Smart Meter nach Zählerkonfiguration (Stand Ende 2024).....	27
Abbildung 8: Anzahl der Smart Meter in der Opt-In-Konfiguration gegenüber Netzbetreiber und ihre Anteile an der Gesamtanzahl der installierten Smart Meter je Netzbetreiber.	28
Abbildung 9: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Auslesung aus dem intelligenten Messgerät bei größten Netzbetreibern (Stand Ende 2024).....	29
Abbildung 10: Datenverfügbarkeit im zentralen System des Netzbetreibers nach der Messung und Auslesung aus dem intelligenten Messgerät (Stand Ende 2024).....	30
Abbildung 11: Anzahl der bei einer Energiegemeinschaft registrierten Zählpunkten nach Netzbetreibern (Stand Ende 2024)	36
Abbildung 12: Smart Meter-Anfragen und Beschwerden an die Beratungsstelle im Erhebungsjahr 2024	41
Abbildung 13: Streitschlichtungsanträge zum Thema Smart Meter im Erhebungsjahr 2024	42
Abbildung 14: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX Spot Day-Ahead am 11.08.2024	50
Abbildung 15: Smart Meter-Daten in viertelstündlicher Auflösung für alle Marktteilnehmer	51
Abbildung 16: Systemarchitektur der Datenübermittlung von Zählern zum zentralen System des Netzbetreibers (Quelle: E-Control).....	57
Abbildung 17: Datenübermittlung von Smart Metern zu den Netzbetreiber:innen und Marktteilnehmern	60

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) und Zähler auf Netzebene 6 (NE6) und 7 (NE7) (Stand Ende 2024).....	13
Tabelle 2: Übersicht der auf Lager befindlichen bzw. bestellten Zähler (Stand Ende 2024)	13
Tabelle 3: Gründe für die Nicht-Installation von Smart Metern diverser Netzbetreiber (Stand Ende 2024)	17
Tabelle 4: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2024 und Vergleich 2023 (Stand Ende 2024)	25
Tabelle 5: Anzahl der Zähler im Rahmen der Energiegemeinschaften (Stand Ende 2024)	37
Tabelle 6: Darstellung der unterschiedlichen Bepreisung eines beispielhaften Time-of-Use-Produktes	46
Tabelle 7: Kostenkomponenten des günstigen bzw. teuersten Spotmarktproduktes für Neukund:innen; Quelle: Tarifikalkulator (Abfrage am 31. Dezember 2024), EPEX (Spotmarktpreise 2024)	48

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

10 ANHANG Tabelle

Zielerreichung IME-VO der Verteilernetzbetreiber 2024 gruppiert nach Netzbereichen¹⁵

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Burgenland		412	0	242.572	705	243.689	99,5%	99,8%
	Energie Güssing GmbH	20	0	3.967	112	4.099	96,8%	99,5%
	Netz Burgenland GmbH	392	0	238.605	593	239.590	99,6%	99,8%
Graz		8.751	951	188.429	0	198.131	95,1%	95,1%
	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	8.751	951	188.429	0	198.131	95,1%	95,1%
Innsbruck		3.175	0	119.904	0	123.079	97,4%	97,4%
	Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft	3.175	0	119.904	0	123.079	97,4%	97,4%
Kärnten		14.925	1.553	305.797	19.748	342.023	89,4%	95,2%

¹⁵ In dieser Tabelle sind auch jene Netzbetreiber gem § 1 Abs 1a IME-VO angeführt, die das Ausrollungsziel von 95 % bis Ende 2024 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	AAE Wasserkraft GmbH	5	2	651	0	658	98,9%	98,9%
	KNG-Kärnten Netz GmbH	14.920	1.551	305.146	19.748	341.365	89,4%	95,2%
		2.364	6	87.930	564	90.864	96,8%	97,4%
	Energie Klagenfurt GmbH	2.364	6	87.930	564	90.864	96,8%	97,4%
Kleinwalsertal		16	16	0	3.872	0	3.888	99,6%
	Energieversorgung Kleinwalsertal Gesell- schaft mit beschränkter Haftung	16	0	3.872	0	3.888	99,6%	99,6%
Linz		10.391	1.529	312.708	3.464	328.092	95,3%	96,4%
	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KG	0	0	72	0	72	100,0%	100,0%
	Ebner Strom GmbH	40	12	8.657	0	8.709	99,4%	99,4%
	Elektrizitätswerk Clam Carl-Philip Clam- Martinic e.U.	214	2	621	119	956	65,0%	77,4%
	Elektrizitätswerk Perg GmbH	413	0	8.561	25	8.999	95,1%	95,4%
	LINZ NETZ GmbH	9.724	1.515	294.797	3.320	309.356	95,3%	96,4%
Niederösterreich		10.388	1.620	3.246	967.739	51	972.656	99,5%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	0	0	307	0	307	100,0%	100,0%

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
	E-Werk Schwaighofer GmbH	0	1	770	1	772	99,7%	99,9%
	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	228	0	2.888	35	3.151	91,7%	92,8%
	Forstverwaltung Seehof GmbH	2	0	33	0	35	94,3%	94,3%
	Heinrich Polsterer & Mitgesellschafter Ge- snbR	3	0	81	0	84	96,4%	96,4%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Ge- meinde Opponitz	1	0	437	0	438	99,8%	99,8%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Marktge- meinde Göstling an der Ybbs	603	0	767	13	1.383	55,5%	56,4%
	Licht- und Kraftvertrieb Hollenstein/Ybbs	53	0	1.099	0	1.152	95,4%	95,4%
	Netz Niederösterreich GmbH	666	3.203	941.365	0	945.234	99,6%	99,6%
	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	0	0	785	0	785	100,0%	100,0%
	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	49	11	3.105	0	3.165	98,1%	98,1%
	Stadtwerke Amstetten GmbH	12	0	12.194	0	12.206	99,9%	99,9%
	wüsterstrom E-Werk GmbH	3	31	3.908	2	3.944	99,1%	99,1%
Oberösterreich		2.161	151	824.447	9.671	836.430	98,6%	99,7%
	Drack Bernhard	9	0	118	0	127	92,9%	92,9%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE ANZAHL				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	E-Werk Altenfelden GmbH	0	0	156	0	156	100,0%	100,0%
	E-Werk Dietrichschlag eGen	4	0	58	0	62	93,5%	93,5%
	Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	735	0	27.296	0	28.031	97,4%	97,4%
	Energieversorgungs GmbH	0	0	186	0	186	100,0%	100,0%
	EVU Gerald Mathe e.U.	12	0	371	3	386	96,1%	96,9%
	eww AG	88	99	56.600	72	56.859	99,5%	99,7%
	K. u. F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG.	7	0	3.338	0	3.345	99,8%	99,8%
	KARLSTROM e.U.	3	0	1.057	0	1.060	99,7%	99,7%
	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	0	21	5.646	0	5.667	99,6%	99,6%
	Mayr Siegfried Gernot Ing.	3	0	253	0	256	98,8%	98,8%
	Netz Oberösterreich GmbH	1.300	0	725.275	9.596	736.171	98,5%	99,8%
	Revertera Dominik Peter Benedikt Nikol	0	0	473	0	473	100,0%	100,0%
	Schwarz, Wagendorffer & Co, Elektrizi- tätswerk GmbH	0	31	3.620	0	3.651	99,2%	99,2%
Salzburg		5.722	2.986	457.028	6.565	472.301	96,8%	98,2%

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
	Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesell- schaft m.b.H.	23	5	5.398	25	5.451	99,0%	99,5%
	Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen	11	0	1.273	0	1.284	99,1%	99,1%
	Salzburg Netz GmbH	5.688	2.981	450.357	6.540	465.566	96,7%	98,1%
Steiermark		35.770	5.515	767.440	6.894	815.619	94,1%	94,9%
	Bad Gleichenberg Energie GmbH	4	0	2.716	0	2.720	99,9%	99,9%
	E-Werk Andreas Braunstein	181	0	184	0	365	50,4%	50,4%
	E-Werk Ebner GesmbH	5.594	0	0	2.406	8.000	0,0%	30,1%
	E-Werk Gleinstätten GmbH	37	13	1.116	69	1.235	90,4%	96,0%
	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	425	28	29.635	226	30.314	97,8%	98,5%
	E-Werk Sigl GmbH & Co KG	135	0	983	0	1.118	87,9%	87,9%
	E-Werk Stubenberg eGen	32	0	1.177	0	1.209	97,4%	97,4%
	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen	0	0	348	0	348	100,0%	100,0%
	Elektrizitätswerk Fernitz, Ing. Franz Pur- karthofer GmbH & Co KG.	739	81	9.905	0	10.725	92,4%	92,4%
	Elektrizitätswerk Gröbming KG.	1.002	0	6.538	0	7.540	86,7%	86,7%

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	911	41	3.199	132	4.283	74,7%	77,8%
	Elektrizitätswerk Mürzsteg	430	0	0	0	430	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	1	44	2.415	0	2.460	98,2%	98,2%
	Elektrowerk Schöder GmbH	110	0	2.599	26	2.735	95,0%	96,0%
	Energienetze Steiermark GmbH	17.191	4.362	500.726	2.516	524.795	95,4%	95,9%
	ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH	106	0	3.865	45	4.016	96,2%	97,4%
	EVU der Marktgemeinde Niklasdorf	1.066	0	1.250	52	2.368	52,8%	55,0%
	EVU der Stadtgemeinde Mureck	0	0	1.773	0	1.773	100,0%	100,0%
	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	75	0	1.593	2	1.670	95,4%	95,5%
	Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	2.123	709	50.587	0	53.419	94,7%	94,7%
	Gertraud Schafler GmbH	875	0	625	0	1.500	41,7%	41,7%
	Ing.Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. "E-Werk Piwetz"	32	0	675	0	707	95,5%	95,5%
	Joh. Pengg Holding Gesellschaft m.b.H.	14	0	0	4	18	0,0%	22,2%
	Kiendler Vulkanland Strom GmbH	529	0	5.331	280	6.140	86,8%	91,4%

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	0,0%	0,0%
	Mag. Julius Engelbert Tassotti	148	0	94	0	242	38,8%	38,8%
	Marktgemeinde Eibiswald - EVU	16	1	1.322	2	1.341	98,6%	98,7%
	Marktgemeinde Neumarkt Versorgungsbetriebsgesellschaft m.b.H.	28	0	3.236	120	3.384	95,6%	99,2%
	MGD UNZMARKT-FRAUENBURG E-WERK	4	5	979	3	991	98,8%	99,1%
	Murauer Stadtwerke Gesellschaft m.b.H.	149	42	3.776	0	3.967	95,2%	95,2%
	P.K. Energieversorgungs-GmbH	111	36	6.136	41	6.324	97,0%	97,7%
	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	78	0	3.834	0	3.912	98,0%	98,0%
	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	560	2	15.934	37	16.533	96,4%	96,6%
	Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	301	0	7.190	70	7.561	95,1%	96,0%
	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs GmbH	301	48	7.322	0	7.671	95,5%	95,5%
	Stadtwerke Judenburg Aktiengesellschaft	269	0	20.351	0	20.620	98,7%	98,7%
	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	893	0	16.131	630	17.654	91,4%	94,9%
	Stadtwerke Köflach GmbH	41	49	10.842	140	11.072	97,9%	99,2%

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
	Stadtwerke Mürrzuschlag Gesellschaft m.b.H.	137	26	10.254	0	10.417	98,4%	98,4%
	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.	127	20	8.134	4	8.285	98,2%	98,2%
	Stadtwerke Voitsberg GmbH	276	0	10.326	0	10.602	97,4%	97,4%
Tirol		18.885	210	373.337	23	392.455	95,1%	95,1%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH (Tirol)	0	0	460	0	460	100,0%	100,0%
	E-Werk Stadler GmbH	64	0	1.390	0	1.454	95,6%	95,6%
	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	30	0	571	0	601	95,0%	95,0%
	Elektrizitätswerk Prantl Gesellschaft m.b.H. & Co KG	4	0	3.610	0	3.614	99,9%	99,9%
	Elektrizitätswerk Schattwald e.U.	84	0	1.599	0	1.683	95,0%	95,0%
	Elektrizitätswerk Winkler GmbH	17	0	476	0	493	96,6%	96,6%
	Elektrizitätswerke Reutte AG	974	0	19.497	0	20.471	95,2%	95,2%
	Elektrogenossenschaft Weerberg, registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	37	0	941	0	978	96,2%	96,2%
	Elektrowerk Assling, registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	18	0	832	0	850	97,9%	97,9%

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	27	0	416	0	443	93,9%	93,9%
	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	466	204	1.595	23	2.288	69,7%	70,7%
	Gemeinde Kematen	41	0	1.832	0	1.873	97,8%	97,8%
	HALLAG Kommunal GmbH	10	0	21.163	0	21.173	100,0%	100,0%
	Kommunalbetriebe Hopfgarten GmbH	114	0	3.240	0	3.354	96,6%	96,6%
	Kommunalbetriebe Rinn GmbH.	40	0	950	0	990	96,0%	96,0%
	Kraftwerk Haim K.G.	309	0	7.655	0	7.964	96,1%	96,1%
	Kraftwerk Reinisch GmbH	70	0	20	0	90	22,2%	22,2%
	Plövnner Schmiede Betriebs GmbH	4	0	0	0	4	0,0%	0,0%
	Stadtwerke Imst	59	0	7.312	0	7.371	99,2%	99,2%
	Stadtwerke Kitzbühel e.U.	263	6	9.057	0	9.326	97,1%	97,1%
	Stadtwerke Kufstein GmbH	2.476	0	14.020	0	16.496	85,0%	85,0%
	Stadtwerke Schwaz GmbH	469	0	15.783	0	16.252	97,1%	97,1%
	Stadtwerke Wörgl GmbH	152	0	9.843	0	9.995	98,5%	98,5%

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	13.157	0	250.978	0	264.135	95,0%	95,0%
	Wasserkraft Sölden eGen	0	0	97	0	97	100,0%	100,0%
Vorarlberg		5.611	1.680	263.584	292	271.167	97,2%	97,3%
	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	4	0	0	0	4	0,0%	0,0%
	Elektrizitätswerke Frastanz Gesellschaft m.b.H.	7	0	5.225	19	5.251	99,5%	99,9%
	Montafonerbahn Aktiengesellschaft	112	0	7.654	273	8.039	95,2%	98,6%
	Stadtwerke Feldkirch	50	0	23.654	0	23.704	99,8%	99,8%
	Vorarlberger Energienetze GmbH	5.438	1.680	227.051	0	234.169	97,0%	97,0%
Wien		69.329	10.279	1.567.327	0	1.646.935	95,2%	95,2%
	Wiener Netze GmbH	69.329	10.279	1.567.327	0	1.646.935	95,2%	95,2%
Gesamtergebnis		179.132	28.106	6.482.114	47.977	6.737.329	96,2%	96,9%