

Empfehlung zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems

Franziska TISCHBEIN¹, Robin WILLIAMS², Andreas ULBIG^{1,2},
Sabina EICHBERGER³, Gerald KALT³

¹IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, f.tischbein@iaew.rwth-aachen.de, a.ulbig@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

²Fraunhofer FIT, Konrad-Adenauer-Straße, 53757 Sankt Augustin, robin.patrick.williams@fit.fraunhofer.de, www.fit.fraunhofer.de

³E-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Rudolfsplatz 13A, 1010 Wien, sabina.eichberger@e-control.at, gerald.kalt@e-control.at, www.e-control.at

Kurzfassung:

Um die Herausforderungen der Dekarbonisierung des Energie- und Mobilitätssektors zu bewältigen sind eine aktive Beteiligung von Endkunden und eine aktive Netzbetriebsführung unabdingbar. Die dazu notwendigen Daten und Informationen können durch eine flächendeckende Smart-Meter-Infrastruktur, welche gesetzlich in der intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung gesetzt ist, gewonnen werden. Aktuell befinden sich jedoch nur etwa 6 % der installierten Geräte in der Opt-in Konfiguration, welche eine Übermittlung von Energiewerten mit viertelstündlicher Auflösung an den Netzbetreiber ermöglicht. Dies stellt ein großes Hindernis für die Umsetzung vieler Anwendungsfälle von Smart Metern dar und führt dazu, dass das volle Potential der intelligenten Messinfrastruktur nicht ausgeschöpft werden kann. Vor diesem Hintergrund werden Maßnahmen zur Erhöhung der Netztransparenz bewertet sowie deren Auswirkungen auf relevante Stakeholder analysiert. Eine (weitgehend) flächendeckende Auslesung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten wäre insbesondere mit folgenden Chancen und Vorteilen für die relevanten Stakeholder verbunden: reduzierte Kosten durch gezielten Netzausbau und verbessertes Netzmonitoring, kürzere durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen durch verbesserte Möglichkeiten zur Fehlerlokalisierung, erhöhte Verursachergerechtigkeit bei der Kostenverteilung sowie u.U. schnellerer Netzzugang in stark ausgelasteten Netzgebieten. Für die Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems wird empfohlen, die Erfassung und Übermittlung viertelstündlicher Energiewerte als Standardeinstellung festzulegen. Die Möglichkeit für „Opt-out“ sollte nur eingeschränkt zugelassen und mit der Überwachung einer maximalen Bezugsleistung verknüpft werden.

Keywords: Smart Meter, Stromzählersystem, Regulierung, Netztransparenz, aktiver Kunde, Smart Grid, intelligente Stromzähler

1 Einleitung

Im österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz ist unter anderem eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen um 27 TWh bis zum Jahr 2030 vorgesehen. Um dies zu realisieren, sind die aktive Beteiligung von Endkunden, ein gezielter Netzausbau und eine effiziente Netzintegration dezentraler Erneuerbarer gesetzte Prioritäten. Zur Umsetzung dieser Prioritäten sind Daten und Informationen, welche durch die Smart-Meter-Infrastruktur geliefert werden können, notwendig. Daher wurde im Zuge der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) festgelegt, dass in Österreich bis Ende 2022 40 % und bis Ende 2024 95 % der Zählpunkte mit einem intelligenten Stromzähler ausgestattet werden müssen. Vor diesem Hintergrund werden Maßnahmen zur Erhöhung der Netztransparenz bewertet sowie deren Auswirkungen auf relevante Stakeholder analysiert.

2 Methodik

In einem ersten Schritt wird die aktuelle Zählerlandschaft mit Blick auf die Funktionalitäten der derzeit eingesetzten und am Markt verfügbaren Zählertypen erfasst. Darauf aufbauend werden aktuell mögliche Anwendungsfälle von intelligenten Messsystemen vorgestellt und deren technische und regulatorische Anforderungen diskutiert. Zudem werden zukünftige Netznutzer nach ihrem Lastverhalten analysiert, um die durch den starken Zuwachs an PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität zu erwartenden Last- und Erzeugungsspitzen abzuschätzen [1] [2]. Auf dieser Basis werden Maßnahmen zur Erhöhung der Netztransparenz diskutiert und Empfehlungen abgeleitet.

3 Ergebnisse

3.1 Status Quo des Smart Metering in Österreich

In einem ersten Schritt wird die aktuelle Zählerlandschaft mit Blick auf aktuell verbaute Zählerarten und deren Funktionalitäten erfasst.

Aktuell sind in den Netzebenen 3 bis 7 etwa 5,87 Mio. Zähler installiert, welche zusammengenommen eine jährliche Energiemenge von circa 55 Terawattstunden messen. Für Haushaltskunden und kleineren gewerblichen Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch unter 100.000 kWh in den Netzebenen 6 und 7 bilden dabei Wechselstromzähler (einphasig), Drehstromzähler (dreiphasig) und Viertelstunden-Maximum-Zähler mit 5,68 Mio. Zählern den größten Anteil. Bei mechanischen Ferraris-Zählern wird die verbrauchte Energie über ein Zählwerk kumulativ angezeigt. Im Gegensatz dazu können digitale Zähler viertelstündliche und tägliche Verbrauchswerte erfassen, speichern und für einen gewünschten Zeitraum aufsummieren, was eine erhöhte Flexibilität ermöglicht. Im Rahmen der IME-VO ist vorgesehen, Endkunden ohne Lastprofilzähler mit einem digitalen, kommunikationsfähigen Stromzähler (Smart Meter), welcher den Anforderungen der Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung (IMA-VO) entspricht, auszustatten. Smart Meter können je nach Gerätetyp neben der Wirkenergie auch die Blindenergie, Spannungswerte und Momentanwerte aufzeichnen. Durch eine Datenanbindung und Fernsteuerung ergeben sich die Möglichkeiten einer automatisierten Fernauslesung und der Abschaltung von Lasten. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der am häufigsten eingesetzten Smart Meter in Österreich und

deren Funktionalitäten. Es zeigt sich, dass die meisten Modelle über wesentlich umfangreichere Funktionalitäten verfügen als laut IMA-VO erforderlich.

Für leistungsgemessene Kunden, kommen Lastprofilzähler zum Einsatz. Diese Zählerarten erfassen ganze Lastprofile (Lastprofilzähler). Während diese Zählerarten mit rund 60.000 verbauten Geräten nur einem kleinen Teil der Zählerlandschaft entsprechen, liegt die durchschnittlich abgerechnete Energiemenge pro Gerät deutlich über jener der Wechsel- und Drehstromzähler. Tabelle 2 fasst Kenndaten der verbauten Zählerarten in Österreich nach Netzebenen zusammen (Anzahl, jährlicher Strombezug je Netzebene und pro Zählpunkt) [18].

Tabelle 1 Funktionalitäten der am häufigsten in Österreich eingesetzten Smart Meter

Hersteller	Siemens [3],	Iskraemeco [4]	Echelon [5], [6], [7], [8]	KAIFA [9]	Landis+Gyr [10], [11], [12]	Sagemcom [13], [14], [15]	Kamstrup [16], [17]
Gerätebezeichnung	TD-3510 / 3511 / 3512	AM550	NES 8332X	MA110M / MA309M	E450	S210 / T210	OMNIPOWER 1/3
Wirkleistung (P) +/-	x	x	x	x	x	x	x
Blindleistung (Q) +/-	x	x	x	x	x	x	x
Spannung (U)	x	x	x	x	x	x	x
Frequenz (f)	x	x	x	x	x		x
Abschaltvorrichtung	x	x	x	x	x	x	x
Lastbegrenzer	x	x	x	x	x	x	x
Genauigkeitsklasse**	2 - 3	1 - 3	1 - 2	1 - 3	1 - 2	1 - 2	1 - 2
Netzqualität							
Anstieg	x	x	x	x			x
Absenkung	x	x	x	x			x
Min / Max	x	x	x	x			x
Asymmetrie*		x	x	x			x
Ausfälle	x	x	x	x	x	x	x
THD*	x		(x)***				

* Daten liegen nicht für alle Zählertypen vor

** Die Genauigkeit eines Zählers wird in Genauigkeitsklassen angegeben, wobei der Zahlenwert der relativen Fehlergrenze in Prozent entspricht. Niedrigerer Wert für Wirkleistung, oberer für Blindleistung

*** Vierte Gerätegeneration

Tabelle 2 Verbaute Zählerarten in den Netzebenen 3-7 [18]

Netzebene	Anzahl Zähler nach Zählerarten				Anzahl Zähler in jeweiliger Netzebene	Strombezug in jeweiliger Netzebene [GWh/a]	durchschn. Strombezug je Zählpunkt [MWh/a]
	Lastprofil-zähler	1/4h-Maximum-zähler	Drehstrom-zähler	Wechselstrom-zähler			
NE3	586	-	-	-	586	7.780	13.280
NE4	364	5	-	-	369	3.885	10.528
NE5	6.934	40	17	1	6.992	13.240	1.893
NE6	20.344	7.737	898	9	28.988	5.600	193
NE7	31.709	129.662	4.476.291	1.202.836	5.840.498	25.270	4

Eine Besonderheit des Smart Meter Rollouts in Österreich liegt in den drei möglichen Konfigurationen der Zähler: In der Standardkonfiguration (IMS) werden lediglich Tageswerte, also die Summe der Viertelstundenwerte eines Tages, an den Netzbetreiber übertragen. In der Erweiterten Konfiguration („Opt-in-Konfiguration“) werden alle 96 gemessenen Viertelstundenwerte übermittelt. Zusätzlich haben Endkunden die Möglichkeit, sich für die Opt-out Konfiguration zu entscheiden. -Bei dieser Konfiguration wird die Fernauslesung deaktiviert und lediglich eine Auslesung kumulierter Zählerstände am Gerät ermöglicht.

Rückmeldungen der Netzbetreiber gegenüber E-Control im Rahmen des Smart Meter-Monitorings haben gezeigt, dass Ende 2021 47 % der von der IME-VO umfassten Zählpunkte mit Smart Metern ausgestattet waren; darunter ca. 91 % in der Standard Konfiguration, 5,6% in der Erweiterten Konfiguration und ca. 3,4% in der Opt-out Konfiguration [18].

3.2 Anwendungsfälle einer intelligenten Messinfrastruktur

Durch eine flächendeckende Smart-Meter Infrastruktur erschließen sich vielseitige Anwendungsfälle für relevante Stakeholder (Netzbetreiber, Energielieferanten, Energiegemeinschaften, Endkunden).

Zunächst bietet eine Smart-Meter Infrastruktur den Vorteil einer automatisierten Fernauslesung in kürzeren Zeitintervallen, wodurch sich eine höhere Transparenz des Energieverbrauchs und der Abrechnung für Endkunden und Energielieferanten ergibt. Durch das Wegfallen einer manuellen Auslesung ergeben sich Kostenersparnisse, welche sich positiv auf alle beteiligten Stakeholder auswirken.

Insbesondere im Kontext steigender Anforderungen an Verteilernetze hat jeder zusätzliche Messpunkt einen hohen Mehrwert für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb. Somit können durch die verbesserte Datenlage der Netzzustand, die Netzbelastung und ggf. auch die Spannungsqualität regelmäßig erfasst werden. Durch die somit erhöhte Transparenz kann der Netzbetrieb u.a. durch bestmögliche Ausnutzung von Kapazitäten und rasche Fehlerlokalisierung optimiert und die Netzplanung effizienter gestaltet werden. Dies wiederum schlägt sich in geringeren Kosten für die Netzbetreiber und reduzierten Netzentgelten für Endkunden nieder. Wie sich in unterschiedlichen Studien gezeigt hat, ist dieser Mehrwert umso größer, je höher die Verbrauchs- bzw. Einspeiseleistungen des Kunden sind [19]. Für eine sinnvolle Erfassung des Netzzustandes und somit eine effektive Erfassung der Belastungsspitzen im Verteilernetz sind hierbei Messwerte mit einer Granularität von mind. 15

Minuten nötig. Nach Aussagen der Netzbetreiber können die Vorteile der verbesserten Datenlage derzeit nicht in vollem Ausmaß genutzt werden, da die unklare rechtliche Lage durch § 84a EIWOG 2010 ein Hindernis zur Verwendung der Daten birgt.

Weiterhin erhöht eine regelmäßige und flächendeckende Erfassung der Leistungswerte die Verursachergerechtigkeit. Somit können Netzentgelte basierend auf den im Abrechnungszeitraum aufgetretenen Leistungswerten gestaltet werden. Alternativ können Lasten durch den Lastbegrenzer (Breaker-Funktion) auch abgeworfen werden, wenn es zu einer Überschreitung eines vereinbarten Leistungs-Schwellwertes kommt.

Für Lieferanten und Dienstleister ergeben sich außerdem Vorteile durch eine optimierte Beschaffung von (Ausgleichs-)Energie und neue Energiepreismodellen (z.B. zeitvariable Stromprodukte, Energiegemeinschaften). Durch neue Energiepreismodelle und die aktive Beteiligung am Strommarkt, z.B. durch Bereitstellung von Flexibilitäten seitens der Endkunden, ergeben sich monetäre Vorteile für Endkunden.

3.3 Analyse der Netznutzung

Durch die fortschreitende Elektrifizierung und die Dekarbonisierung des Energie- und Mobilitätssektors kommt es zu einer raschen Zunahme neuartiger Verbraucher (Wärmepumpen, Heimspeicher, Elektromobilität, Klimaanlage etc.) und Erzeuger (primär PV-Anlagen). Um den Einfluss dieser Technologien auf die zu erwartenden Leistungsspitzen zu untersuchen, wurden probabilistische Lastprofile für Haushalte um Profile der Verbraucher und Erzeuger ergänzt [20]¹. Laut Experteninterviews aus der Branche können netzbelastende Kunde sowohl durch das Jahresmaximum der Leistungsspitzen, um den Worst Case abzuschätzen, und den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen, um das durchschnittliche Verhalten zu repräsentieren, charakterisiert werden. Abbildung 1 zeigt die Lastspitzen der um die einzelnen Technologien ergänzten probabilistischen Haushaltslastprofile für das Jahr 2020 und 2030. Daraus ist u.a. ersichtlich, dass mit einer Erhöhung der monatlichen Lastspitzen um durchschnittlich 18% im Jahr 2030 im Vergleich zum durchschnittlichen Haushalt im Jahr 2020 zu rechnen ist. Wesentlich gravierender als dieser insgesamt steigende Trend bei Lastspitzen sind jedoch stochastisch auftretenden Leistungsspitzen, die durch Ladeeinrichtungen und – in geringerem Ausmaß – Klimaanlage und Wärmepumpen hervorgerufen werden.

¹ Die entsprechenden Eckdaten (Dimensionierung, Durchdringungsrate) stammen aus öffentlichen Quellen und Studien [2] [21] [22].

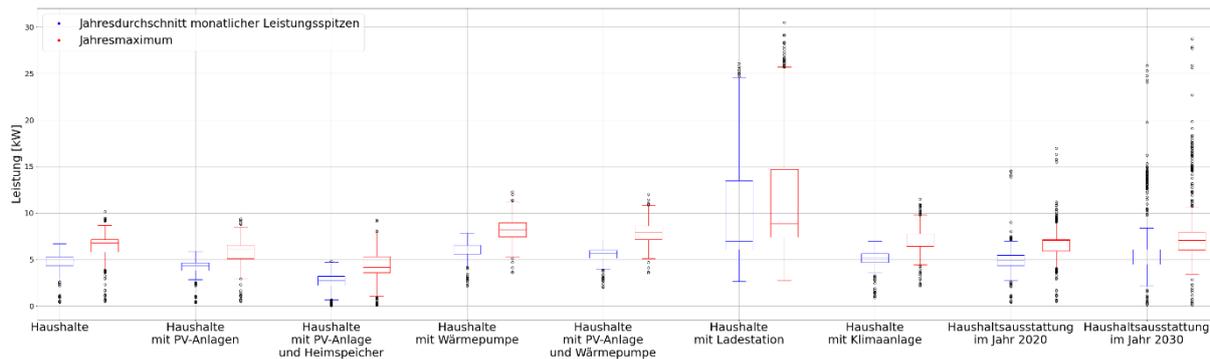


Abbildung 1 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Lasten (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten) [1]

Tabelle 3 Median Jahresdurchschnittlicher monatlicher Leistungsspitzen im Vergleich zu klassischen Haushaltslasten (Last (↓), Erzeugung (↑))

Anlagen(-kombination)	Median Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen	
Klassischer Haushalt	4,8 kW ↓	-
PV-Anlage	4,3 kW ↓	5,2 kW ↑
PV-Anlage mit Heimspeicher ²	2,7 kW ↓	5,1 kW ↑
Elektromobilität	7 kW ↓	-
Wärmepumpe	6,1 kW ↓	5,6 kW ³ ↓
Klimaanlage	5,2 kW ↓	5,8 kW ⁴ ↓

Der Integration der Elektromobilität wird in Hinblick auf Lastspitzen, wie in Tabelle 3 ersichtlich, die größte Bedeutung zukommen. Es hat sich gezeigt, dass der Jahresenergieverbrauch und die Haushaltgröße zukünftig Aussagekraft bezüglich der zu erwartenden Leistungsspitzen verlieren [1]. Allerdings spielen diese Leistungsspitzen eine maßgebliche Rolle für Netzbetrieb und -planung, weswegen es notwendig ist diese in regelmäßigen Abständen zu erheben.

4 Maßnahmen zur Erhöhung der Netztransparenz

Die vorgestellten Untersuchungen dienen als Basis für Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Zählersystems mit dem Ziel einer Erhöhung der Netztransparenz.

4.1 Einführung flächendeckender Viertelstundenmesswerte

Grundsätzlich spielen Smart Meter und dazugehörige Kommunikationsinfrastruktur eine entscheidende Rolle für die Digitalisierung der Verteilernetze. Ein Großteil der Anwendungsfälle intelligenter Messeinrichtungen, welche einen sicheren Netzbetrieb und

² Betrieb des Heimspeichers in der Eigenoptimierung.

³ In Kombination mit einer PV-Anlage.

⁴ Bei Betrachtung der Sommermonate Juni bis September.

kosteneffiziente Netzplanung unterstützen, werden ohne flächendeckende Viertelstundenmesswerte nicht umsetzbar sein. Insbesondere die Erfassung der Lastspitzen durch den Zuwachs an Wärmepumpen, Elektromobilität und PV-Anlagen sind dabei von hoher Relevanz. Aktuell befinden sich jedoch nur rund 6 % der installierten Zähler in der Opt-in-Konfiguration, wodurch das Potential intelligenter Messeinrichtungen nicht ausgenutzt werden kann und den Netzbetreibern unzureichende Daten für einen effiziente Netzbetrieb und eine zeitgemäße Netzplanung zur Verfügung stehen.

Mit Blick auf die aufgeführten Anwendungsfälle von Smart Metern und deren Vorteile stellt eine flächendeckende Erfassung von Viertelstundenmesswerten den Idealfall dar und sollte daher von allen Stakeholdern angestrebt werden. Eine vollständige Umstellung, entsprechend 100% der installierten Zähler in der IME-Konfiguration, birgt jedoch zusätzliche Aufwände in der Kommunikationsinfrastruktur und dürfte auf starken Widerstand einer kleinen Minderheit von Netzbenutzern treffen. Daher empfiehlt es sich, ein Konsensziel, bei dem die Pflicht nur für eine bestimmte Endkundengruppe gilt, zu formulieren, welches die positiven Effekte einer intelligenten Messinfrastruktur mit der Erhaltung der Wahlmöglichkeit einzelner Netzbenutzer verbindet. Im Sinne der Verursachergerechtigkeit empfiehlt es sich dabei einen leicht nachvollziehbaren, transparenten Schwellwert für die Netzrelevanz festzulegen, ab dem eine Pflicht für Viertelstundendatenübermittlung gilt.

Im DACH-Raum (Deutschland, Österreich und Schweiz) haben sich die folgenden Definitionen der Netzrelevanz herausgebildet:

- In der Schweiz gilt grundsätzlich jeder Netzbenutzer als netzrelevant, sodass alle Zähler durch Smart Meter ersetzt werden müssen. Falls einzelne Netzbenutzer den Einbau eines Smart Meters ablehnen, kann der Netzbetreiber nach Art. 8a der StromVV dem Netzbenutzer die entstehenden Mehrkosten in Rechnung stellen. [23]
- In Deutschland orientiert sich die Definition der Netzrelevanz an dem Jahresenergieverbrauch und der installierten Leistung von Anlagen. Nach § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes⁵ gilt eine Einbaupflicht von Smart Metern bei Netzbenutzern mit einem Jahresenergieverbrauch von über 6.000 kWh/a, bei installierten Anlagen über 7 kW und bei einer Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetz, bei dem die Netzbenutzer ihre Anlage dem Verteilnetzbetreiber zur Steuerung freigeben.
- Weiters kann die Definition basierend auf Technischen Anschlussbedingungen und Meldegrenzen im DACH-Raum gestaltet werden. In den Technischen Anschlussbedingungen in Deutschland besteht für den Anschluss an das Niederspannungsnetz eine Meldepflicht u.a. für Erzeugungsanlagen (z.B. PV-Anlagen), Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Geräte mit einer Nennleistung über 12 kVA, festinstallierte Geräte zur Beheizung oder Klimatisierung (z.B. Wärmepumpen) und Heimspeicher. Somit gelten all diese Verbraucher und Erzeuger als netzrelevant. Darüber hinaus orientieren sich die in Deutschland vom VDE und in

⁵ Dieser Wert bleibt im Entwurf des neuen Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) erhalten. Viertelstündliche Messwerte des Vortages werden an berechnete Empfänger übermittelt.

der Schweiz vom VSE festgelegten Meldegrenzen an der Maximallast einer einzelnen Phase von ca. 3,7 kW [24] [25].

Empfehlenswert wäre somit eine Definition des Begriffs der Netzrelevanz anhand des Durchschnitts der monatlichen maximalen viertelstündlichen Leistungswerte mit einem Schwellwert von 3,7 kW bzw. kVA. Somit wäre sichergestellt, dass der Großteil aller Haushalte mit neuartigen Verbrauchern und hohen, netzrelevanten Dauerleistungen (wie z.B. Wärmepumpen oder Ladestationen) von der Regelung betroffen sind. Dabei wären kurzfristige momentane Lastspitzen, wie sie z.B. klassische Haushaltslasten kurzzeitig erreichen, nicht von der Regelung betroffen, da deren 15-minütiger Leistungswert den Schwellwert in den meisten Fällen nicht erreicht. Basierend auf den synthetischen Lastprofilen würde diese Regelung aktuell rund 83 % der Haushalte in Österreich umfassen [1].

Endkunden, welche nicht von dieser Regelung betroffen sind, könnten weiterhin die Opt-out Konfiguration wählen. Dies sollte jedoch nur für Haushaltskunden ohne neuartige Verbraucher und Erzeuger (wie z.B. Wärmepumpen, Ladestellen, PV-Anlagen) möglich sein. Zusätzlich sollte in der Opt-out Konfiguration die Lastbegrenzungsfunktion (Breaker-Funktion) der Smart Meter aktiviert sein, sodass keine übermäßigen Netzbelastungen zustande kommen.

Zur Bewerkstelligung dieser Regelung müssen zusätzlich Lösungen für die folgenden Hürden und Hindernisse einer Viertelstundendatenübermittlung als neue Standardkonfiguration gefunden werden. Zunächst ist eine verstärkte Kommunikationsinfrastruktur erforderlich, welche die Übertragung von 96 Messwerten pro Tag und Gerät sicherstellt. Zusätzlich muss Klarheit bezüglich der Verwendung von Messdaten für alle Stakeholder geschaffen werden. Es empfiehlt sich, die Festlegungen des § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 auf ausreichende Klarheit bzgl. der Verwendung von Messdaten für den Netzbetrieb zu prüfen, ggf. anzupassen und niederschwellig aufbereitet den Netzbenutzern zu kommunizieren. Somit könnten Bedenken seitens der Netzbenutzer bzgl. der Verwendung ihrer Daten geklärt werden. Zudem muss die Verwendung der Breaker-Funktion als Grenzwertüberwachung bei der Opt-out Konfiguration rechtlich geklärt sein und die Regeln zur Abschaltung und Wiedereinschaltung definiert werden. Nach Auskunft des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen bedarf eine Neukonfiguration der Messgeräte bzgl. abrechnungsrelevanter Software-Teile mitunter eine neuerliche Eichung bzw. den Austausch von bereits installierten Geräten. Es ist daher zu prüfen, wie zur Vermeidung unverhältnismäßiger Kosten einfache und kostengünstige Lösungen rechtlich möglich gemacht werden können, ohne die Qualität der abrechnungsrelevanten Daten zu beeinträchtigen.

4.2 Erweiterung der Pflicht für Smart Meter auf Lastprofilzähler

Neben den betrachteten Wechsel- und Drehstromzähler sowie Viertelstunden-Maximum-Zähler kann die Smart Meter-Pflicht auch auf Lastprofilzähler erweitert werden. Wie in Tabelle 2 ersichtlich, sind in Österreich rund 60.000 Lastprofilzähler in den Netzebenen 3 bis 7 installiert. In Branchengesprächen hat sich ergeben, dass Netzbetreiber bereits vereinzelt Lastprofilzähler durch Smart Meter ersetzen, da die Umstellung einige Vorteile mit sich bringt. Somit ergeben sich durch eine gemeinsame Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur Kostenersparnisse, da Lastprofilzähler in den meisten Fällen durch kundenindividuelle Kommunikationslösungen angebunden sind und die Mehrkosten einer Vorort-Ablesung wegfallen. Andererseits geht aus Rückmeldungen der Netzbetreiber hervor, dass die Kosten

der Einrichtung eines Lastprofilzählers etwa doppelt so hoch sind wie die Kosten eines Zählpunktes bei Endkunden, welche Studien zufolge zwischen 110€⁶ und 316€⁷ pro Zähler liegen [26] [27]. Es kann dabei davon ausgegangen werden, dass angesichts der erwartbar hohen Kosten von kundenindividuellen Mess- und Datenübertragungskonzepten Kostenersparnisse bei einem Austausch oder einer Neuanschaffung entstehen. [1]

Bei den legislativen Vorgaben zum Einsatz von Smart Meter in höheren Netzebenen ist zu berücksichtigen, dass die derzeitigen Vorgaben der IMA-VO nicht 1:1 anwendbar sind. Bei Anschlüssen mit Vorsicherungen über 63 A wird die Stromstärke (und in der Mittelspannung auch die Spannung) vor der Messung über Wandler umgewandelt. Dadurch wäre die in der IMA-VO vorgeschriebene Breaker-Funktionalität für Zählpunkte mit Wandlermessung nur mit größerem Aufwand umsetzbar. Somit kann die Abschaltung des Stroms nicht über das Smart Meter erfolgen, da der Strom nicht direkt über das Messgerät fließt. Generell muss zudem beachtet werden, dass die Bereitstellung einer Multi-Utility Schnittstelle für Zähler weiterer Sparten durch die kundenindividuelle Ausgestaltung nicht kosteneffizient gewährleistet werden kann. [1]

Die durch die gemeinsame Nutzung einer Kommunikationsinfrastruktur sich ergebenden Vorteile sprechen somit für eine Erweiterung der Pflicht für Smart Meter auf Lastprofilzähler. Bei der regulatorischen Ausgestaltung sollten jedoch die oben genannten Aspekte berücksichtigt werden. Zudem sollte der weitere Betrieb von Bestandsanlagen, z.B. durch eine großzügige Gestaltung der Übergangsfrist, geregelt werden.

4.3 Vorbereitung auf zukünftige Funktionen von Smart Metern

Während bereits mit der aktuellen Smart Meter-Generation eine Vielzahl von Anwendungsfällen umsetzbar ist, sollten auch zukünftige Anforderungen an Smart Meter-Generationen regulatorisch und im Rollout-Prozess mitgedacht werden.

In Marktanalysen hat sich gezeigt, dass sich die Hardware-Konfigurationen bzgl. der Erfassung von Wirk-, Blindleistung, Spannung und Frequenz von Smart Metern unterschiedlicher Hersteller nur geringfügig unterscheiden (siehe Tabelle 1). Lediglich im Umfang der Spannungsqualitätsmesswerte und der Gestaltung der Steuerausgänge bestehen gewisse Unterschiede. Zukünftig könnten durch eine einheitliche Gestaltung der Funktionen und eine Anpassung des regulatorischen Rahmens, insbesondere von § 84a EIWOG 2010, vielseitige Anwendungsfälle (z.B. Echtzeitdaten für Stromprodukte, automatische Netztopologieerkennung) erschlossen werden. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis sollte jedoch stets geprüft werden, da selbst geringe Mehrkosten einzelner Geräte durch erweiterte Funktionen in Summe hohe Kostenfaktoren mit sich bringen.

Mit Blick auf die zukünftig erwartete höhere Belastung der Verteilernetze ist eine erhöhte Datenverfügbarkeit auf Ebene der Endkunden als auch im Netzbetrieb erforderlich. Dies spricht für eine einheitliche Integration der Messung von Netzparametern wie Spannungs- und

⁶ Die Kosten umfassen die Hardwarekosten als auch die des Kommunikationsmodem.

⁷ Betrachtet werden in diesem Fall sowohl Capex als auch Opex Kosten, sodass Anschaffungskosten, Personalkosten und laufende Betriebskosten berücksichtigt werden.

Frequenzmesswerte sowie Oberschwingungen mit standardisierten Messgenauigkeiten und Zeitintervallen. Anhand dieser Daten sind zukünftig auch dezentrale Steuerungs- und Schalthandlungen denkbar, sofern diese Funktionalität in allen Geräten verfügbar und regulatorisch geklärt ist.

Aspekten der Cyber-Sicherheit muss höchste Priorität eingeräumt werden. Daher ist ein flexibles Aktualisierungs-Regime der Firmware intelligenter Messsysteme ohne eichrechtliche Hindernisse vorzusehen. Somit würde die nachträgliche Freischaltung hardware-seitig vorhandener Funktionen, die Erfassung weiterer Messwerte als auch die Steuerung flexibler Lasten kosteneffizient erleichtern.

5 Zusammenfassung und Fazit

In der Analyse der Anwendungsfälle von intelligenten Messinfrastrukturen hat sich ergeben, dass die flächendeckende Auslesung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten weitreichende Vorteile für die relevanten Stakeholder mit sich bringt. Durch die verbesserte Daten- und Informationslage ergeben sich unter anderem Vorteile für Netzplanung und -betrieb, was sich in reduzierten Netzentgelten für Endkunden widerspiegelt. Darüber hinaus können Netzsituationen besser eingeschätzt werden, was geringere Sicherheitsmargen und höhere Netzanschlusskapazitäten für dezentrale Erzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge etc. ermöglicht.

Zudem wird dadurch eine leistungsorientierte kostenverursachergerechte Tarifierung ermöglicht. Insbesondere die zunehmende Anzahl an Verbrauchern mit überdurchschnittlichen Lastspitzen erschwert Netzbetrieb und -planung, wenn von Smart Metern wie bisher nur Tagesverbrauchswerte übermittelt werden. In Abbildung 1 ist ersichtlich, dass der Elektromobilität in Hinblick auf Lastspitzen die größte Bedeutung zukommen wird: Der Median der Jahresdurchschnitte monatlicher Leistungsspitzen liegt bei Haushalten mit Ladestation um rund 45 % über jenen von klassischen Haushalten.

Für die volle Ausschöpfung des Potentials einer zeitgemäßen Zählerinfrastruktur ist jedoch eine Anpassung des Paragraphen § 84a EIWOG 2010 notwendig. Im Sinne der Verursachergerechtigkeit und um eine Besserstellung von Kunden, die die viertelstündliche Messwertübermittlung verweigern (Opt-out) zu verhindern, erscheint es angebracht, Opt-out nur dann zuzulassen, wenn ein Überschreiten eines bestimmten Leistungsschwellwertes durch technische Maßnahmen („Breaker-Funktion“ des Smart Meters) verhindert wird. Ein solcher Schwellwert kann sich an bestehenden Leistungsstufen und Meldepflichten im DACH-Raum orientieren [1].

Weiterhin hat sich in Gesprächen mit Netzbetreibern ergeben, dass durch den Rollout von Smart Metern auf Zählpunkte mit Lastprofilzählern parallele Kommunikationsinfrastrukturen reduziert und langfristig Kostenersparnisse erzielt werden können. Mit Blick auf die zukünftige Entwicklung der Funktionen von Smart Metern werden weitere regulatorische Anpassungen und verstärkte IKT-Infrastrukturen notwendig sein, um das volle Potenzial der Geräte und somit der möglichen Anwendungsfälle nutzen zu können.

6 Literaturverzeichnis

- [1] F. Tischbein, R. Williams und A. Ulbig, „Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems,“ Wien, 2022.
- [2] T. Esterl, A. Zegers, J. Spreitzhofer, G. Totschnig, S. Knöttner, S. Übermasser, F. Leimgruber, H. Brunner, R. Schwalbe, D. Suna, G. Resch, F. Schöniger, S. von Roon, T. Hübner, K. Ganz, F. Veitengruber, L. Freiburger und A. Djamali, „Flexibilitätsangebot und -Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030,“ 2021.
- [3] S. AG, „AMIS Multifunktionszähler Benutzerhandbuch TD-351x / EMVK30 & EMAS30,“ SIEMENS AG, München, Deutschland, 2008.
- [4] Iskraemeco, Energy Measurement and Management, „SMART AM550 Modular Electricity Meter,“ Iskraemeco, Energy Measurement and Management, Kranj, Slovenien, 2008.
- [5] Echelon, „EM-1021 SINGLE-PHASE IEC RESIDENTIAL ELECTRICITY METER,“ Echelon, USA, 2006.
- [6] Echelon, „EM-1023 POLY-PHASE IEC RESIDENTIAL ELECTRICITY METER,“ Echelon, USA, 2006.
- [7] Network Energy Services, „Generation 4 MTR 3000 IEC Poly Phase Meters,“ Network Energy Services, San Jose, USA.
- [8] Network Energy Services, „MTR 1000 IEC Single Phase Smart Meters - A Proven Residential Smart Meter and Powerful Grid Sensor All-in-One,“ Network Energy Services, San Jose, USA.
- [9] Shenzhen Kaifa Technology Co, Ltd., „BENUTZERHANDBUCH WECHSELSTROMZÄHLER MA110M,“ Shenzhen Kaifa Technology (Chengdu) Co, Ltd., Chengdu, China.
- [10] GTD Ingenieros Consultores, „ANÁLISIS NORMATIVO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN,“ GTD Ingenieros Consultores, Las Condes, Kolumbien, 2017.
- [11] Netz Burgenland Strom GmbH, „Smart Meter – der neue intelligente Stromzähler Zählertyp Landis+Gyr,“ Netz Burgenland Strom GmbH, Eisenstadt, 2015.
- [12] Landis+Gyr AG, „E450 Serie 4 G3-PLC IDIS 1-Phase - Technische Daten,“ Landis+Gyr AG, Zug, Schweiz, 2016.
- [13] Netz Niederösterreich GmbH, „Smart Meter - Kundenschnittstelle P1,“ Netz Niederösterreich GmbH, Maria Enzersdorf, 2020.
- [14] Sagemcom, „Technische Spezifikation für die Dreh- und Hochstromzählern,“ Sagemcom, Rueil-Malmaison Cedex, Frankreich.

- [15] Sagemcom, „Technische Spezifikation für die Wechselstromzähler,“ Sagemcom, Rueil-Malmaison Cedex, Frankreich.
- [16] Kamstrup A/S, „Data Sheet - OMNIPOWER Single Phase,“ Kamstrup A/S, Skanderborg, Dänemark, 2021.
- [17] Kamstrup A/S, „Kamstrup OMNIPOWER Drehstromzähler - Datenblatt,“ Kamstrup A/S, Skanderborg, Dänemark, 2013.
- [18] E-Control, „Bericht zur Einführung von Intelligenten Messsystemen in Österreich 2022,“ Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien, 2022.
- [19] N. Stocker, A. Ulbig, M. G. Vayá und N. Beckhaus, „ASSESSING THE ACCURACY OF DISTRIBUTION GRID ANALYSIS FOR VARIOUS COMBINATIONS OF GRID MEASUREMENTS,“ CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021.
- [20] C. VertgeWall, C. Holscher, L. R. Böttcher, J. Bigalke und A. Ulbig, „Modeling and Application of Probabilistic Electrical Household Loads in Distribution Grid Simulations,“ International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2022.
- [21] Statistik Austria, „Photovoltaikanlagen in Österreich,“ [Online]. Available: https://www.statistik.at/atlas/?mapid=them_energie_klimafonds&layerid=layer1&sublayerid=sublayer0&languageid=0&bbox=912963,5754341,2087036,6345658,8. [Zugriff am 17 03 2022].
- [22] „Branchenradar - Klimasplitgeräte in Österreich 2022,“ [Online]. Available: <https://www.branchenradar.com/de/studien/energie-und-heizsysteme/klimasplitgeraete-in-oesterreich-2022/>. [Zugriff am 26 04 2022].
- [23] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Stromversorgungsvorordnung Art. 8a Intelligente Messsystem“.
- [24] FNN und VDE, „Netzintegration Elektromobilität,“ 2020.
- [25] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), „Werkvorschriften CH - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und elektrischen Energiespeicheranlagen an das Niederspannungsnetz,“ 2021.
- [26] PwC Österreich, „Studie zur Analyse der Kosten/Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering,“ Wien, 2010.
- [27] EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Energy, „Benchmarking smart metering deployment in the EU-28,“ EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Energy, Brüssel, Belgien, 2019.

[28] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Technische Anschlussbedingungen TAB 2019 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,“ 2019.