

BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2018

UNSERE ENERGIE ÖFFNET NEUE WEGE.



Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich

der E-Control

gemäß

§ 2 Abs 3 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)



E-CONTROL

Energie-Control Austria

für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

www.e-control.at

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

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

Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien

Tel.: +43 1 24 7 24-0

Fax: +43 1 24 7 24-900

E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Andreas Eigenbauer und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)

Vorstand E-Control

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes:

Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Vorwort

Der Bericht zur Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich wurde gemäß den Vorgaben der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung¹ des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend (nunmehr: Bundesminister für Nachhaltigkeit und Tourismus - BMNT) – (IME-VO) erstellt.

§ 2 Abs 1 IME-VO bestimmt diesbezüglich Folgendes:

„Die Netzbetreiber haben dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend sowie der E-Control die aktuellen Projektpläne über die Einführung von intelligenten Messgeräten sowie jeweils zum 31. März eines Kalenderjahres einen Bericht insbesondere über den Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern und zur Netzsituation in einer von der E-Control vorzugebenden Form zu übermitteln.“

Bezüglich den bei der Installation gemachten Erfahrungen hat die E-Control in diesem Jahr Stellungnahmen von weiteren Behörden, Interessensverbänden und Institutionen eingeholt, um für das zuständige Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus ein entsprechend breites Informationsspektrum für die strategische Begleitung der Einführung von intelligenten Messgeräten bereitzustellen. Auf Basis dieser Informationen kann eine weitere Abstimmung mit den zuständigen Fachressorts für Cyber-Sicherheit, Datenschutz, Digitalisierung, Konsumentenschutz sowie Telekommunikation und Funk erfolgen.

Der vorliegende Fortschrittsbericht über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich wurde auf Basis der erhobenen Daten des Berichtsjahres 2017 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage in diesem Zeitraum. Wir erachten die Smart Meter Einführung als essentiell, um die zukünftige Anforderungen an das Stromsystem bewältigen zu können. Eine rasche Ausrollung ist daher unabdingbar.

Für die gute Unterstützung und Zusammenarbeit im Zuge der Erstellung dieses Berichtes möchten wir uns bei allen Beteiligten herzlich bedanken.



DI Andreas Eigenbauer
Vorstand Energie-Control Austria



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand Energie-Control Austria

¹ § 2 Abs 1 und 3 IME-VO

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	7
2 RAHMENBEDINGUNGEN	10
2.1 EUROPÄISCHE RICHTLINIEN	10
2.1.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	10
2.1.2 Energieeffizienz-RL	10
2.2 EUROPÄISCHE STANDARDISIERUNGSINITIATIVE	11
2.3 NATIONALE GESETZESGRUNDLAGEN	12
2.3.1 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010	12
2.3.2 Bundes-Energieeffizienzgesetz	15
2.3.3 Verordnungen	15
2.3.3.1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)	16
2.3.3.2 Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011)	17
2.3.3.3 Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) und ihre Novelle 2013	18
2.3.3.4 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018	20
2.4 SONSTIGE MARKTREGELN	20
2.4.1 Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen	20
2.4.2 Kapitel 10 - Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings" Version 3.0	21
2.4.3 Kapitel 11 - Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten	22
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN NETZBETREIBERN	23
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	24
4.1 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIEN	24
4.2 ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE	34
4.3 ANZAHL DER BEREITS INSTALLIERTEN INTELLIGENTEN MESSGERÄTE	34
5 KOSTENENTWICKLUNG	37
6 ERFAHRUNGEN	40
6.1 E-CONTROL	40
6.1.1 Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011	40
6.1.2 Aufbau des Smart Meter-Systems, der Datenübertragung und der IT-Systeme	40
6.1.3 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien	42

6.1.4	Anpassungen der IT-Systeme	45
6.1.5	Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen	45
6.1.6	Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau.....	47
6.1.7	Analyse der Smart Meter Webauftritte ausgewählter österreichischer Stromnetzbetreiber	47
6.2	ERFAHRUNGEN WEITERER BEHÖRDEN, INTERESSENSVERBÄNDE UND INSTITUTIONEN.....	49
6.2.1	Arbeiterkammer	49
6.2.2	ARGE DATEN - Österreichische Gesellschaft für Datenschutz.....	50
6.2.3	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV).....	51
6.2.4	Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz.....	52
6.2.5	Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI).....	52
6.2.6	Österreichische Datenschutzbehörde (DSB)	53
6.2.7	Oesterreichs Energie (OE).....	53
6.2.8	Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)	56
6.2.9	Verein für Konsumenteninformation (VKI)	57
7	DATENSCHUTZ.....	58
7.1	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	58
7.2	BISHERIGE ERFAHRUNGEN	59
8	PREIS- UND VERBRAUCHSENTWICKLUNG BEI DEN ENDVERBRAUCHERN.....	60
8.1	KUNDENINFORMATION UND ENERGIEEFFIZIENZ.....	60
8.2	INFORMATIONSGEHALT UND VERFÜGBARKEIT DER DATEN GEMÄß DAVID-VO 2012.....	61
8.3	PREISENTWICKLUNG BEI HAUSHALTSKUNDEN	62
8.4	TARIFKALKULATOR DER E-CONTROL.....	63
9	NETZSITUATION.....	66
10	WEITERE VORGEHENSWEISE IM ZUSAMMENHANG MIT DEM SMART METER ROLL- OUT, AUSBLICK	67
11	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	69

Abkürzungsverzeichnis

Abs	Absatz
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMNT	Bundesminister für Nachhaltigkeit und Tourismus
bzw.	beziehungsweise
CDMA	Code Division Multiple Access
CRM-Systeme	Customer Relationship Management-Systeme
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung
DSF	Demand Side Flexibility
DSR	Demand Side Response
etc.	et cetera
GIS	Geographische Informationssysteme
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
iVm	in Verbindung mit
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
LAN	Local Area Network
LORA	Long Range (Wide Area)
MDM	Meter Data Management
PKI	Public-Key-Infrastruktur
RL	Richtlinie
TOU	Time- of- Use
u.a.	unter anderem/unter anderem
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
vgl.	vergleiche
z.B.	zum Beispiel
Z	Ziffer

1 Zusammenfassung

Gesetzliche Grundlagen

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit Erlassung der auf § 83 Abs 1 EIWOG 2010 basierenden Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFG; nunmehr: Bundesminister für Nachhaltigkeit und Tourismus - BMNT) der Startschuss für die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde Ende 2014 und Ende 2017 novelliert. Die Verordnung sieht vor, dass bis Ende 2022 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der festgeschriebene Einführungsplan sieht zudem eine stufenweise Umsetzung vor: Bis Ende 2015 war seit der Novelle 2014 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen und bis Ende 2020 sind 80 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Vor der IME-VO Novelle 2017 waren 70% bis Ende 2017 vorgesehen. Die gesamte Einführung wird auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG)², die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von intelligenten Messgeräten für mindestens 80 % aller Stromkunden bis Ende 2020 vorsieht, durchgeführt.

Die Netzbetreiber sind somit angehalten, ein leistungsfähiges Smart Metering Gesamtsystem zeitgerecht, wirtschaftlich und nachhaltig für die Kunden einzuführen. Um diesen Vorgang zu überwachen, hat der Gesetzgeber den Netzbetreibern umfangreiche Berichtspflichten gegenüber dem BMNT und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts verpflichtet.

Ergebnisse der Datenerhebungen

Die Ergebnisse der im Frühjahr 2018 bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage liegen nun in diesem Bericht aufbereitet vor. Dabei wurden die Daten wie im Vorjahr über ein webbasiertes Tool abgefragt. Damit wurde der Verwaltungsaufwand sowohl bei den meldepflichtigen Unternehmen als auch bei der Behörde erheblich reduziert

² RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG, ABI L 2009/211, 55.

Von den österreichweit von der Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben einige kleinere Netzbetreiber trotz entsprechenden Mahnungen bis zum Berichterstellungszeitpunkt keine Meldung für das Berichtsjahr 2017 abgegeben. Entsprechende Verfahren wurden eingeleitet.

Die im Jahr 2017 größten in Österreich in Ausführung befindlichen bzw. bereits durchgeführten Roll-Outs sind in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH sowie bei der LINZ STROM Netz GmbH, sowie in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch zu finden, wobei auch die Netz Burgenland GmbH im Jahr 2017 wiederum sehr aktiv war und bereits rund 51.000 Zähler installiert und weitere rund 151.000 Zähler bestellt hat.

Von den insgesamt rund 6.150.000 (Stand 2016: 6.100.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2017 **730.000** (Stand 2016: 519.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 11,9%** (Stand 2016: 8,5%).

Weitere Informationen zu den Detailbereichen der Abfrage insbesondere zur Erfüllung der Anforderungen aus den entsprechenden weiteren Verordnungen (IMA-VO 2011, DAVID-VO 2012) finden sich in den jeweiligen Kapiteln dieses Berichts.

Ausblick

Wie bereits im Jahr 2016 hat auch im Jahr 2017 die überwiegende Anzahl der betroffenen Netzbetreiber noch keinen größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern gestartet. Größere Roll-Outs waren vor allem bei jenen Netzbetreibern zu finden, bei denen bereits seit einigen Jahren verstärkt Aktivitäten rund um intelligente Messgeräte stattfinden. Auch an dieser Situation hat sich im Wesentlichen im Vergleich zum Vorjahr wenig geändert. Viele der Netzbetreiber haben die Vergabe bereits abgeschlossen, was als klares Bekenntnis für die Umsetzung eines nachhaltigen Systems gewertet werden kann. Bei diesen Projekten spiegelt sich durch den zuerst notwendigen Aufbau der Vorsysteme der Gesamt-Projektfortschritt aber nicht entsprechend in der Roll-Out Quote wider, da der Zählereinbau zumeist erst dann erfolgt, wenn die Implementierung dieser Vorsysteme abgeschlossen ist.

Teilweise wurden Projektumsetzungen jedoch einerseits durch technische Probleme bei den Pilotprojekten, andererseits durch Lieferengpässe bei den Zählerherstellern verzögert. Damit kommen auf die meisten Netzbetreiber in den kommenden Jahren aufgrund des vorgegebenen Zeitplans durchaus noch große Anstrengungen zu, um die geforderte Einführung von intelligenten Messgeräten zeitgerecht und für alle Kunden zufriedenstellend abwickeln zu können.

Die E-Control geht weiterhin davon aus, dass die noch nicht begonnenen Projekte als bald gestartet werden. Ein Großteil der gemeldeten und ausgewerteten Projektpläne zeigt allerdings bereits jetzt, dass der in der **IME-VO vorgegebene Zeitplan** von einigen **Netzbetreibern aus heutiger Sicht nicht eingehalten werden kann**:

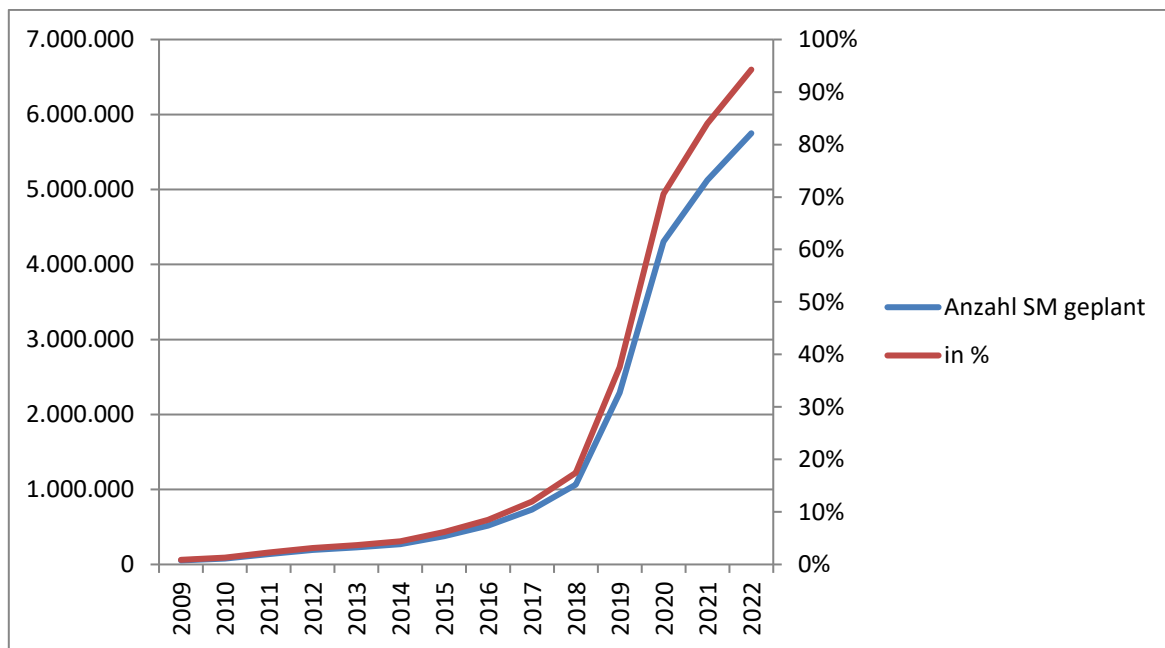


Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2017

Die Veränderung der diesjährigen Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten und die laufenden Verzögerungen lassen zudem darauf schließen, dass aus heutiger Sicht selbst die Erreichung der Roll-Out Quote **aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) von 80% bis 2020, welche nun auch in der IME-VO vorgesehen ist, für manche Netzbetreiber nicht mehr möglich sein wird.**

2 Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die vielfältigen Rahmenbedingungen, die die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich bestimmen.

2.1 Europäische Richtlinien

Die Einführung von intelligenten Messgeräten wird europaweit in erster Linie durch die europäische Gesetzgebung bestimmt und gefördert. Mehrere Richtlinienpakete haben in den letzten Jahren die Mitgliedstaaten der EU dazu verpflichtet, eine Einführung von intelligenten Messgeräten (Smart Meter) jedenfalls zu evaluieren und schlussendlich auch zu entscheiden.

2.1.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Gemäß der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG, ABI L 2009/211, 55) haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch welche die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.

Die Einführung kann dabei einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist. Aufgrund dieser Bewertung ist ein Zeitplan mit einem Planungsziel von zehn Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme zu erstellen. Bei positiver Bewertung der Einführung von intelligenten Messgeräten sind mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

2.1.2 Energieeffizienz-RL

Die Energieeffizienz-RL (RL 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der RL 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der RL 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABI L 2012/315, 1) bestätigt ebenfalls die in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) dargelegte Einführung und betont an mehreren Stellen die Notwendigkeit, dem Endkunden individuelle Zähler mit der Möglichkeit, den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerzuspiegeln, zur Verfügung zu stellen.

Hervorgehoben wird von der RL die Relevanz, dass die Verbrauchserfassungssysteme dem Endkunden Informationen über seine tatsächlichen Nutzungszeiten vermitteln. Außerdem ist zu gewährleisten, dass, falls die Endkunden dies wünschen, ihnen oder einem im Auftrag des Endkunden handelnden Dritten Messdaten in einem leicht verständlichen Format zur Verfügung gestellt werden. Zu beachten ist laut RL weiters, dass die Kunden über intelligente Zähler angemessen beraten und informiert werden.

Sämtliche Zielsetzungen dieser RL in diesem Zusammenhang wurden bereits in Österreich im Rahmen des Einführungsprozesses von intelligenten Messgeräten in sämtlichen rechtlichen Vorgaben berücksichtigt.

Die Europäische Kommission hat im Rahmen des Pakets „Clean Energy For All Europeans“ den Entwurf einer neuen ElektrizitätsbinnenmarktRL (COM[2016] 864 final, „ElektrizitätsbinnenmarktRL-Neufassung“) vorgelegt. Darin werden nun die Vorgaben für intelligente Verbrauchsmesssysteme zusammengefasst und ergänzt. Demnach hat jeder Endkunde grundsätzlich den Anspruch auf die Installation eines intelligenten Zählers.

2.2 Europäische Standardisierungsinitiative

Die Europäische Kommission hat im Jahr 2009 vor dem Hintergrund der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (2009/72/EG) einen Normungsauftrag, das Mandat M/441 für Smart Meter, an die europäischen Standardisierungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI erteilt.

Die europäischen Standardisierungsorganisationen haben sich aufgrund des Normungsauftrages dazu entschieden, die Smart Meters Co-ordination Group (SM-CG) zu gründen, um ihr Wissen innerhalb dieser Gruppe zu bündeln.

In der **ersten Phase** des Mandates sollte ein gemeinsamer Kommunikationsstandard definiert werden. In diesem Zusammenhang hat die SM-CG einen Technischen Bericht (Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen³) erstellt, welcher die funktionalen Einheiten und Schnittstellen spezifiziert, für welche die Kommunikationsstandards dann Anwendung finden können. Es soll damit die Entwicklung von Soft- und Hardwarearchitekturen sowie die Entwicklung der zugehörigen Standards unterstützt werden.

Die **zweite Phase** des Mandates M/441 konzentrierte sich auf die Entwicklung eines Europäischen Standards, der die Interoperabilität von Smart Meter für Strom, Gas, Wärme und Wasser in einer offenen

³<ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

Architektur gewährleisten können soll. Die zweite Phase wurde mit dem Zusammenfassungsbericht (Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate⁴) abgeschlossen.

In den Jahren 2013 und 2014 wurden folgende Berichte seitens der SM-CG erstellt:

- Privacy and Security approach – part I⁵
- Privacy and Security approach – part II⁶
- Privacy and Security approach – part III⁷

Der Normungsauftrag im Zusammenhang mit Mandat 441 ist somit seitens der SM-CG abgeschlossen, die SM-CG ist aber weiterhin bei der Entwicklung neuer und der Adaptierung bestehender Standards aktiv. So wurde beispielsweise das Dokument „Minimum Security Requirements for smart metering“⁸ herausgegeben und im Jahr 2015 zusätzlich ein Repository, welches die Mindestanforderungen an die Sicherheit der Smart Meter Systeme definiert, veröffentlicht⁹. Weitere Aktivitäten der SM-CG sind dem „Work Programme 2017“¹⁰ zu entnehmen.

2.3 Nationale Gesetzesgrundlagen

Die in den Rechtsakten der EU verankerten Grundlagen zur Einführung von intelligenten Messgeräten wurden in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I 110/2010, in nationales Recht umgesetzt und im Jahr 2013 durch eine Novelle des EIWOG 2010, BGBl I 174/2013, angepasst.

2.3.1 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010

Neben den Verordnungsermächtigungen in §§ 83 und 84 Abs 4 EIWOG 2010 (vgl. hierzu 2.3.2 Verordnungen) werden u.a. die (Informations-)Verpflichtungen von Netzbetreibern und Lieferanten für jene Endverbraucher geregelt, die mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 83 Abs 1 EIWOG 2010 auszustatten sind.

⁴ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CENCLCETSI_SMCG_end2012.pdf

⁵ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartI.pdf

⁶ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_Part_II.pdf

⁷ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartIII.pdf

⁸ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Sec0109.pdf

⁹ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Sec0093_DC_PartIVAnnex.xlsx

¹⁰ <ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/Workprogramme2017.pdf>

Netzbetreiber sind verpflichtet, beim jeweiligen Endverbraucher täglich dessen verbrauchsspezifische Zählerstände zu erfassen und insbesondere für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu speichern. Zusätzlich haben sie sämtliche Verbrauchsdaten spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät dem Endverbraucher im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen (vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.3.3).

In einem weiteren Schritt haben die Netzbetreiber monatlich die entsprechenden Messwerte an die jeweiligen Lieferanten zu übermitteln. Die Lieferanten sind in weiterer Folge dazu verpflichtet, innerhalb von einer Woche auf Basis dieser vom Netzbetreiber übermittelten Messwerte dem Endverbraucher eine Verbrauchs- und Stromkosteninformation auf elektronischem Wege kostenlos zu senden. Auf Wunsch kann der Endverbraucher diese Verbrauchsinformation auch kostenlos in Papierform erhalten.

Jene Regelungen, die intelligente Messgeräte betreffen, sind auf fünf verschiedene Regelungen wie folgt aufgeteilt:

- § 81a – Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte

Diese Regelung entspricht inhaltlich der ursprünglichen Regelung in § 84 Abs 2 EIWOG 2010. In Abs 2 besteht eine zusätzliche Regelung, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation über ihre Kosten zu übermitteln haben.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit für den Endverbraucher, die Informationen auch ablehnen zu können. Dies war in der ursprünglichen Regelung noch nicht enthalten.

- § 81b – Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte

Mit dieser Regelung werden die Informationsverpflichtungen für Kunden ohne intelligente Messgeräte jenen mit intelligenten Messgeräten stark angenähert, womit im Unterschied zur früheren Regelung auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wurde.

- § 83 – Intelligente Messgeräte

Zusätzlich zur IME-VO wurde im Vergleich zum ursprünglichen Gesetzestext auch die Verpflichtung der Netzbetreiber aufgenommen, über die Einführung von intelligenten Messgeräten und die damit verbundenen Rahmenbedingungen Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau zu informieren. Zudem ist die Regelung ergänzt, dass Netzbetreiber im Rahmen der durch die IME-VO bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen haben.

Weiters besteht eine gesetzliche Regelung, wie die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät zu konfigurieren und gegebenenfalls freizuschalten ist, um die datenschutz- und eichrechtlichen Rahmenbedingungen erfüllen zu können.

- § 84 – Messdaten von intelligenten Messgeräten

Durch § 84 EIWOG 2010 gibt es sehr detaillierte, umfassende Regelungen, unter welchen (datenschutzrechtlichen) Voraussetzungen welche Werte (Tageswert, Viertelstundenwerte) ausgelesen werden dürfen. Jedenfalls ausgelesen und via Web-Portal dem Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden muss ein täglicher Verbrauchswert; detaillierte Viertelstundenwerte sind abhängig von vertraglicher Vereinbarung bzw Zustimmung.

Die Bereitstellung im Web-Portal ist gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt. Zudem ist klargestellt, dass die Bereitstellung der Verbrauchswerte im Falle der Auflösung des Vertragsverhältnisses mit dem Netzbetreiber endet. Der Endverbraucher hat zudem die Möglichkeit, das Nutzerkonto im Web-Portal zu löschen bzw löschen zu lassen.

Die Möglichkeit, mittels einer unidirektionalen Kommunikationsschnittstelle die im Gerät erfassten Messdaten auszulesen, ist auch gesetzlich verankert.

- § 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten

In Bezug auf die Weiterleitung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten bestehen gesetzlich detaillierte Vorgaben, insbesondere was die Verwendung von Viertelstundenwerten betrifft. Zudem sind die Zwecke für die Verwendung dieser Daten taxativ in § 84a Abs 1 EIWOG 2010 festgelegt.

- § 16a - Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (Novelle des EIWOG 2010 im Rahmen der sog „Kleinen Ökostromnovelle“, BGBl I 108/2017)

Durch die EIWOG 2010-Novelle wird die Nutzung von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern vereinfacht. Die Zuordnung des produzierten Stroms erfolgt durch den Netzbetreiber pro Viertelstunde und ist durch den Energieverbrauch (ebenfalls auf Viertelstundenbasis) des teilnehmenden Berechtigten begrenzt. Basierend auf der Zuordnung werden die gemessenen Viertelstundenwerte am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Berechtigten um diesen Strom reduziert. Sollte nach Aufteilung des erzeugten Stroms eine Restmenge übrigbleiben, so gilt diese als in das öffentliche Netz eingespeist und wird der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zugeordnet. Smart Meter mit gemessenen Viertelstundenwerten sind somit die grundlegende

Basis für die Umsetzung der gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (vgl. § 16a Abs 6 EIWOG 2010).

2.3.2 Bundes-Energieeffizienzgesetz

Im Juni 2014 wurde das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG), BGBl I 72/2014, beschlossen, mit dem die Energieeffizienz-RL (RL 2012/27/EU) umgesetzt wird. Gemäß § 10 EEffG sind Energielieferanten verpflichtet, Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen, die zu einer Einsparung von 0,6 % ihrer jährlichen Abgabemenge führen. Sollte dieses Einsparziel nicht erreicht werden, müssen Ausgleichszahlungen von 20 Cent/kWh geleistet werden.

Im Jahr 2015 hat die Österreichische Energieagentur vom BMWFW den Zuschlag für den Aufbau und Betrieb der nationalen Energieeffizienz - Monitoringstelle erhalten. Diese ist Anlauf- und Informationsstelle für die nach EEffG verpflichteten Unternehmen, öffentlichen Stellen und Energiedienstleister.¹¹

Die E-Control hat gemäß § 21 Abs 2 EEffG die Aufgabe, die korrekte Höhe des Ausgleichsbetrags zu evaluieren. Der Ausgleichsbetrag soll sich an den durchschnittlichen Grenzkosten der erforderlichen Anreize, die zur Setzung von Energieeffizienzmaßnahmen nötig sind, orientieren.¹² Werden weniger als zwei Drittel der Maßnahmen direkt gesetzt, muss der Betrag erhöht werden.¹³ Das Gesetz sieht auch die Möglichkeit vor, mit Energieeffizienzmaßnahmen zu handeln. Dafür stehen verschiedene Handelsplattformen zur Verfügung.

2.3.3 Verordnungen

In den §§ 83 ff EIWOG 2010 sind die Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten verankert.

Hervorzuheben ist hierbei die Verordnungsermächtigung des BMWFJ (nunmehr: BMNT), mit welcher nach Durchführung einer Kosten/Nutzenanalyse die Einführung von intelligenten Messgeräten näher geregelt werden soll (vgl. IME-VO des BMWFJ, BGBl II 138/2012 idF BGBl II 383/2017) und zum anderen eine Verordnungsermächtigung der E-Control mit der jene Anforderungen näher zu bestimmen sind, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben und die gemäß § 59 EIWOG 2010

¹¹ www.monitoringstelle.at

¹² § 21 Abs 2 EEffG.

¹³ § 21 Abs 2 EEffG.

bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmungen in Ansatz zu bringen sind (vgl. IMA-VO 2011 der E-Control, BGBl II 339/2011).

Eine weitere Verordnungsermächtigung der E-Control hat insbesondere den Detaillierungsgrad sowie die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformation sowie das Datenformat zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Lieferanten näher zu regeln (vgl. DAVID-VO 2012 der E-Control, BGBl II 313/2012 idF BGBl II 468/2013).

2.3.3.1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)

Im Rahmen der Verordnungsermächtigung zur Festlegung der Bedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten wurde vom BMWFJ (nunmehr: BMNT) im April 2012 die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) kundgemacht. Diese sah vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der Einführungsplan sah ursprünglich eine stufenweise Umsetzung vor: Bis Ende 2015 waren 10 % und bis Ende 2017 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten (vgl. § 1 Abs 1 IME-VO idF BGBl II 138/2012). Ende 2014 wurde die erste Stufe insoweit geändert, als nunmehr keine Prozentquote zu erreichen ist, sondern bis Ende 2015 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen war (§ 1 Abs 1 Z 1 IME-VO idF BGBl II 323/2014). Mit der IME-VO Novelle 2017 wurden die zu erreichenden Ziele dahingehend geändert, dass bis Ende 2020 mindestens 80 % und bis Ende 2022 mindestens 95 % der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein müssen (§ 1 Abs 1 Z 2 und 3 IME-VO idF BGBl II 383/2017).

Mit dieser Novelle wurde ebenso festgelegt, dass der Netzbetreiber, ungeachtet des Projektplans, Endverbraucher auf Wunsch mit einem intelligenten Messgerät auszustatten hat. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, höchstens binnen sechs Monaten, zu erfolgen (§ 1 Abs 5 IME-VO). Weiters wurde normiert, dass der Netzbetreiber dem Wunsch zu entsprechen hat, wenn ein Endverbraucher die Messung mittels eines intelligenten Messgeräts ablehnt (§ 1 Abs 6 IME-VO). In weiterer Folge wurden die Funktionen des Messgeräts für diesen Fall festgelegt (s unten). Die Regelung sieht zudem vor, dass derart konfigurierte digitale Messgeräte auf die in der IME-VO festgelegten Zielverpflichtungen angerechnet werden, soweit sie die Anforderungen der IMA-VO 2011, bei entsprechender Aktivierung bzw. Programmierung, die auf Wunsch des Endverbrauchers umgehend vorzunehmen ist, erfüllen.

Zusätzlich zu den genannten Rahmenbedingungen sind in dieser Verordnung auch umfangreiche Berichts- und Monitoringpflichten für die Netzbetreiber bzw. die Regulierungsbehörde sowie eine notwendige Übergangsregelung für bereits im Einsatz befindliche intelligente Messgeräte enthalten. Diese ermöglicht es den betroffenen Netzbetreibern, bereits installierte Geräte weiterhin einzusetzen und in den prozentualen Zielvorgaben der IME-VO mitzuberechnen.

Im Rahmen der Berichtspflichten (§ 2 Abs 1 IME-VO) ist vorgegeben, dass die Netzbetreiber aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortschritt der Installation, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an das BMWFJ (nunmehr: BMNT) sowie die Regulierungsbehörde zu übermitteln haben.

Die Form dieser Berichtspflichten wird von der Regulierungsbehörde vorgegeben (§ 2 Abs 1 IME-VO). Die von den Netzbetreibern übermittelten Unterlagen sind dann die Grundlage für das von der Regulierungsbehörde zu erstellende jährliche Monitoring über den Fortschritt der Einführung (§ 2 Abs 3 IME-VO).

2.3.3.2 Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011)

Gemäß § 83 Abs 2 EIWOG 2010 ist die E-Control ermächtigt, Anforderungen an die intelligenten Messgeräte mit Verordnung festzulegen. Die Funktionsanforderungen sind in § 3 Z 1 bis 12 IMA-VO 2011 festgelegt.

Bei diesen Funktionsanforderungen handelt es sich jedoch nicht um technische Spezifikationen im klassischen Sinne, wie sie etwa für ein Lastenheft Verwendung finden, sondern um Funktionen, die allen österreichischen Stromkunden im Sinne des Marktmodells jedenfalls zur Verfügung stehen müssen.

Diese Anforderungen entsprechen im Wesentlichen auch jenen Anforderungen, welche die EU in ihrer Empfehlung (Empfehlung der Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme vom 9.3.2012)¹⁴ im Zusammenhang mit dem Roll-Out von intelligenten Messgeräten vorgegeben hat. Beispielsweise wurden dabei folgende Anforderungen genannt:

- Direkte Bereitstellung der Messwerte für den Kunden.
- Ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte, sodass die Informationen für das Erzielen von Energieeinsparungen genutzt werden können.
- Ermöglichung der Fernablesung der Zähler.
- Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals.
- Ermöglichung eines ausreichend häufigen Ablesens der Messwerte, damit die Informationen für die Netzplanung verwendet werden können.
- Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme.

¹⁴ 2012/148/EU: Commission Recommendation of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32012H0148>

- Ermöglichung der Fern-Ein-/Ausschaltung der Versorgung und/oder Lastflüsse oder der Strombegrenzung.
- Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation.
- Bereitstellung von Import-/Exportmessungen.

2.3.3.3 Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) und ihre Novelle 2013

Mit der zweiten Verordnungsermächtigung der E-Control gemäß § 81a Abs 4 EIWOG 2010 wird zum einen die Darstellung der Stromkosten- und Verbrauchsinformation sowie gemäß § 84 Abs 7 EIWOG 2010 die Darstellung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber im Web-Portal (Detaillierungsgrad und Form) festgelegt und zum anderen gemäß § 84 Abs 2 EIWOG 2010 jenes Datenformat bestimmt, mit dem die Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten übermittelt werden.

Das Datenformat, das der Einheitlichkeit der Form der Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Lieferant dienen soll, wurde im Marktregelprozess gemeinsam mit den Marktteilnehmern erarbeitet und steht auf der Website der E-Control zum Download¹⁵ zur Verfügung.

Was die Darstellung der Verbrauchsinformation betrifft, so wurde versucht, im Rahmen der Vorgaben in der Verordnung dem Netzbetreiber und dem Lieferanten noch einen gewissen gestalterischen Spielraum zu belassen, um eine möglichst umfassende Information der Endverbraucher mit allen technischen Möglichkeiten (Website, Apps etc.) zu gewährleisten.

Die täglich gemessenen Verbrauchswerte jener Endkunden, deren Verbrauch mit einem Smart Meter gemessen wird, sind monatlich vom Netzbetreiber an den Lieferanten in festgelegter Form zu übermitteln.

Anforderungen der DAVID-VO 2012 an Lieferanten

Der Lieferant muss dabei dem Endverbraucher eine monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation in **elektronischer Form** zur Verfügung stellen, beispielsweise per E-Mail (die zur Verfügungstellung auf einer Website ist somit beim Lieferanten nicht zwingend erforderlich, hingegen beim Netzbetreiber schon, siehe weiter unten). Auf Wunsch kann die Information auch per Post übermittelt werden. Diese Verbrauchs- und Stromkosteninformation muss gemäß § 6 DAVID-VO 2012 folgende Informationen enthalten:

¹⁵ <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Sonstige-Marktregeln-Kapitel-11-.zip/6b625463-7c06-40a4-b841-02eba6481d0e>

- Eine einfache und klare Darstellung des Verbrauches (in kWh) ist in Zahlenwerten sowie graphisch aufzubereiten.
- Die Informationen haben Vergleichswerte über definierte und vergleichbare Zeiträume (Wochen und/oder Monat und Jahr) zu beinhalten.
- Nach Möglichkeit sind Kennzahlen und repräsentative Vergleichswerte in die Informationen zu integrieren.
- Die schriftliche Verbrauchsinformation hat Hinweise zu beinhalten, wie der Endverbraucher seinen Stromverbrauch reduzieren kann. Weiters hat die Verbrauchsinformation einen Hinweis zu enthalten, an welche Energieberatungsstellen sich der Endverbraucher bei Fragen zu seinem Stromverbrauch und Einsparmöglichkeiten wenden kann. Es sind mindestens zwei Energieberatungsstellen diskriminierungsfrei anzuführen.
- Außerdem hat sie eine einfache und klare Information über die Stromkosten inklusive Steuern und Abgaben zu enthalten.

Anforderungen der DAVID-VO 2012 an Netzbetreiber

Der Netzbetreiber hat die Verbrauchsdaten im **Unterschied zum Lieferanten im Internet** mittels einer **Website** darzustellen. Die Daten- und Information sind für den Endverbraucher bzw. die Übermittlung an einen vom Endverbraucher bevollmächtigten Dritten in speicher- und druckbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitzustellen. Die folgenden Mindestanforderungen sind u.a. in § 3 DAVID-VO 2012 für die **Website** festgelegt:

- Die Website hat jedem einzelnen Endverbraucher von elektrischer Energie zur Verfügung zu stehen.
- Die Website ist neutral zu gestalten. Es darf keinen wie auch immer gearteten Zusammenhang mit dem Lieferanten des Endverbrauchers geben.
- Die Zugriffsrechte müssen den datenschutzrechtlichen Bestimmungen entsprechen.

Die Website hat zudem Hinweise zu beinhalten, wie der Endverbraucher seinen Stromverbrauch reduzieren kann. Weiters hat die Website Hinweise hinsichtlich Energieberatungsmöglichkeiten zu enthalten, wohin sich der Verbraucher bei Fragen zu seinem Stromverbrauch und Einsparmöglichkeiten wenden kann. Es sind mindestens zwei Energieberatungsstellen diskriminierungsfrei anzuführen bzw ist auf die entsprechende Seite der E-Control zu verweisen.

2.3.3.4 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018

Zusätzlich zu den für die Einführung von intelligenten Messgeräten genannten drei Verordnungsermächtigungen sei an dieser Stelle auch die Ausweitung der Systemnutzungsentgelte um ein Netznutzungsentgelt für Regelreserve auf Netzebene 7 genannt, deren Verrechnung nur auf Basis von gemessenen Viertelstundenwerten möglich ist – vgl. dazu § 5 Abs 1 Z 9 SNE-V 2018.

2.4 Sonstige Marktregeln

2.4.1 Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen

Die unterschiedlichen Zählerkonfigurationen gemäß der Definition in § 7 Abs 1 Z 31 iVm § 83 Abs 2 EIWOG 2010 wurden in den Sonstigen Marktregeln Strom, Kapitel 1, Begriffsbestimmungen klargestellt. Dabei sind zwei verschiedene Zählerkonfigurationen vorgesehen:

1) Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration (IMS)

Ein intelligentes Messgerät, bei dem täglich ein Zählerstand übertragen wird, da der Kunde keine Zustimmung zur Übertragung von Viertelstundenwerten erteilt hat; in dieser Konfiguration wird lediglich einmal täglich ein Zählerstand übertragen. Die Viertelstundenwerte werden zwar im Gerät selbst gespeichert, werden aber grundsätzlich nicht übertragen. Dies hat den Grund, dass diese Werte z.B. auch über die Kundenschnittstelle direkt an den Kunden ausgegeben werden können.

2) Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (IME, „Opt-in“)

Ein intelligentes Messgerät, bei dem Viertelstundenwerte übertragen werden, da der Kunde seine ausdrückliche Zustimmung zur Übertragung dieser Werte erteilt hat oder dies zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag erforderlich ist; wenn der Kunde z.B. bereits zeitabhängige Tarife mit seinem Lieferanten vereinbart hat, wird diese Zählerkonfiguration notwendig sein, bzw. wenn der Kunde sein genaues Lastprofil beispielsweise im Web-Portal beobachten möchte, um sein Verbrauchsverhalten zu ändern.

Die Begriffsbestimmungen wurden zur Klarstellung eingeführt, damit für die jeweiligen Marktteilnehmer aber auch im Besonderen für die Kunden transparent dargelegt ist, welche Arten von Messgeräten mit welchen Funktionen für den Tausch der konventionellen Zähler in Frage kommen.

Als ein weiterer elektronischer Zähler war bisher der sog *Digitale Standardzähler* (DSZ, vgl. SoMa Strom – Kapitel 1 Begriffsbestimmungen) definiert. Dabei handelte es sich um ein elektronisches Messgerät,

das keine Viertelstundenwerte speichert und über keine Abschaltfunktion bzw. Leistungsbegrenzungsfunktion verfügt und daher kein intelligentes Messgerät ist. Eine Auslesung des aktuellen Zählerstandes findet etwa zur Verbrauchsabgrenzung bei der Jahresrechnung, einem Lieferantenwechsel oder bei Tarif- oder Preisänderungen statt. Diese Begriffsbestimmung wurde jedoch gestrichen, weil die Zählerkonfiguration im Falle der Ablehnung eines intelligenten Messgeräts durch die IME-VO Novelle 2017 (BGBl II 383/2017) in § 1 Abs 6 IME-VO festgelegt wurde.

Dort ist nunmehr festgelegt, dass der Netzbetreiber dem Opt-Out-Wunsch zu entsprechen hat. Weiters wird Folgendes normiert: *„Der Netzbetreiber hat in diesem Fall einzubauende oder bereits eingebaute intelligente Messgeräte derart zu konfigurieren, dass keine Monats-, Tages- und Viertelstundenwerte gespeichert und übertragen werden und die Abschaltfunktion sowie Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert sind, wobei die jeweilige Konfiguration der Funktionen für den Endverbraucher am Messgerät ersichtlich sein muss. Eine Auslesung und Übertragung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes und, soweit das Messgerät technisch dazu in der Lage ist, der höchsten einviertelstündlichen Durchschnittsbelastung (Leistung) innerhalb eines Kalenderjahres muss möglich sein.“*

2.4.2 Kapitel 10 - Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings" Version 3.0

Änderungen in Kapitel 10 der sonstigen Marktregeln ermöglichen bei Vorhandensein intelligenter Messgeräte ab 1.2.2018 das Clearing auf Basis von Viertelstundenwerten und ab 1.2.2019 das Clearing auf Basis von Tageswerten. Von den Netzbetreibern werden laufend immer mehr intelligente Messgeräte installiert. Lieferanten soll daher die Möglichkeit eröffnet werden, je nach installiertem Zählertyp auf Basis von z.B. Viertelstunden-, Tages- oder Monatsmesswerten gecleart zu werden. Diese Änderung ermöglicht den Lieferanten neue und innovative Produkte anzubieten, angepasst an das individuelle Verbraucherverhalten und die jeweilige Preissituation am Großhandelsmarkt. Durch diese Maßnahme wird aufgrund der wesentlichen Ausweitung der Möglichkeiten der Endkunden ein Anreiz zur Verwendung intelligenter Messgeräte gesetzt und die Weiterentwicklung des Bilanzgruppensystems ermöglicht. Damit werden die von der EU¹⁶ gesetzten Ziele einer Ausrollung von Smart Metern, einer vollen Beteiligung der Endverbraucher am Strommarkt und eines Anreizes für Verbrauchssteuerung erfüllt.

¹⁶ COM (2015) 80 siehe auch unter:
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>

2.4.3 Kapitel 11 - Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten

Die täglich erhobenen Verbrauchsdaten jener Endverbraucher, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgerätes gemessen wird, sind gemäß EIWOG 2010 bzw. DAVID-VO 2012 monatlich vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermitteln. Die Daten sind dabei in einem einheitlichen, standardisierten Format zu schicken.

Um schneller und flexibler auf möglicherweise notwendige Anpassungen reagieren zu können, hat sich die E-Control dazu entschlossen, dieses Datenformat im Rahmen der „Governance“ auf www.eutilities.at durch eine Technische Dokumentation zu regeln. Daher wurde das Kapitel 11 am 15.5.2018 aufgehoben. Diese Technische Dokumentation beschreibt das zur Anwendung kommende standardisierte Datenformat sowie die grundsätzlichen Regeln zur Übertragung dieser Daten zwischen Netzbetreiber und Lieferant (insbesondere die sogenannten „customer processes“). Alle Informationen dazu können auf der Webseite der E-Control bzw. www.eutilities.at abgerufen werden.¹⁷ Somit ist nunmehr seit 1.1.2017 das Kapitel 5 sowie seit 15.5.2018 das Kapitel 11 auf www.eutilities.at für eine transparente, diskriminierungsfreie Erstellung und Änderung der jeweiligen Regeln zum Nutzen aller Beteiligten in Kraft.

¹⁷ www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom

3 Erhebung der Daten bei den Netzbetreibern

Gemäß § 2 Abs 1 IME-VO gibt die Regulierungsbehörde die Form des Berichts, welcher von den Netzbetreibern bis zum 31. März jedes Kalenderjahres an das BMNT sowie die Regulierungsbehörde übermittelt werden muss, vor.

Die Abfrage der Daten bei den Netzbetreibern wurde von der E-Control entsprechend der IME-VO durchgeführt.

Folgende Informationen wurden gemäß § 2 Abs 1 IME-VO erhoben:

- Anzahl 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
- Kosten (ausschließlich bezogen auf intelligente Messgeräte)
- Datenschutz
- Netzsituation, Energieeffizienz und Verbrauchsentwicklung
- Kundeninformation gemäß DAVID-VO 2012

Anfang des Jahres 2018 wurde die Online-Erhebung bei allen österreichischen Netzbetreibern durchgeführt, diese war bis 31.3.2018 abzuschließen. Im Zuge des Erhebungsprozesses ist es teilweise zu mehrmaligen Mahnungen und Nachforderung von Detaildaten gekommen. Dies hat maßgeblich zur Verzögerung der Veröffentlichung des gegenständlichen Berichts beigetragen.

Die Ergebnisse der Erhebung werden in den nachfolgenden Kapiteln im Detail dargestellt.

4 Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten

4.1 Projektpläne und Einführungsszenarien

Die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien wurden wie bereits in den Vorjahren bei den einzelnen Netzbetreibern abgefragt und für eine österreichweite Einführung ausgewertet. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die ohnehin rechtlich durch die IME-VO vorgegeben Eckpunkte (siehe Kapitel 2.3.3.1 oben). Der in dieser Verordnung vorgegebene Stufenplan bis 2022 bildet dabei den Rahmen, in dem die einzelnen Netzbetreiber ihre konkreten Projekte umzusetzen haben.

Die österreichweite Aggregation der einzelnen prognostizierten Einführungspläne zeigt allerdings ein von den **Vorgaben der IME-VO abweichendes Bild**. In den diesjährig gemeldeten Daten ist eine wesentliche Veränderung der Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten hin festzustellen. Während in den im Jahr 2015 erstellten Prognosen für Ende 2019 noch rund 4,2 Mio Smart Meter gemeldet wurden, sind im Jahr 2016 für Ende 2019 nur mehr rund 3,3 Mio Smart Meter prognostiziert worden und in der aktuellen Abfrage für das Jahr 2017 wurde diese Zahl nochmals auf 2,3 Mio Smart Meter nach unten hin korrigiert. Zur besseren Übersicht wurden die Prognosen der Jahre 2015, 2016 und 2017 in der nachfolgenden Grafik gegenübergestellt:

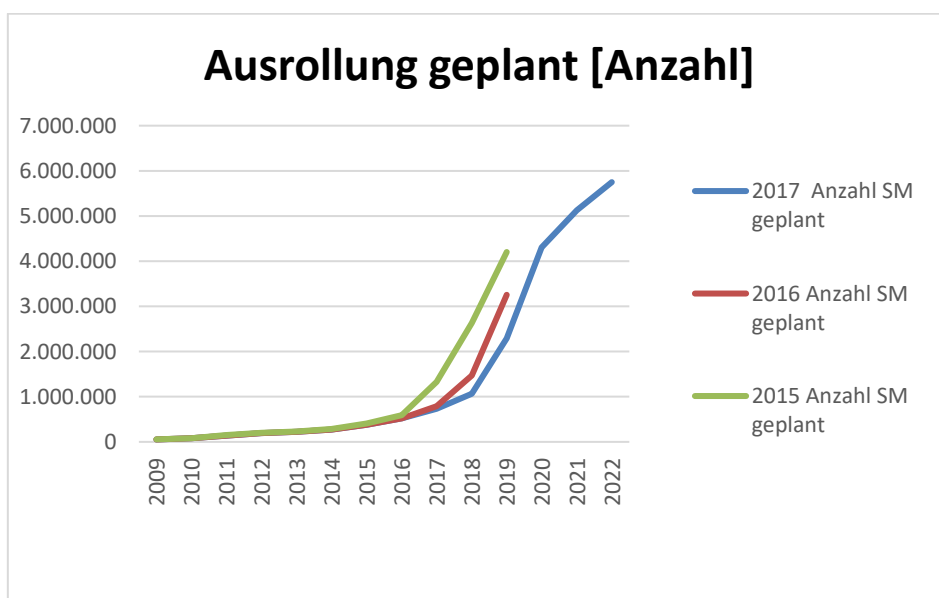


Abbildung 2: Gegenüberstellung Ausrollung Anzahl Zähler kumuliert, Meldungen 2015 und 2016 im Vergleich zur Meldung 2017

Die von den Netzbetreibern nach unten revidierten Erwartungen hinsichtlich des Ausrollungsgrades der Smart Meter führt dazu, dass ein Ausrollungsgrad von **zumindest 80% mit Ende 2020 nicht** erreicht werden kann.

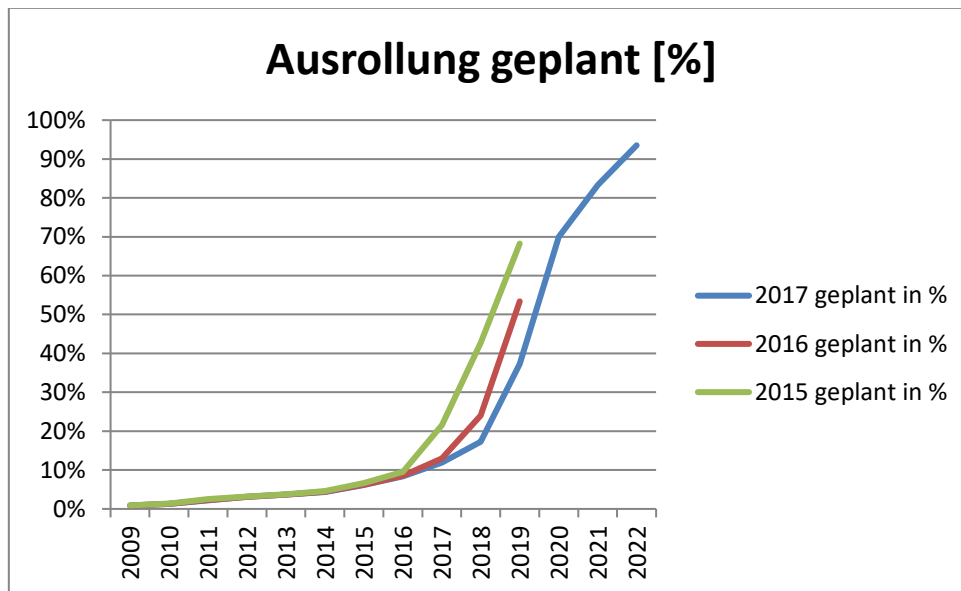


Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausrollung Prozent Zähler kumuliert, Meldungen 2015 und 2016 im Vergleich zur Meldung 2017

Gemäß den Projektplänen der Netzbetreiber wurden von 2019 bis 2022 sehr hohe jährliche Ausrollungsraten angegeben, siehe dazu die nachfolgende Grafik:

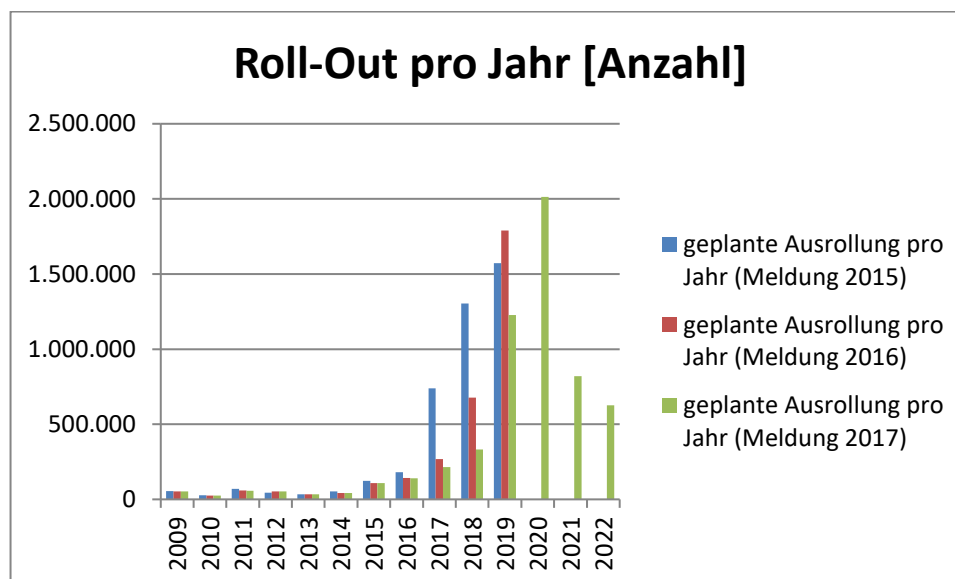


Abbildung 4: Gegenüberstellung Ausrollungsrate pro Jahr Meldung 2015 und 2016 im Vergleich zur Meldung 2017

In obiger Grafik repräsentieren die blauen bzw. roten Balken die Anzahl der geplante Ausrollung pro Jahr gemäß der Datenmeldung aus dem Jahr 2015 bzw. dem Jahr 2016, die grünen Balken stellen hingegen die geplante Anzahl der Ausrollung pro Jahr gemäß der Datenmeldung für 2017 dar. Vergleicht man die jeweiligen Balken pro Jahr ist zusammenfassend festzustellen: Die Ausrollungsgrade in den Prognosen wurden einerseits in spätere Jahre verschoben, andererseits auch in ihrer Höhe angepasst.

Aus heutiger Sicht und mit den bisher gemachten Erfahrungen im Zusammenhang mit Verzögerungen bei den betreffenden Umstellungsprojekten scheint die Umsetzung dieses Szenarios nach wie vor sehr ambitioniert zu sein und trotz Anpassung der Vorgaben der IME-VO wird diesen insgesamt nicht entsprochen.

Da in den bisherigen Auswertungen lediglich Bezug auf den österreichweiten Umsetzungsstand bezüglich der Smart Meter Einführung eingegangen wurde, werden an dieser Stelle die unterschiedlichen Roll-Out Grade in den einzelnen Netzbereichen dargestellt. **Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang, dass die Ausrollungsquoten in der IME-VO je Netzbetreiber gelten.** Während in einzelnen Netzbereichen das Projekt der Smart Meter Einführung schon sehr weit fortgeschritten ist, haben andere Netzbereiche noch erheblichen Aufholbedarf. Die gemeldeten Projektpläne, bezogen auf die einzelnen Netzbereiche, stellen sich im Vergleich der Jahre 2016 und 2017 wie folgt dar:

Jahr	Netzbereich	Plan 2009	Plan 2010	Plan 2011	Plan 2012	Plan 2013	Plan 2014	Plan 2015	Plan 2016	Plan 2017	Plan 2018	Plan 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Gesamtanzahl
2017	Gesamt	1%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	8%	12%	17%	37%	70%	83%	94%	6.148.094
2016	Gesamt	1%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	9%	13%	24%	53%	k/A	k/A	k/A	6.099.258
2017	Burgenland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	24%	48%	72%	96%	96%	97%	212.714
2016	Burgenland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	24%	52%	94%	k/A	k/A	k/A	210.640
2017	Graz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	62%	85%	95%	188.797
2016	Graz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	44%	k/A	k/A	k/A	187.214
2017	Innsbruck	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	32%	79%	89%	98%	128.817
2016	Innsbruck	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	5%	41%	k/A	k/A	k/A	128.803
2017	Kärnten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	24%	54%	85%	94%	101%	302.513
2016	Kärnten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	37%	61%	k/A	k/A	k/A	302.641
2017	Klagenfurt	0%	0%	0%	0%	2%	3%	5%	11%	21%	40%	58%	77%	87%	91%	85.435
2016	Klagenfurt	0%	0%	0%	0%	2%	3%	6%	14%	28%	45%	61%	k/A	k/A	k/A	84.761
2017	Kleinwalsertal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	38%	100%	100%	100%	100%	100%	3.700
2016	Kleinwalsertal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	39%	93%	93%	k/A	k/A	k/A	3.858
2017	Linz	12%	18%	23%	29%	33%	40%	46%	51%	57%	62%	71%	80%	88%	95%	302.657
2016	Linz	12%	18%	24%	29%	33%	40%	46%	51%	57%	65%	75%	k/A	k/A	k/A	300.206
2017	Niederösterreich	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	14%	36%	58%	850.462
2016	Niederösterreich	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	28%	54%	k/A	k/A	k/A	846.382
2017	Oberösterreich	2%	2%	8%	13%	15%	17%	29%	42%	59%	79%	101%	102%	102%	102%	729.522
2016	Oberösterreich	2%	2%	8%	13%	15%	17%	29%	42%	60%	80%	100%	k/A	k/A	k/A	728.652
2017	Salzburg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	29%	79%	94%	99%	443.560
2016	Salzburg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	46%	k/A	k/A	k/A	434.344
2017	Steiermark	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	14%	46%	76%	94%	753.720
2016	Steiermark	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	6%	34%	k/A	k/A	k/A	750.084
2017	Tirol	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	7%	39%	79%	92%	98%	353.570
2016	Tirol	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	16%	54%	k/A	k/A	k/A	349.089
2017	Vorarlberg	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%	11%	40%	81%	89%	97%	229.419
2016	Vorarlberg	3%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	8%	9%	14%	49%	k/A	k/A	k/A	226.404
2017	Wien	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	25%	82%	92%	102%	1.563.208
2016	Wien	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	34%	k/A	k/A	k/A	1.546.180

Abbildung 5: Netzbereiche, Anzahl Smart Meter, vgl. Planwerte Ausrollungsgrade, 2016
im Vergleich zur Meldung 2017

Im Zuge des angestellten Vergleichs werden ausgewählte Netzbetreiber wie folgt dargestellt:

- Netz Oberösterreich GmbH
- LINZ STROM Netz GmbH
- Netz Burgenland GmbH
- Stadtwerke Feldkirch
- wüsterstrom E-Werk GmbH

Die Netz Oberösterreich GmbH hat dabei österreichweit mit Ende 2017 rund 422.000 (2016: 305.000; 2015: 280.000) installierten Zählern eindeutig das derzeit größte Projekt. In diesem Netzgebiet werden voraussichtlich mit Ende 2018 bereits rund 85 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein. Die restlichen Stufen des nunmehr aktualisierten Stufenplans bis 2022 werden von der Netz Oberösterreich GmbH voraussichtlich auch in diesem Zeitrahmen umgesetzt werden, wobei die mengenmäßig größten Umstellungen mit rund 117.000 Zählern in den Jahren 2017 und 2018 festzustellen sind (2016: 97.000 Zähler; 2019: 111.000 Zähler).

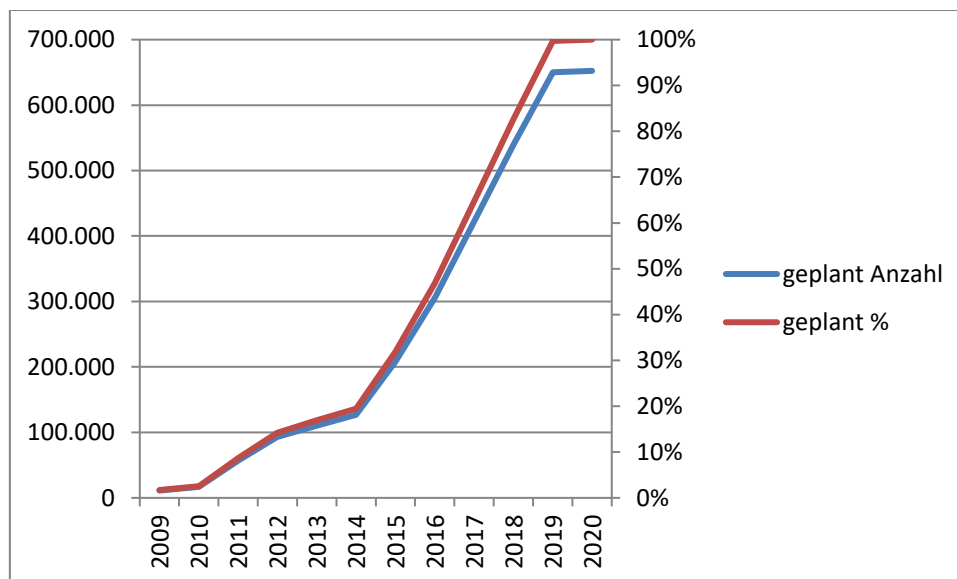


Abbildung 6: Netz Oberösterreich GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte,
Stand Dezember 2017

Bei der LINZ STROM Netz GmbH zeigt der Einführungsplan ein stetiges Wachstum. Demnach sollen in diesem Netzgebiet 2018 rund 66 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein, das würde rund 188.000 Zählern entsprechen. 2019 bis 2022 sollen dann noch zusätzliche Tranchen mit jeweils knapp über 20.000 Zählern folgen, um dann die Endausbaustufe mit rund 273.000 Zählern zu erreichen.

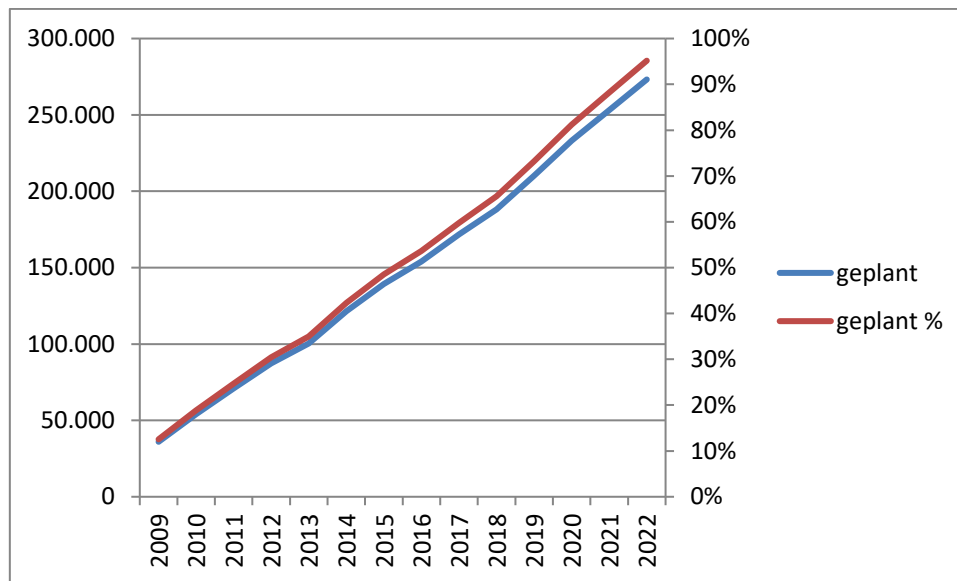


Abbildung 7: LINZ STROM Netz GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2017

Die Stadtwerke Feldkirch planen schon seit Inkrafttreten der IME-VO eine rasche Ausstattung all ihrer Kunden mit Smart Metern. Die Stadtwerke Feldkirch dürften der erste Netzbetreiber in dieser Größe österreichweit sein, der dieses Ziel bereits Ende 2018 erreichen könnte. Da bis Ende 2017 bereits rund 97% (2016: 90%) der Zähler umgestellt wurden, ist die Erreichung der **Vorgaben der IME-VO** (80% bis Ende 2020, bzw. 95% bis Ende 2022) **bereits per Ende 2018 vollständig erreicht**.

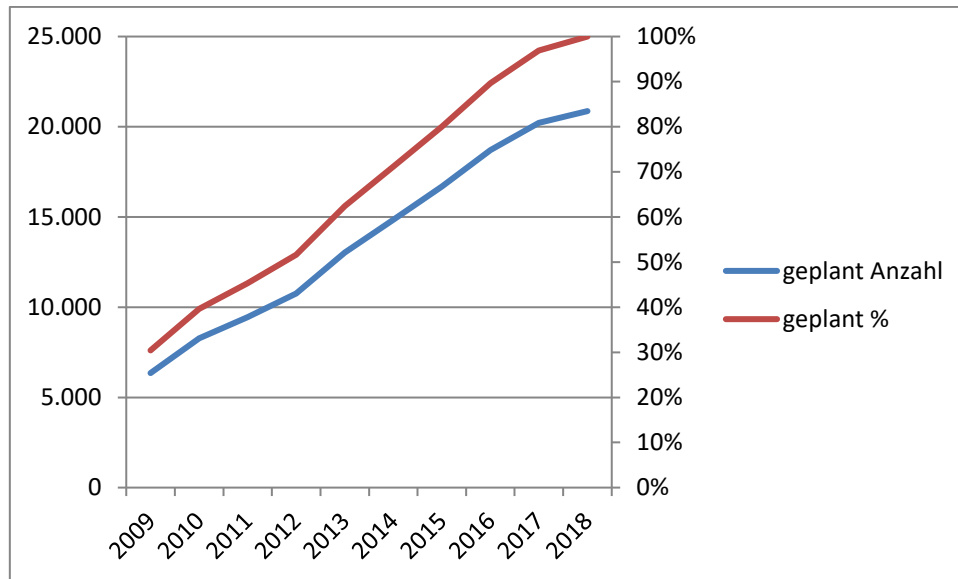


Abbildung 8: Stadtwerke Feldkirch, Anzahl Smart Meter, Planwerte,
Stand Dezember 2017

Bei der Netz Burgenland GmbH zeigt der Einführungsplan ein Szenario, welches auf eine sehr rasche Einführungsphase schließen lässt. Demnach waren in diesem Netzgebiet von den insgesamt rund 209.000 umzustellenden Zählpunkten bereits im Jahr 2017 rund 24% aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, was rund 51.000 Zählern entspricht. 2018 bis 2020 sollen dann noch weitere Tranchen mit jeweils 50.000 Zählern folgen. Mit Ende 2020 wären dann rund 202.000 Smart Meter installiert, womit rund 95% Roll-Out Quote erreicht wären. Damit wäre die **Vorgaben der IME-VO** (80% bis Ende 2020, bzw. 95% bis Ende 2022) **bereits per Ende 2020 vollständig erreicht**.

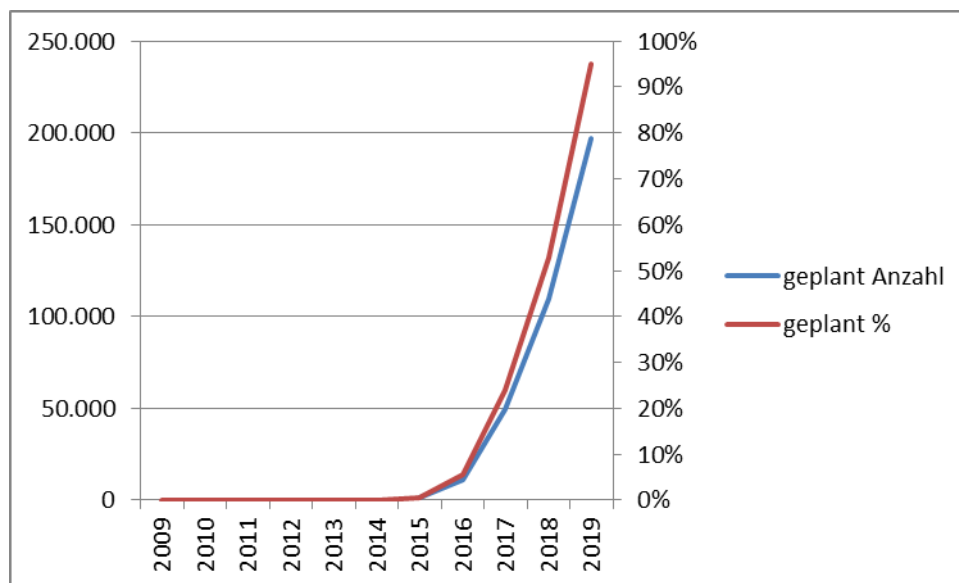


Abbildung 9: Netz Burgenland GmbH, geplante Entwicklung Anzahl Smart Meter, Stand Dezember 2017

Die wüsterstrom E-Werk GmbH, vormals E-Werk Wüster KG, hat in den Jahren 2014 bis 2016 rund 3.650 Smart Meter und 73 digitale Stromzähler (Opt-Out-Kunden) ausgerollt. Etwa die Hälfte der verbauten Zähler sind GPRS-Zähler mit eingebauter SIM-Karte und direkter Datenübertragung zum MDM, die restlichen Zähler sind MESH-Zähler (Funkzähler) mit Datenübertragung zu einem Datenkonzentrator. Dieser ist wieder mit einem GPRS-Modul ausgerüstet und sendet die Daten direkt zum MDM. Die wüsterstrom E-Werk GmbH hat somit selbst als eher kleinerer Netzbetreiber den Roll-Out durch Wahl der entsprechenden Technologien und Systempartner innerhalb einer sehr kurzen Zeitspanne bewältigen können.

Die Auswertung der von den Netzbetreibern übermittelten Projektpläne, sortiert nach dem Roll out Plan bis 2020, ist in Abbildung 10 dargestellt. Damit wird sichtbar, welche Unternehmen mit Ende 2020 die 80 % Roll-out gemäß IME-VO erreichen werden:

	Netzbetreiber	Roll-Out Plan bis 2020	Umzustellende Zählpunkte	Status
1	Netz Oberösterreich GmbH	100%	635.794	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
2	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	100%	6	FIRST_TRY
3	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	100%	269	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
4	Bad Gleichenberger Energie GmbH	100%	2.611	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
5	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	100%	2.341	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
6	Elektrowerk Assling reg. Gen.m.b.H.	100%	815	TENDER_COMPLETE
7	Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.	100%	3.700	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
8	EVU Gerald Mathe e.U.	100%	314	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
9	E-Werk Dietrichschlag	100%	64	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
10	E-Werk Rankleiten	100%	207	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
11	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KG	100%	72	FIRST_TRY
12	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	100%	1.655	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
13	Forstverwaltung Seehof GmbH	100%	32	FIRST_TRY
14	Gemeinde Opponitz	100%	427	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
15	Heinrich Polsterer GmbH u. CoKG	100%	72	TENDER_COMPLETE
16	Joh. Pengg Holding Ges.m.b.H	100%	18	PLANNING
17	KARLSTROM e.U.	100%	1.063	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
18	Kneidinger 1880 GmbH	100%	151	ROLL_OUT_COMPLETE
19	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf reg.Gen.m.b.H.	100%	5.348	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
20	Revertera'sche Gutsverwaltung und E-Werksleitung	100%	473	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
21	Stadtwerke Feldkirch	100%	20.867	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
22	Wels Strom GmbH	100%	53.902	TENDER_COMPLETE
23	wüsterstrom E-Werk GmbH	100%	3.599	ROLL_OUT_COMPLETE
24	Ludwig Polsterer Vereinigte Walzmühlen Ges.m.b.H	100%	701	ROLL_OUT_COMPLETE
25	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal reg. Gen.m.b.H.	99%	348	ROLL_OUT_COMPLETE
26	Energieversorgungs GmbH	97%	180	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
27	Netz Burgenland GmbH	97%	208.892	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
28	Elektrizitätswerk August Lechner Kommanditgesellschaft	95%	494	PLANNING
29	Energie Ried GmbH	95%	25.400	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
30	EWA Energie- und W. der Gemeinde St. Anton GmbH	92%	2.331	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
31	K.u.F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG	90%	3.081	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
32	Stadtwerke Amstetten	87%	11.375	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
33	E-Werk Sigl GmbH & Co. KG	87%	1.149	TENDER_COMPLETE
34	E-Werk Stubenberg reg.Gen.m.b.H.	87%	979	PLANNING
35	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	87%	15.374	TENDER_COMPLETE
36	Montafonerbahn AG	86%	6.979	TENDER_COMPLETE
37	E-Werk Stadler	85%	1.536	TENDER_COMPLETE
38	KNG-Kärnten Netz GmbH	85%	302.438	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
39	Lichtgenossenschaft Neukirchen reg. Gen. m. b. H.	85%	1.178	TENDER_COMPLETE
40	Gemeinde Schattwald	82%	1.578	TENDER_COMPLETE
41	Wiener Netze GmbH	82%	1.563.208	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
42	Elektrogenossenschaft Weerberg reg.Gen.m.b.H.	82%	981	TENDER_COMPLETE

	Netzbetreiber	Roll-Out Plan bis 2020	Umzustellende Zählpunkte	Status
43	LINZ NETZ GmbH	81%	287.081	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
44	Kommunalbetriebe Rinn GmbH	81%	985	TENDER_COMPLETE
45	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	81%	3.335	TENDER_COMPLETE
46	Stadtwerke Wörgl Ges.m.b.H.	81%	9.702	TENDER_COMPLETE
47	EVU der Marktgemeinde Eibiswald	81%	1.440	PLANNING
48	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	81%	19.268	TENDER_COMPLETE
49	Stadtwerke Imst	81%	7.007	TENDER_COMPLETE
50	Stadtwerke Fürstenfeld Gesellschaft m.b.H.	80%	6.967	TENDER_COMPLETE
51	Stadtwerke Kufstein Gesellschaft m.b.H	80%	16.419	TENDER_COMPLETE
52	Kommunalbetriebe Hopfgarten Ges.m.b.H.	80%	3.418	TENDER_COMPLETE
53	Wasserkraft Sölden eGen	80%	91	TENDER_COMPLETE
54	Salzburg Netz GmbH	80%	436.568	TENDER_COMPLETE
55	Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten	80%	493	TENDER_COMPLETE
56	Elektrizitätswerke Frastanz GmbH	80%	4.552	TENDER_COMPLETE
57	Stadtwerke Kitzbühel	80%	9.165	TENDER_COMPLETE
58	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	80%	2.782	TENDER_COMPLETE
59	Elektrizitätswerk Prantl GmbH & Co KG	80%	3.382	TENDER_COMPLETE
60	Stadtwerke Schwaz GmbH	80%	14.751	TENDER_COMPLETE
61	Elektrizitätswerk Kematen	80%	1.750	TENDER_COMPLETE
62	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	80%	28.800	TENDER_COMPLETE
63	Klausbauer Holzindustrie Ges.m.b.H. & Co. KG	80%	100	TENDER_COMPLETE
64	Elektrizitätswerke Reutte AG	80%	17.593	PILOT
65	Elektrizitätswerk d Stadtgemeinde Kindberg	80%	14.050	TENDER_COMPLETE
66	E-Werk Schwaighofer GmbH	80%	844	TENDER_COMPLETE
67	Kraftwerk Haim KG	80%	7.817	TENDER_COMPLETE
68	E-Werk Gleinstätten GmbH	80%	1.113	PLANNING
69	Stadtwerke Voitsberg GmbH	79%	11.078	TENDER_COMPLETE
70	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	79%	232.297	TENDER_COMPLETE
71	Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	79%	128.817	TENDER_COMPLETE
72	Vorarlberger Energienetze GmbH	79%	197.010	TENDER_COMPLETE
73	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	79%	3.948	TENDER_COMPLETE
74	Stadtwerke Hall in Tirol Ges.m.b.H.	78%	19.729	TENDER_COMPLETE
75	Feistritzwerke-STEWEAG-GmbH	78%	52.766	TENDER_COMPLETE
76	Max Hechenblaikner	77%	511	PLANNING
77	Energie Klagenfurt GmbH	77%	85.435	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
78	Elektrizitätswerk Clam	77%	980	TENDER_COMPLETE
79	Marktgemeinde Neumarkt Versorgungsbetr..m.b.H.	76%	3.377	TENDER_COMPLETE
80	EVU der Stadtgemeinde Mureck	74%	1.754	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
81	Marktgemeinde Niklasdorf als Betreiber des EVU	73%	2.323	TENDER_COMPLETE
82	Stadtwerke Judenburg AG	70%	20.642	TENDER_COMPLETE

Abbildung 10: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2020,
Stand Dezember 2017

Damit wird deutlich, dass laut derzeitiger Planung **68 Netzbetreiber** die **Vorgabe der IME-VO** für das Jahr 2020 **einhalten** werden (§ 1 Abs 1 Z 2 IME-VO), wobei zusätzlich 14 Netzbetreiber knapp unter der Grenze von 80% liegen. Gemäß den Angaben der Netzbetreiber wird am Ziel, im Zuge des Smart Meter Roll-Outs sämtliche Zählpunkte umzustellen, um doppelt zu wartende Infrastrukturen zu vermeiden, allerdings weiterhin festgehalten, wiewohl schon eingangs dieses Berichtes erwähnt wurde, dass auch **dieses Ziel ein ambitioniertes ist**.

4.2 Anzahl der umzustellenden Zählpunkte

Mit dem Erhebungsbogen wurden die insgesamt umzustellenden Zählpunkte auf Netzebene 6 und 7 abgefragt:

	Netzebene 6	Netzebene 7	Gesamt
Anzahl umzustellender Zählpunkte	24.340	6.123.754	6.148.094

Abbildung 11: Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2017

Die nachfolgende Tabelle zeigt zudem, wie viele Smart Meter bereits eingebaut sind und wie viele Smart Meter sich bereits per Ende 2017 auf Lager befinden bzw. bestellt wurden:

Gesamtzahl Zähler Österreich (Haushalt, Nicht-Haushalt)	2017	2016
	6.148.094	6.099.258
Anzahl Smart Meter installiert 11,9% (2016: 8,5%)	728.477	519.299
bereits auf Lager befindliche bzw. bestellte Smart Meter	555.324	610.844
Gesamtzahl Smart Meter installiert + geordert 20,9% (2016: 18,5%)	1.283.801	1.130.143

Abbildung 12: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand Dezember 2017

4.3 Anzahl der bereits installierten intelligenten Messgeräte

Eine der Hauptfragen innerhalb des Erhebungsbogens war die Anzahl der bereits bei den einzelnen Netzbetreibern installierten intelligenten Messgeräte.

Von den insgesamt rund 6.148.000 (2016: 6.099.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2017 rund 728.000 (2016: 519.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 11,9%** (2016: 8,5 %).

Zusätzlich wurde von den Netzbetreibern gemeldet, dass bereits rund 555.000 (2016: 611.000) intelligente Messgeräte auf Lager gehalten bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine

Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und geordneten intelligenten Messgeräten von rund 1.284.000 (2016: 1.130.000). Dies entspräche damit einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 20,9% (2016: 18,5%).

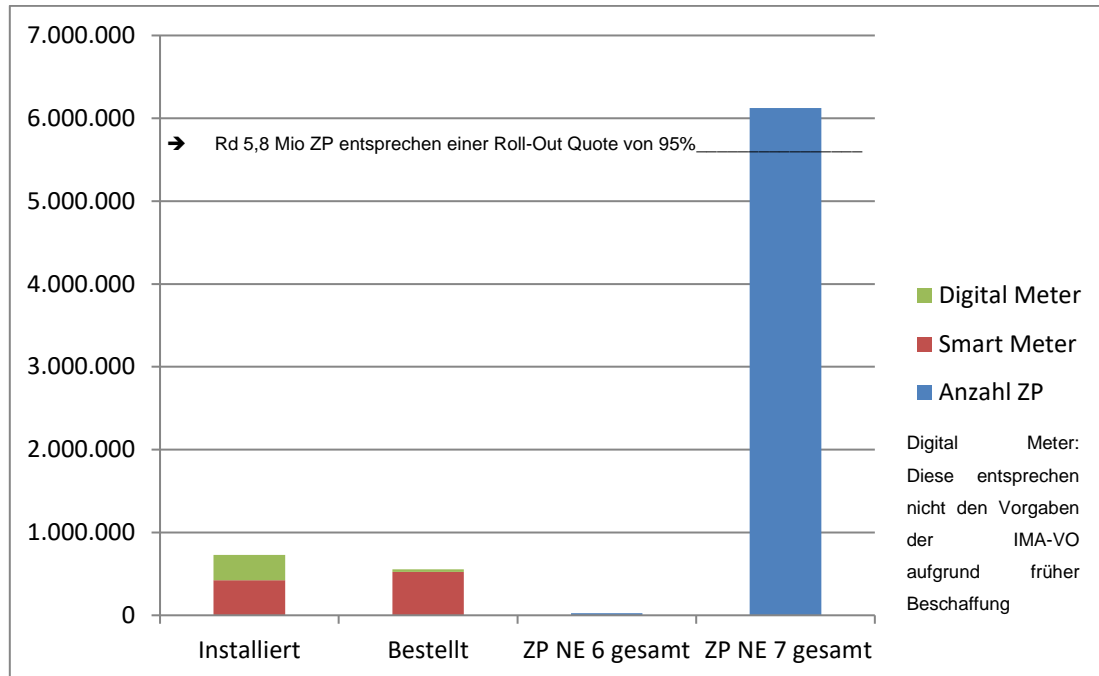


Abbildung 13: Übersicht Gesamtzahl installierter und geordneter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2017

Auf die Frage, wie die Netzbetreiber den Status ihres Smart Meter Roll-Outs bewerten, antworteten die Netzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr wie folgt:

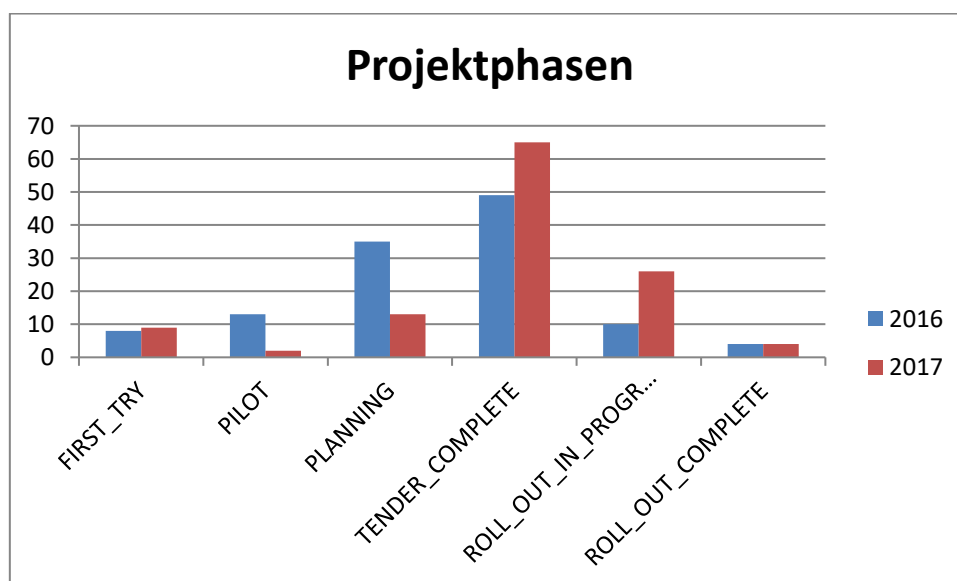


Abbildung 14: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2017

Aus obiger Grafik ist ersichtlich, dass 4 Netzbetreiber (2016: 4) den Roll Out bereits abgeschlossen haben, 26 Netzbetreiber (2016: 10) sich gerade in der Roll-Out Phase befinden und immerhin 65 Netzbetreiber (2016: 49) das Vergabeverfahren bereits abgeschlossen haben. Die restlichen 24 Netzbetreiber (2016: 56) befinden sich erst in sehr frühen Phasen der Smart Meter Einführung. Allerdings können auch kleinere Netzbetreiber die Vorgaben der IME-VO umsetzen, wie in Abbildung 10: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2020, Stand Dezember, ersichtlich ist.

5 Kostenentwicklung

Berücksichtigung des Smart-Meter-Roll Outs im Rahmen der Kostenermittlung gemäß § 48 ff EIWOG 2010

Wie aus diesem Bericht hervorgeht, gibt es gegenwärtig nur eine begrenzte Anzahl von Unternehmen mit einem substanziellen Ausrollungsgrad im Bereich Smart Metering. Bei den meisten Netzbetreibern ist allerdings schon klar, welche Ausrollungsvariante gewählt wird und wie die Ausrollung in den kommenden Jahren ablaufen wird.

Aus Sicht der E-Control ist die Technologieneutralität innerhalb des Regulierungsrahmens in Zusammenhang mit Smart Metering von zentraler Relevanz, da die Entscheidung für eine technische Umsetzungsvariante (CAPEX vs. OPEX) innerhalb der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben, Verordnungen, Standards und Normen) dem jeweiligen Unternehmen obliegt. Die Unternehmen können grundsätzlich frei entscheiden, wie sie ihren Roll-Out gestalten. Auf Basis des Grundsatzes der Technologieneutralität, der Nicht-Diskriminierung sowie der gesetzlichen Grundlage des § 59 Abs 1 EIWOG 2010, wonach die Behörde eine effiziente Implementierung neuer Technologien auf Basis angemessener Kosten sicherzustellen hat, wird das Cost+-Modell, welches während der dritten Regulierungsperiode zur Abdeckung betriebskostenseitiger Mehrkosten (OPEX) angewendet wurde (vgl. E-Control, 2013¹⁸), nicht mehr weitergeführt. Dieses System hat sich für die Behörde als wenig geeignet erwiesen, da sich operative Mehrkosten schwer von bestehenden Kosten in der Ausgangskostenbasis abgrenzen ließen, was zu intensiven jährlichen Diskussionen zwischen Behörde und Unternehmen führte. Der Prüfungsaufwand auf Behördenseite war enorm. Auch bei den Unternehmen gab es große Interpretationsunterschiede, welche Kosten als zusätzliche Kosten für den Smart-Meter-Ausbau zu sehen waren und welche nicht. Schließlich trug das Cost+-System wenig zur generellen Wirkung einer Anreizregulierung bei, da durch die Anwendung dieser Methodik Kosteneffizienzpotentiale während des Smart-Meter-Roll-Outs nicht ausgeschöpft werden konnten.

Aus diesen Gründen wird den Unternehmen für den Zeitraum der vierten Regulierungsperiode pro bestehendem Smart-Meter-Zählpunkt als Ersatz für das Cost+-Element ein entsprechender pauschaler Betriebskostenfaktor gewährt. Dabei werden eine adäquate und ausgewogene Berücksichtigung von operativen Mehrkosten, welche in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern anfallen, sichergestellt und den Unternehmen Anreize zur Realisierung von Kostensenkungspotentialen gesetzt. Da die Kosten für Smart Meter von den Unternehmen in unterschiedlichem Maße aktiviert werden, differenziert der Betriebskostenfaktor zwischen verschiedenen Ausrollungsstrategien. Die Höhe des

¹⁸ Siehe dazu: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/225b49e0-6534-40e4-afa1-97d83f8edbbe>

Faktors wird vom Ausrollungsgrad determiniert, wobei eine progressive sowie eine degressive Komponente zur Anwendung kommt, die in Folge beschrieben wird.

Der Ausrollungsgrad entspricht dem Quotienten aus der Zahl der bestehenden sowie der gesamten Smart-Meter-Zählpunkte im Endausbau und wird jeweils zum Ende des Geschäftsjahres bestimmt. Seitens der Behörde wurde ein Wert in Höhe von 16,39 EUR an operativen Mehrkosten pro Smart-Meter-Zählpunkt aus einer Detailkostenabfrage der Netzbetreiber ermittelt. Um Effizienzen und Einsparungspotentiale, welche sich durch den Einbau intelligenter Messgeräte unmittelbar ergeben, für die Netzkunden zu lukrieren, sinkt dieser Wert bei zunehmendem Ausrollungsgrad, bis er bei vollständiger Ausrollung einen Wert von null erreicht. Die Berechnungen ergaben zudem, dass die erwarteten OPEX-Mehrkosten die erwarteten Einsparungen geringfügig übersteigen. Jedoch gibt es zusätzliche OPEX Mehrkosten, die während der Ausrollung der Smart Meter zu erhöhten Kosten im laufenden Betrieb bei den Netzbetreibern führen. Die Differenz in Höhe von 1,46 EUR aus der Detailkostenabfrage Smart Metering wird den Unternehmen progressiv angerechnet.

Formal gilt daher pro Smart-Metering-Zählpunkt:

Betriebskostenfaktor Smart Metering=

$16,39 \cdot (1 - \text{Ausrollungsgrad in \%}) + 1,46 \cdot (\text{Ausrollungsgrad in \%})$

Die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs erfolgt analog zum allgemeinen Betriebskostenfaktor über eine Aufrollung. Bei der Wahl OPEX-lastiger Ausrollungsstrategien werden den Unternehmen entsprechende Zuschläge gewährt.

Smart Meter Anforderungen für eine Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.0“)

Durch sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie geändertes Verbrauchsverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen und vor allem der vollständigen Ausrollung von Smart Meter bis zum Jahr 2022 (siehe Kapitel 4 ff.), sieht die E-Control Bedarf, das knapp 20 Jahre alte Stromnetzentgeltsystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

Die E-Control startete daher eine Diskussion mit Interessensvertretern zur Weiterentwicklung dieses Systems und veröffentlichte im Jahr 2017 ein Positionspapier zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“). Die wohl augenscheinlichste und größte Änderung ist beim Netznutzungsentgelt selber geplant, also jener Komponente die rund drei Viertel der gesamten Netzkosten abdeckt. Derzeit besteht das Netznutzungsentgelt für nicht gemessene Kunden auf der Netzebene 7 (Haushalt und Kleingewerbe) aus einer Arbeitskomponente (Verrechnung nach verbrauchten kWh) und einer Leistungskomponente (Verrechnung einer Jahrespauschale von 30 EUR p.a.). Nach der Smart Meter Ausrollung wird bei diesen Kunden die Möglichkeit geschaffen, auch hier

auf eine verrechnete Leistung umzustellen, und somit eine kostenverursachungsgerechte Abrechnung zu ermöglichen.

Die für alle anderen Kunden auf den weiteren Netzebenen angewandte abrechnungsrelevante Leistung wird gemäß EIWOG 2010 § 52 Abs 1 aus dem arithmetischen Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung gebildet. Das bedeutet, dass zumindest einmal pro Monat der höchste Viertelstundenwert von Smart Meter Kunden ermittelt und an den Netzbetreiber übertragen werden muss.

Eine Umstellung der Abrechnung für derzeit nicht gemessene Kunden auf eine leistungsorientierte Abrechnung wird seitens der E-Control als sinnvoll erachtet. Die Gesamtkosten für diese Kundengruppe werden zukünftig auch unverändert bleiben, allerdings werden jene Kunden, die höhere Leistungsspitzen als der Durchschnitt produzieren, künftig mehr dafür zu bezahlen haben. Im Gegenzug werden Kunden mit unterdurchschnittlichen Leistungsspitzen weniger bezahlen. Erste Analysen zeigen, dass für einen Großteil der „normalen“ Haushaltskunden, also über 90% der Haushalte, keine großen Änderungen zu erwarten sind. Diese fallen allenfalls dann an, wenn der Netzbenutzer regelmäßig hohe Lastspitzen erzeugt. Durch die geplante Umstellung des Systems würden die anfallenden Kosten gerecht auf die Verursacher verteilt werden und es wird den Kunden auch die aktive Möglichkeit gegeben, sich netzdienlich zu optimieren und somit weniger Netzkosten zu bezahlen.

Um diese Leistungsmessung für alle Smart Meter Kunden auch tatsächlich umsetzen zu können, gilt es aus Sicht der E-Control noch einige Hürden zu überwinden. Derzeit gibt es die Möglichkeit zu drei unterschiedlichen Smart Meter Konfigurationen hinsichtlich der Auslesung von tarifierungsrelevanten Messwerten: Der reguläre Fall wird die Auslesung über das Standard Gerät (IMS – Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration) sein. Hier erfolgt eine tägliche Auslesung von einem aggregiertem Tagesverbrauchswert. Bei Opt-In Kunden, also jene Kunden die einer Viertelstundenleistungsmessung zustimmen, werden also täglich 96 15-Minuten Werte dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Als dritte Möglichkeit gibt es noch Opt-Out Kunden, die einen Digitalen Standardzähler (DSZ) bekommen. Seit der letzten Novellierung der IME-VO muss die höchste einviertelstündliche Durchschnittsbelastung innerhalb eines Kalenderjahres an den Netzbetreiber übertragen werden, sofern das Messgerät technisch dazu in der Lage ist. Für eine verursachungsgerechte und faire Anwendung eines neuen Tarifmodells macht es daher Sinn, diese drei Anwenderfälle hinsichtlich der Auslesung und Übertragung von Messwerten zu vereinheitlichen.

6 Erfahrungen

6.1 E-Control

6.1.1 Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011

Hier wurde bei den Netzbetreibern abgefragt, inwieweit die bei ihnen bereits frühzeitig vorhandenen intelligenten Messgeräte bereits die Ende 2011 von der E-Control erlassenen Mindestanforderungen gemäß IMA-VO 2011 erfüllen können.

Von jenen Netzbetreibern, die konkrete Projekte gemeldet haben, gaben einige an, dass sie intelligente Messgeräte im Einsatz haben, welche nicht alle Anforderungen der IMA-VO 2011 erfüllen können. Dies sei teilweise einerseits auf Bestellchargen vor Einführung der IMA-VO 2011, andererseits auf maß- und eichrechtliche Gründe zurückzuführen. Zu diesem Punkt wird zudem auf die Stellungnahme des Bundesamtes für eich- und Vermessungswesen unter Kapitel 6.2.3 unten verwiesen.

6.1.2 Aufbau des Smart Meter-Systems, der Datenübertragung und der IT-Systeme

In diesem Punkt wurde abgefragt, wie der technologische Aufbau der einzelnen Systeme bei den Netzbetreibern aufgesetzt wurde.

Abgefragt wurde dabei etwa, ob die Datenübertragung indirekt über einen sogenannten Datenkonzentrator oder direkt vom Zähler in das IT-System aufgebaut wurde.

Zusätzlich wurde erhoben, welche Kommunikationstechnologie eingesetzt wird, und zwar jeweils – falls vorhanden – vom Zähler in der Anlage des Kunden zum Datenkonzentrator sowie vom Datenkonzentrator zum IT-System des Netzbetreibers. Auch bei einer direkten Übertragung der Daten vom Zähler zum IT-System des Netzbetreibers wurde nach der dafür eingesetzten Kommunikationstechnologie gefragt (z.B. GPRS).

Auf Basis des technischen Berichtes der SM-CG (Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen¹⁹, siehe auch Kapitel 2.2 oben) stellt sich die Kommunikationsinfrastruktur wie folgt dar:

¹⁹<ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

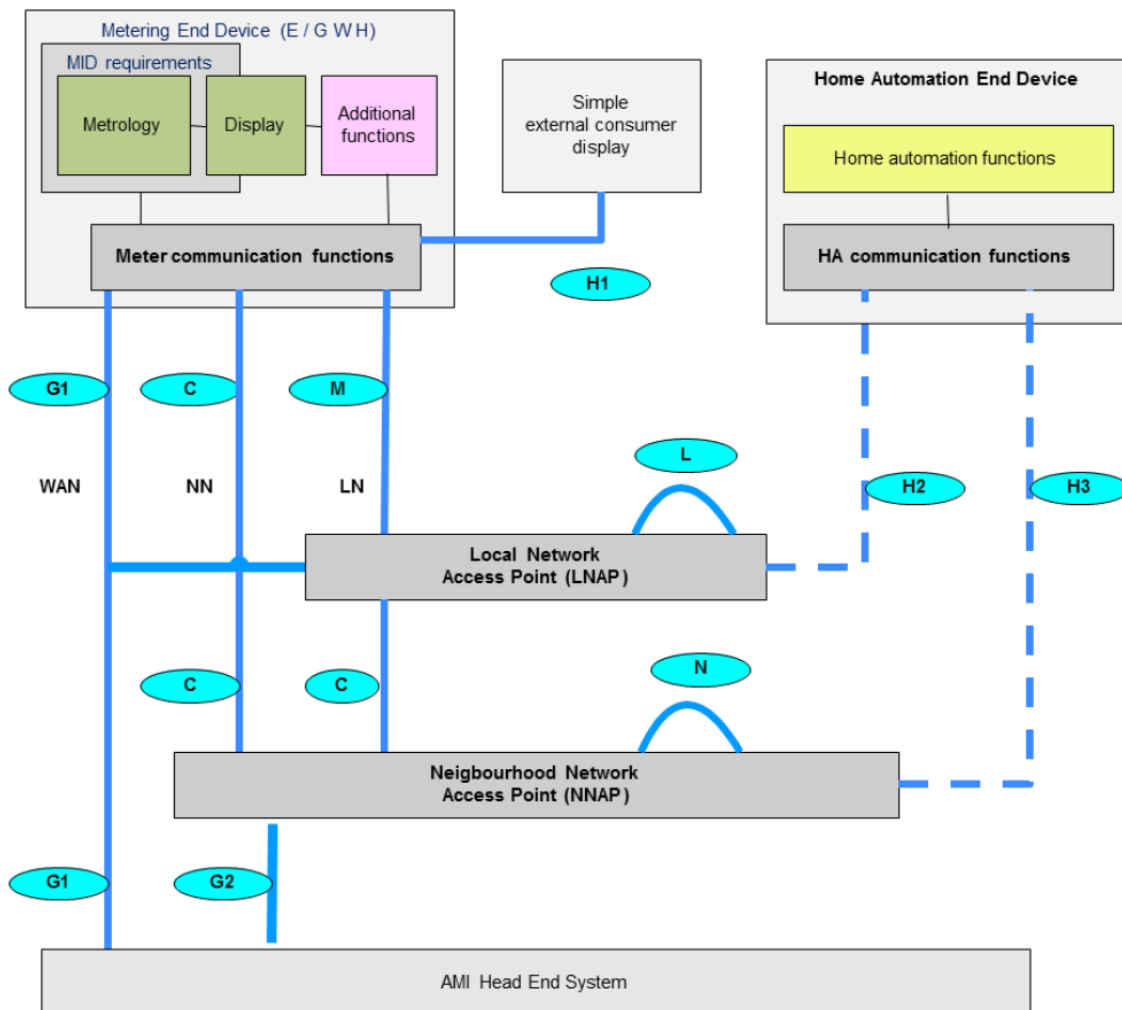


Abbildung 15: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG)

Im aktuellen Monitoring wurde im Zuge der Datenabfrage auch auf dieses Referenzmodell Bezug genommen. Zur Erläuterung der in obiger Grafik verwendeten Abkürzungen wird auf das Ursprungsdokument²⁰ verwiesen. Die Schnittstelle H1 repräsentiert somit in der österreichischen Variante die Kundenschnittstelle, die in Österreich geforderte Multi-Utility Schnittstelle spiegelt sich in obiger Grafik allerdings nicht explizit wider, da diese innerhalb des Kastens oben links (Metering End Device) die Kommunikation z.B. zwischen Gas-, Wasser- Heizungs- und Elektrizitätszähler repräsentieren würde. Der Elektrizitätszähler würde somit als führendes System mit den „meter communication functions“ ausgestattet sein, die anderen Spartenzähler würden über die Multi-Utility Schnittstelle kommunizieren.

²⁰ <ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

6.1.3 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

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

- a) Indirekte Datenübertragung vom Zähler zum Netzbetreiber über einen Datenkonzentrator²¹
- b) Direkte Datenübertragung vom Zähler zum Netzbetreiber (z.B. über öffentliche Mobilfunknetze)
- c) Datenübertragung von Zähler zu Zähler

Bei der indirekten Datenübertragung übernimmt ein sogenannter Datenkonzentrator die Sammlung, Bündelung und Weitergabe der gemessenen Werte einer gewissen Anzahl von an ihn angeschlossenen Zähler an das zentrale IT-System des Netzbetreibers. Der Datenkonzentrator steht üblicherweise in der örtlichen Trafostation und kann die Daten von bis zu 300 Zählern an den Netzbetreiber weitergeben. Die Anzahl der angeschlossenen Zähler ist sehr stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten.

Als verwendete Kommunikationstechnologie kommt bei diesem Systemaufbau zumeist eine sogenannte Powerline-Kommunikation (PLC) für die Übermittlung der Daten vom Zähler zum Datenkonzentrator zum Einsatz. Diese Technologie ermöglicht es, die bereits vorhandenen Stromleitungen in der Anlage zur Weiterleitung der vom Zähler erfassten Daten zu verwenden und erspart daher den Aufbau einer separaten Kommunikationsinfrastruktur in der betroffenen Kundenanlage bis hin zum Datenkonzentrator (in der Regel die nächstliegende Trafostation).

Vom Datenkonzentrator weg und hin zum IT-System des Netzbetreibers bestehen wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten. In vielen Fällen verwenden die Netzbetreiber hierzu öffentliche Kommunikationsnetze (z.B. Mobilfunk) oder eigene Infrastrukturen (z.B. Glasfaser, Funklösungen, etc.).

Die Form der direkten Datenübertragung wird oftmals in Gebieten, in denen aufgrund von technischen Limitierungen (Entfernung zur nächsten Trafostation, wenige Zähler in einem weitläufigen Gebiet) eine PLC-Übertragung nicht wirtschaftlich machbar ist oder noch keine gut ausgebaute Kommunikationsinfrastruktur beim Netzbetreiber besteht, verwendet. Bei der direkten Datenübertragung vom Zähler in das IT-System des Netzbetreibers besitzt der Zähler selbst ein integriertes Modul zur Kommunikation mit einer (zumeist öffentlichen) Kommunikationsinfrastruktur. Dieses Modul kann sich dabei sowohl im Zähler selbst als auch außerhalb des Zählers (z.B. über einen Gateway) befinden. Der Zähler gibt in der Folge alle gemessenen Werte direkt an die Kommunikationsinfrastruktur des IT-Systems weiter. In aller Regel basieren solche Systeme auf der

²¹ Ein Datenkonzentrator überwacht alle an ihn angeschlossenen Zähler und kommuniziert mit dem IT-System des Betreibers. Der Datenkonzentrator bündelt die Daten der angeschlossenen Zähler und gibt sie gebündelt weiter. Dadurch lässt sich in gewissen Fällen eine Reduktion bzw. Vereinfachung des Datentransfers erreichen.

Verwendung einer bereits bestehenden Mobilfunkinfrastruktur (z.B. GPRS, RF Meshed [450Mhz] Technologie, etc.). Dadurch ist die Verwendung eines Datenkonzentrators nicht mehr zwingend notwendig.

In § 1 Abs 1 IME-VO findet sich zudem eine Formulierung, dass eine leitungsgebundene Übertragung beim Roll-Out in Betracht zu ziehen ist. Diese allgemeine Formulierung lässt jedoch noch keine rechtsverbindliche Aussage über die Art der Übertragung zu, wohl aber eine Präferenz des Verordnungsgebers, wobei somit wohl dem Netzbetreiber im Rahmen der wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten die Wahl der geeigneten Übertragung weitgehend selbst obliegt.

Zusätzlich würden innerhalb des 450 MHz CDMA Bandes auch Frequenzen zur Anbindung der Zähler zur Verfügung stehen. CDMA ist ein Mobilfunkstandard der dritten Generation (3G), der u.a. im Bereich 450 MHz eingesetzt wird. Da diese Frequenzen grundsätzlich für eine Nutzung im Zusammenhang mit Smart Metering geeignet sind, wäre seitens der Netzbetreiber zu evaluieren, inwieweit sich diese Technologie für den jeweiligen spezifischen Anwendungsfall eignet.

Die Meshed Radio Technologie wiederum hätte dabei den Vorteil, keine bzw nur geringe zusätzliche Infrastruktur zum Netzaufbau zu benötigen, da die Zähler selbst das Netzwerk aufbauen, eine sehr gute Netzabdeckung erreicht werden kann, sowie eine hohe Redundanz zu erzielen ist. Vermaschte Netze, welche auf der Meshed Radio Technologie basieren, sind selbstheilend und dadurch sehr zuverlässig. Wenn ein Knoten oder eine Verbindung blockiert ist oder ausfällt, kann sich das Netz darum herum neu aufbauen. Die Daten werden umgeleitet und das Netzwerk ist nach wie vor voll betriebsfähig.

Man kann also erkennen, dass bei der Übertragung der Daten von den Unternehmen sehr unterschiedliche Ansatzpunkte, abhängig von technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten, gewählt werden können, wie auch folgende Tabelle zeigt:

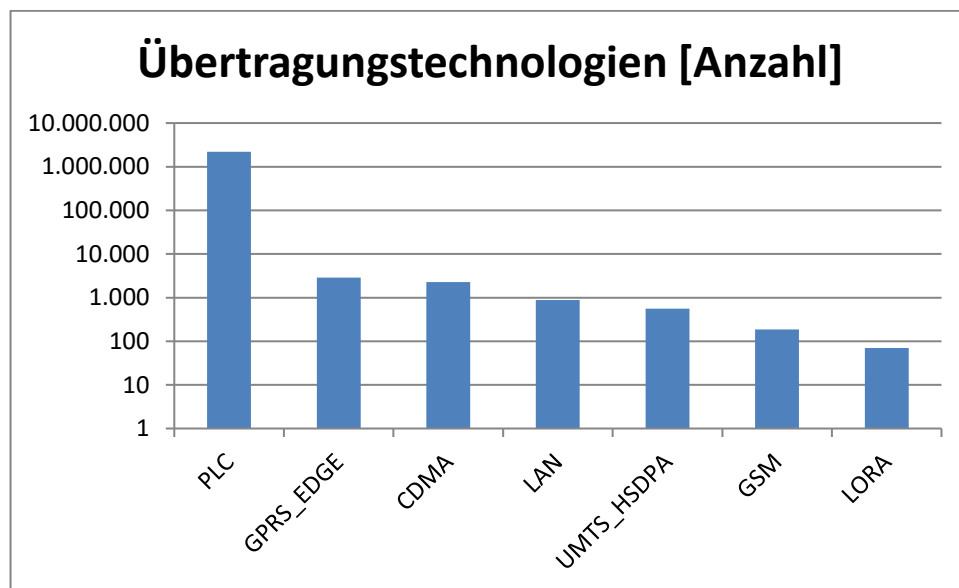


Abbildung 16: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung von Smart Metern im Jahr 2017

Die obige Grafik zeigt, dass die PLC (Power line communication) – Technologie derzeit am Häufigsten zur Anbindung von Smart Metern zum Einsatz kommt. Weitere Technologien sind zwar schon in Verwendung, allerdings nicht großflächig verbreitet. Die weitere Anwendung wird auch von der weiteren Entwicklung der Technologien und den dafür aufzuwendenden Kosten abhängen. Die Abkürzungen in der obigen Abbildung werden wie folgt erläutert:

CDMA...Code Division Multiple Access

GPRS...General Packet Radio Service

GSM.....Global System for Mobile Communications

HSDPA..High Speed Downlink Packet Access

EDGE... Enhanced Data Rates for GSM Evolution

LAN..... Local Area Network

LORA....Long Range (Wide Area)

UMTS... Universal Mobile Telecommunications System

In diesem Zusammenhang wird auf das Gemeinschaftspapier der E-Control und der Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH: „Ausgewählte Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Elektrizitätssektor, Betrachtung von spezifischen Anwendungsfeldern mit Fokus auf Smart Meter und Smart Grids unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens“²² verwiesen, in welchem beispielhaft einzelne Übertragungstechnologien und vor allem die jeweiligen möglichen Kriterien zur Auswahl einer bestimmten Technologie dargestellt werden.

²² http://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520_TK_im_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7

6.1.4 Anpassungen der IT-Systeme

Eine wichtige Fragestellung war auch, inwieweit eine Anpassung der bereits bestehenden IT-Systemkomponenten im Netzbereich geplant ist bzw bereits vorgenommen wurde. Folgende Systemkomponenten wurden dabei abgefragt:

- a. Meter Data Management Systeme²³
- b. CRM-Systeme/Kundendatenmanagement²⁴
- c. Verrechnungssysteme/Rechnungslegung
- d. Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)
- e. Netzleitsysteme²⁵

Durchgehend ist beobachtbar, dass Anpassungen in fast allen angeführten Komponenten geplant bzw durchgeführt worden sind, bis auf die Netzleitsysteme, zu denen in der Abfrage keine Angaben gemacht wurden. Zusätzlich wurden weitere Anpassungen in den Bereichen Zählerkommunikationssysteme („Head End Systeme“), Mobility-Managementsysteme, Workforce Management Systeme, PKI-Systeme, Monitoring-Systeme, GIS, Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation, Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsbeschwerden angeführt. Auch bei anderen, kleineren Pilotprojekten wurde bereits ein Anpassungsbedarf an sämtlichen oben angeführten Netzkomponenten angemeldet, auch wenn teilweise erst eine geringe Anzahl an entsprechenden intelligenten Messgeräten eingebaut war. Dies lässt durchaus den Schluss zu, dass auch bereits bei kleineren bis mittleren Pilotversuchen ebenso wie bei größeren Roll-Outs durchaus zahlreiche Anpassungen und Verbesserungen in den einzelnen IT-Systemkomponenten notwendig sind, um eine reibungslose Einführung von intelligenten Messgeräten gewährleisten zu können.

6.1.5 Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen

Die Frage, ob die gemeinsame Nutzung verschiedener IT-Komponenten (MDM etc.) mit anderen Netzbetreibern bzw. Unternehmen geplant ist, wurde von den Unternehmen dahingehend beantwortet, dass eine gemeinsame Nutzung der jeweiligen vorhandenen IT- und Kommunikationsinfrastrukturen

²³ 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.

²⁴ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

²⁵ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

durchaus möglich und angedacht sei. Kleineren Netzbetreibern wird der Betrieb eines Smart Metering Systems auch durchaus von den größeren Unternehmen angeboten, bzw. werden diese Aufgaben von den Service-Unternehmen, die auch bisher schon kleinere Unternehmen im Bereich Rechnungslegung, Zählerablesung, Rechenzentrumsdienste etc. unterstützt haben, angeboten. Hervorzuheben sind auch Multi-Utility-Ansätze (z.B. Wiener Netze GmbH, Salzburg Netz GmbH) mancher Unternehmen, die bei den Kundenanlagen sowohl z.B. Gas-, Wärme- als auch Wasserzähler entsprechend dem europäischen Standard aus Mandat 441 über eine M-Bus-Schnittstelle mitintegrieren (bzw. konzeptionell mitberücksichtigen) und daher Synergieeffekte nachhaltig in einem Gesamtsystem ausnutzen wollen. Dies erfordert allerdings eine weitsichtige Herangehensweise und Miteinbeziehung dieser Anforderungen in der Planung, Beschaffung und dem Aufbau des Gesamtsystems.

Im Beschaffungsbereich wurden Gemeinschaften gebildet, wie die Initiativen im Süden Österreichs, bestehend aus der Energienetze Steiermark GmbH, der Feistritzwerke Steweg GmbH, der Energy Services Handels- und Dienstleistungs- GmbH sowie der Stromnetz Graz GmbH & Co KG entstanden. Eine gemeinsame Beschaffung der Zählerinfrastruktur, der Montagedienstleistungen sowie eines Meter-Data-Management-Systems (MDMS) soll hier Synergien heben.

Im Westen Österreichs erfolgte ebenfalls eine Kooperationsinitiative bestehend aus Salzburg Netz GmbH, Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft, TINETZ-Stromnetz Tirol AG und der Vorarlberger Energienetze GmbH. Auch die Mitgliedsunternehmen²⁶ der Energie West GmbH können an dieser Kooperation teilnehmen.

Zahlreiche kleinere Netzbetreiber haben zudem gemeldet, dass sie sich dem Roll-Out des jeweiligen überlagerten Netzbetreibers anschließen werden.

²⁶ <http://www.energiwest.at/mitglieder.php>

6.1.6 Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau

Gemäß § 1 Abs 4 IME-VO haben die Netzbetreiber die Endverbraucher zeitnah über den Einbau eines intelligenten Messgerätes sowie die damit verbundenen Rahmenbedingungen zu informieren. Die Regulierungsbehörde regt in Bezug auf die jeweiligen Ankündigungsschreiben an, besonderes Augenmerk auf folgende Punkte zu legen:

- Generell: Überzeugungsarbeit und Kundenmarketing
- Generell: Bereitstellung von Informationen, Handlungsoptionen und Konsequenzen
- Darlegung der Vorteile von intelligenten Messgeräten
- Erläuterung von Begriffen wie z.B. "Energieeffizienz", "Web Portal" etc.
- Eingehen auf das Thema Datensicherheit
- Erläuterung für Doppeltarifkunden²⁷, dies wäre zudem eine Chance zur Argumentation und Darlegung der Vorteile von zeitabhängigen Tarifen
- Aufklärung über Rechte, wie z.B. über die Opt-out Möglichkeit

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, im Zuge der Aussendung der Ankündigungsschreiben auch die entsprechenden Informations-Flyer²⁸ der E-Control betreffend Smart Meter beizulegen. Falls diesbezüglich Interesse seitens der Netzbetreiber besteht, ist lediglich mit der Presseabteilung der E-Control Kontakt aufzunehmen und der Druck direkt durch den Netzbetreiber zu beauftragen.

6.1.7 Analyse der Smart Meter Webauftritte ausgewählter österreichischer Stromnetzbetreiber

Seit 2015 werden die Websites ausgewählter Stromnetzbetreiber auf deren Informationsgehalt im Bereich Smart Metering analysiert. Dabei wird untersucht, ob und wie die Unternehmen ihren Webauftritt nützen, um die Konsumentinnen und Konsumenten über ein geplantes Rollout zu informieren oder mit den bereitgestellten Informationen den Smart Metering-Prozess begleiten. Die Analyse ist ein Ergebnis interner Recherchen. Da das Internet ein sehr schnelllebiges Medium ist, wurden aktuelle Daten (mit Stand August 2018) berücksichtigt. Im Jahr 2018 lag der Schwerpunkt der Analyse auf den Änderungen der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung, die im Jahr 2017 in Kraft getreten ist. Untersucht wurden die Websites folgender Unternehmen: Wiener Netze GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Netz

²⁷ Vgl. dazu §84a Abs 4 EIWOG

²⁸ Siehe <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-smartmeter-infolyer.pdf/5283fb7d-031e-4156-a908-b4c8a94ef5ca>

Oberösterreich GmbH, Netz Burgenland GmbH, Salzburg Netz GmbH, TINETZ-Stromnetz Tirol AG, KNG-Kärnten Netz GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Linz AG Stromnetz, Energie Klagenfurt GmbH, Stromnetz Graz GmbH & Co KG, Innsbrucker Kommunalbetriebe. Für diesen Bericht wurde auszugsweise zusammengefasst, ob die Unternehmen auf ihren Websites informieren, dass Konsumentinnen und Konsumenten die Installation des Smart Meter auch bereits vor dem durch den Netzbetreiber geplanten Roll-out anfordern können.

Intelligentes Messgerät auf Kundenwunsch

In der Novelle der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung wurde für Endkundinnen und -kunden ein Recht auf einen Smart Meter eingeräumt. Die Netzbetreiber haben also gemäß § 1 Abs 5 IME-VO den Wunsch einen Smart Meter bereits vor dem geplanten Rollouts zu erhalten, zu berücksichtigen. Dabei hat die Installation ehestmöglich, höchstens aber binnen sechs Monaten, zu erfolgen. Lediglich drei der untersuchten Netzbetreiber informieren über die Möglichkeit ein intelligentes Messgerät auf Kundenwunsch zu erhalten.

Die KNG-Kärnten Netz GmbH hat ein eigenes Kontaktformular auf ihrer Website eingerichtet. Kundinnen und Kunden können den Wunsch einen Smart Meter vorzeitig zu erhalten schriftlich, zum Beispiel über dieses Kontaktformular, äußern und nach Prüfung der Voraussetzungen, spätestens aber sechs Monate nach Einlangen der Anfrage, wird dem Wunsch möglichst entsprochen.

Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH bestätigt, dass ungeachtet des Projektplans über die stufenweise Einführung, ein intelligentes Messgerät auf Wunsch der Kundinnen und Kunden ehestmöglich, spätestens innerhalb von sechs Monaten installiert wird.

Die Netz Oberösterreich GmbH informiert, dass eine Montage auf Kundenwunsch grundsätzlich nicht möglich ist. Damit widerspricht sie den Bestimmungen der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung. Das Unternehmen behält sich aber vor, einen Smart Meter in einzelnen, aus technisch begründeten Fällen, auch außerhalb des geplanten Rollouts zu installieren.

Alle anderen Unternehmen erwähnen die Möglichkeit, ein intelligentes Messgerät bereits vor dem geplanten Roll-out zu erhalten, proaktiv gar nicht.

6.2 Erfahrungen weiterer Behörden, Interessensverbände und Institutionen

Die E-Control hat im Jahr 2018 andere Behörden, Interessensverbände und Institutionen ersucht, eine Stellungnahme bezüglich der gemachten Erfahrungen im Zusammenhang mit der Smart Meter Einführung abzugeben. Diesem Ersuchen sind die in den nachfolgenden Kapiteln Genannten nachgekommen.

6.2.1 Arbeiterkammer

Seitens der Arbeiterkammer wurden der E-Control für die Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2017 folgende Informationen zur Verfügung gestellt:

„Erfahrungen der AK Smart Meter Hotline

Im Rahmen der Einführung des Smart Meter hat die Arbeiterkammer (AK) stets eine kritische aber konstruktive Position eingenommen. Kritisch sah die AK vor allem das ursprüngliche, überambitionierte Ziel einer Roll-Out-Quote von 95 % bis 2019 und die damit verbundenen unklaren Regeln zum Opt-Out. Die AK hat sich aber stets lösungsorientiert in den Prozess des Smart Meter Roll-Outs eingebracht und sich insbesondere für ein hohes Datenschutzniveau eingesetzt. Eine zentrale Forderung der AK ist es, allen KonsumentInnen ein Recht auf Ablehnung der intelligenten Funktionen eines Smart Meters zu gewähren. In einem Rechtsgutachten hat die AK die verfassungsrechtliche Notwendigkeit eines Opt-Outs aufgezeigt²⁹. Der Gesetzgeber hat schließlich darauf reagiert und in der „*Novelle der intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung*“ (IME-VO Novelle 2017) festgelegt, dass Netzbetreiber allen StromkundInnen, die einen Smart Meter ablehnen, den Wunsch auf Opt-Out zu gewähren haben.

Neues Serviceangebot: AK Smart Meter Hotline

Nachdem sich Fragen zum Smart Meter und den damit zusammenhängenden Rechten der KonsumentInnen häufen, hat sich die AK Wien entschlossen, eine eigene Smart Meter Hotline ins Leben zu rufen. Seit Anfang Juli berät die AK Wien Smart Meter Hotline KonsumentInnen zu allen Fragen rund um die Umstellung der alten Stromzähler auf Smart Meter. Sie ist immer von **Mo-Fr zwischen 8 und 20 Uhr** unter der **Tel. 0800 20 22 44** oder per E-Mail unter **smart.meter@akwien.at** erreichbar.

Erste Erfahrungen der Hotline

Die ersten Wochen des Betriebs der „*AK Smart Meter Hotline*“ zeigen bereits im Vorfeld der Ausrollung der Smart Meter in Wien (geplant für Herbst 2018) ein reges Interesse der KonsumentInnen. Die AK Wien geht davon aus, dass im Zuge der Ausrollung – und dem Versand der ersten Informationsbriefe an die Haushalte – die Fragen zunehmen werden und sich die Nachfrage nach Beratung weiter steigern wird.

²⁹ Ennöckl, Daniel (2017) SMART METER Anrechnung der digitalen Standardzähler (DSZ) an die Einführungsquote der intelligenten Messgeräte zur Schaffung einer konsumentinnenfreundlicheren Lösung, Arbeiterkammer Wien, Abrufbar unter: https://media.arbeiterkammer.at/wien/PDF/studien/datenschutz/Gutachten_Smart_Meter.pdf

Nach aktuellem Stand (August 2018) konzentriert sich der Großteil der Fragen rund um den Smart Meter vor allem auf:

- 1) der Möglichkeit zur Ablehnung des Smart Meters bzw. wie „Opt-Out“ gewählt werden kann,
- 2) den datenschutzrechtlichen Hintergründen und Fragen zur Gewährleistung des Datenschutzes,
- 3) und allgemeinen Fragen zum Smart Meter selbst.

Zusätzlich sorgen sich auch vereinzelt KonsumentInnen über mögliche gesundheitliche Folgen durch Strahlung.

Steigender Informationsbedarf

Mit der voranschreitenden Ausrollung der Smart Meter in Wien – immerhin der zweitgrößten deutschsprachigen Stadt Europas – wird auch der Informationsbedarf bei den StromkundInnen steigen. Um KonsumentInnen über ihre Rechte zu informieren und allgemeine Auskünfte zu geben, wird die „AK Smart Meter Hotline“ während der Umstellungsphase als unabhängige Beratungsstelle für Fragen rund um den Smart Meter zur Verfügung stehen.“

6.2.2 ARGE DATEN - Österreichische Gesellschaft für Datenschutz

Die E-Control hat bei der ARGE Daten um eine Stellungnahme angefragt, aber bis Redaktionsschluss leider keine Stellungnahme erhalten.

6.2.3 Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)

Das Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV) hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2017 folgendes mitgeteilt:

„Im Jahr 2017 wurden 37 Zulassungsverfahren für neue Zählermodelle bzw. Erweiterungen bestehender Zulassungen abgeschlossen, wobei es keine Beschwerden gegen die Zulassungsbescheide oder Änderungen von Amts wegen gab. Informationen über deren Ausführungsformen und Hersteller werden im „Amtsblatt für das Eichwesen“ auf der Homepage des BEV veröffentlicht.

Auch 2018 gibt es weiterhin etliche laufende Zulassungsverfahren von verschiedenen Herstellern, die sich in einem unterschiedlichen Bearbeitungsstatus befinden.

Wenn bei der Durchführung der Zulassungsverfahren alle erforderlichen Unterlagen, Prüfzeugnisse und Bauartmuster vorliegen, können die Verfahren zügig durchgeführt werden. Wenn Unterlagen fehlen oder wenn Bauartmuster vorgelegt werden, die nicht den Anforderungen entsprechen, kommt es zu Verzögerungen, die auch nachfolgende Verfahren beeinflussen. Es wird daher allen Herstellern empfohlen, dem Zulassungsantrag alle gemäß § 4 der Eich-Zulassungsverordnung erforderlichen Unterlagen vollständig beizulegen und zeitgleich entsprechende Mustergeräte vorzulegen, um die Verfahrensdauer gering zu halten und weiteren Verzögerungen innerhalb des Zulassungsprozesses vorzubeugen. In der Änderung des Maß- und Eichgesetzes BGBl. I Nr. 10/2015 wurde die Aktualisierung der für die Messung relevanten Software, die gegen Veränderung gesichert wurde, ohne Ausbau für Elektrizitätszähler und Gaszähler, Messgeräte für thermische Energie und Wasserzähler zur Behebung von Fehlern, die zu unrichtigen Messergebnissen führen können, ermöglicht.

Auf Basis dieser gesetzlichen Möglichkeit wurde 2017 ein Verfahren zur Behebung von Fehlern in der Software, die zu fehlerhaften Messungen führen können, beantragt und ist derzeit in Bearbeitung.

Zusatzinformation betreffend E-Tankstellen:

Im Teil Economist der Zeitung „Die Presse“ vom Samstag den 28. Juli 2018, Seite 14, kann betreffend E-Tankstellen eine Aussage wie folgt gelesen werden:

Aber nicht nur die Mentalität stellt die Betreiber von E-Tankstellen vor Probleme, sondern auch die Technik. So gibt es [...] ³⁰ keine eichfähigen Zähler für Gleichstrom im Leistungsbereich von 150 Kilowatt.

Deswegen müsse per Zeit abgerechnet werden, was allerdings ungenau sei. „Die Eichämter sind mit der Fülle an Anträgen überfordert“, [...] ³¹

Dazu wird informiert, dass in den letzten Jahren bis zum heutigen Datum KEINE Anträge auf Zulassung zur Eichung von Zählern für Gleichstrom für die Verwendung bei E-Tankstellen gestellt wurden. Die Eichämter sind weder zuständig für die Erteilung der Zulassung, noch sind diese mit „Anträgen überfordert“, da es diese nicht gibt.

Es läge an den Herstellern dieser Zähler, sich mit dem Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen in Verbindung zu setzen, um die entsprechenden Schritte abzuklären.“

³⁰ Redaktionell gekürzt

³¹ Redaktionell gekürzt

6.2.4 Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz

Die E-Control hat beim Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz um eine Stellungnahme gebeten, es wurde jedoch unter Verweis auf die mangelnde Zuständigkeit von einer offiziellen Stellungnahme abgesehen.

6.2.5 Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI)

Der FEEI hat bezüglich den gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres mitgeteilt, dass für den Smart Meter Monitoring Bericht die Erfahrungen eines einzelnen Unternehmens weitergeleitet werden, aber explizit darauf hingewiesen, dass es sich nicht um abgestimmte Erfahrungen der Elektro- und Elektronikindustrie handelt sondern um die Erfahrungen eines einzelnen Unternehmens:

„Erfahrungen von ████████ aus dem Smart Meter Rollout:

Zahlreiche ████████ Smart Metering Systeme sind derzeit sowohl in Österreich, als auch international im Einsatz. In Österreich zählen derzeit ca. 25 Verteilnetzbetreiber zum Kundenkreis. ████████ setzt dabei, im Gegensatz zu den meisten anderen Herstellern, auf ein vermaschtes Funknetzwerk als Kommunikationstechnologie. Dabei kommunizieren sowohl die Stromzähler untereinander, als auch Datenkonzentratoren und Zähler über Funk. Auf Grund des breiten Einsatzes bei vielen Verteilnetzbetreibern, sowohl im städtischen als auch ländlichen Umfeld, sowie des bereits weit fortgeschrittenen Rollouts, können bereits einige Erfahrungen eingebracht werden.

In der Praxis bestätigt die Radio-Mesh-Kommunikationstechnologie die Theorie, dass ein solches vermaschtes Funknetzwerk eine sichere, leistungsfähige, wartungsarme und belastbare Kommunikationsinfrastruktur bereitstellt. Aufgrund der vielen redundanten Übertragungsmöglichkeiten und der automatischen Selbstheilung im laufenden Betrieb, funktionieren sowohl die Inbetriebnahme eines Zählers als auch der operative Betrieb schnell und reibungslos. Ein installierter Zähler ist meistens binnen 2 Minuten „online“, damit vom System erreichbar und liefert erste Verbrauchs- und Betriebsdaten. Bei einem geordneten Rollout ist für die meisten Installationsgebiete eine Erreichbarkeit der Zähler mit einer Rate von weit über 99 % bereits ohne zusätzliche Antennen bzw. abschließendem Cleanup gegeben.

Zu beachten ist, dass zuerst die Datenkonzentratoren und danach in konzentrischen Kreisen die Zähler montiert werden. Wird diese Empfehlung berücksichtigt, ist die komplette Erreichbarkeit von den ersten Minuten an gegeben.

Beim sogenannten Eichzählertausch, im Zuge dessen die Geräte nach Bedarf in völlig unterschiedlichen Stellen des Netzes montiert werden, kann die Erreichbarkeit einzelner Zähler kurzfristig leiden. Mit zunehmendem Installationsfortschritt baut sich jedoch das ganze Netzwerk automatisch und schrittweise bis zur vollständigen Erreichbarkeit wieder auf.

Um eine vollständige Netzabdeckung aller Zähler in den topologisch unterschiedlichen Ausrollgebieten zu gewährleisten ist es ausreichend, in nur 20 bis 33 Prozent der Trafostationen Funk-Datenkonzentratoren anzubringen.

Auch der Ansatz, möglichst 100 % des Netzgebietes über Radio Mesh abzudecken und damit weitestgehend direkte P2P-Kommunikation über den öffentlichen Mobilfunk zu reduzieren, hat sich als praxistauglich erwiesen.

Eine Änderung der technischen Basisanforderungen für Smart Meter während eines laufenden Rollouts, wie sie in der letzten Fassung der IME-VO erfolgt ist, hat sich in Form ungeplanter Mehrkosten und Verzögerungen für alle Beteiligten ungünstig ausgewirkt und sollte in Zukunft vermieden werden.

Es kann beobachtet werden, dass durch die zunehmende Installation neuer Mobilfunktechnologien für das Internet der Dinge, wie NB-IoT, Sigfox, LoRaWAN etc. neue Möglichkeiten der Integration von smarten Zählern in die Kommunikationsnetzwerke entstehen. Bei Stromzählern scheint insbesondere der NB-IoT Standard für die kostengünstige Anbindung an die IT-Systeme unter Beibehaltung der Servicequalität interessant zu sein. Damit wird eine weltweit standardisierte, auf das Internet der Dinge optimierte, Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung stehen, die auch in punkto Reichweite und Durchdringungstiefe neue Maßstäbe setzt. Für batteriebetriebene Zähler (z.B. Wasser) sind hier eher andere Standards, wie Sigfox bzw. LoRaWAN auf Grund des geringeren Energiebedarfs zu bevorzugen. Aus unserer Sicht wäre es sinnvoll, die bereits installierte Infrastruktur für Stromzähler auch für andere Sparten, wie Wasser, Wärme und Gas zu nutzen. Vor allem im Bereich Wasser ist durch eine neue Generation von Smart Metern auf Ultraschallbasis eine Vielzahl innovativer Dienste, wie Überwachung von Temperatur (Umgebung und Medium), Leckage, Rohrbruch und Leitungsdruck, sowie Fernschaltung von Ventilen möglich. Dadurch sind ein hohes Einsparungspotenzial beim Netzbetreiber, als auch beim Endkunden, sowie eine wesentliche Erhöhung der Servicequalität gewährleistet.“

6.2.6 Österreichische Datenschutzbehörde (DSB)

Die Österreichische Datenschutzbehörde hat bezüglich den gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres (inklusive der ersten Jahreshälfte 2018) mitgeteilt, dass keine Auffälligkeiten im Zusammenhang mit der Smart Meter Einführung festzustellen waren.

6.2.7 Oesterreichs Energie (OE)

Oesterreichs Energie hat bezüglich den gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres folgendes mitgeteilt:

Einstieg in neue Basistechnologien zügig, aber sicher

Qualität hat Vorrang vor Geschwindigkeit, das ist die Maxime der E-Wirtschaft für das Smart-Meter-System

Seit 2014 steht fest, wann, wie und in welchem Ausmaß die analogen Ferraris-Zähler bei Österreichs Stromkunden durch moderne digitale Messgeräte ersetzt werden sollen. Ursprünglich war vorgesehen, dass bis Ende 2019 bereits 95 Prozent der über fünf Millionen Zählpunkte umgestellt sein sollten.

Mit diesem überaus ambitionierten Programm wollte Österreich die europäischen Vorgaben nicht nur in der Menge, sondern auch bezüglich des Zeithorizonts deutlich übererfüllen. Sieht doch die entsprechende EU-Richtlinie einen Ausrollungsgrad von 80 Prozent im Jahr 2020 vor, wenn zuvor die Einführung positiv bewertet wurde. Ein Ausrollungsgrad von 95 Prozent erscheint aus heutiger Sicht im

Jahr 2023 erreichbar. Qualität muss Vorrang vor Geschwindigkeit haben, um einen sicheren Übergang und Zukunftssicherheit zu gewährleisten.

Intensive Vorarbeiten zeigen Konkretisierungsbedarf auf

Österreichs Netzbetreiber haben sich für den Roll-Out, der inzwischen zum Teil in vollem Gange ist, intensiv vorbereitet. Dabei zeigte sich, dass die Umsetzbarkeit des Projekts vonseiten des Gesetzgebers und der Regulierungsbehörde zu optimistisch eingeschätzt wurde: Wie sich im Zuge der Beschaffungsverfahren herausstellte, waren seitens der Industrie weder Produkte im Angebot, die über ausreichende technische Reife verfügten, noch waren technische Standards, Prozesse und Sicherheitsanforderungen an die Systeme sowie die Systemarchitekturen ausreichend definiert und implementiert. Dadurch bedingt haben viele Unternehmen mit der Implementierung zugewartet und es kam zu Verzögerungen von Monaten, teilweise sogar wesentlich länger als einem Jahr. Nur wenige Netzbetreiber haben sich dazu entschieden, vorzeitig die Smart Metering Technologie einzuführen und diese nunmehr laufend an die neuen Anforderungen anzupassen.

Oesterreichs Energie hat für die Umsetzung von Smart Metering in Zusammenarbeit mit Industrie und Netzbetreibern sowie in Abstimmung mit den zuständigen Behörden dafür maßgebliche Grundlagenarbeit geleistet. Als Ziel wurde ein sicheres, zukunftsfähiges, stabiles und effizientes Smart Metering System definiert, das die Versorgungssicherheit weiterhin garantiert und zusätzlich alle Anforderungen im Bereich Datenschutz und Datensicherheit abdeckt. Auf Basis von Feldtests und technischen Untersuchungen entstand so eine Sammlung von technischen Basispapieren, die allen Netzbetreibern in Österreich und den Herstellern zur Verfügung stehen.

Basisdokumente für geordneten Einstieg in Smart Metering

Dazu gehören ein Katalog der Sicherheitsanforderungen für Smart Meter und das Data Protection Impact Assessment, eine Datenschutz-Folgenabschätzung für den Smart Meter Einsatz. Zur Präzisierung der Anforderungen der Netzbetreiber sind für Österreich spezifische Use-Cases für Smart Metering erarbeitet worden. Diese erstellten Dokumente beschreiben die österreichischen Smart Meter Use-Cases auf Basis der relevanten Verordnungen und können von den Netzbetreibern als Referenz-Use-Cases für deren Ausschreibungen verwendet werden. Zur Präzisierung der Anforderungen der österreichischen Netzbetreiber wurden Leitlinien und technische Grundsätze für ein Advanced Meter Communication System in Form einer Arbeitsunterlage zur Erstellung eines Lastenheftes veröffentlicht. Ein weiteres Lastenheft befasst sich mit den Anforderungen an die Sicherheit der Schnittstellen sowie an die internen Sicherheitsfunktionen eines Smart Meter Stromzählers für den österreichischen Markt. Dabei wurde auch auf die Austauschbarkeit von Geräten und Teil-Systemen zwischen verschiedenen Lösungsanbietern und Herstellern geachtet („Interoperabilität“), um das Smart Meter System auch im Betrieb, in der Instandhaltung und Weiterentwicklung offen und damit auch kostengünstig zu halten.

Alle von den Netzbetreibern erarbeiteten Dokumente sind auch auf der Branchenhomepage <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter.html> veröffentlicht. Auf dieser Homepage wird auch über eine Österreichkarte zu den Homepages der Netzbetreiber verlinkt, auf welcher sich weitere Informationen, z.B. der Roll-Out-Status des jeweiligen Netzbetreibers, befinden.

Aktuell arbeiten auf Basis der Erkenntnisse aus den Pilotprojekten stetig wachsende Teams von internen und externen Experten an den erforderlichen Vorbereitungen und der operativen Umsetzung des Smart Meter Rollout. Darüber hinaus wurden in Oesterreichs Energie gemeinsam auch generelle Anforderungsdokumente als Basis für ganz Österreich abgeleitet und der Industrie zur Verfügung gestellt. Darauf aufbauend haben die Netzbetreiber in den letzten 3 Jahren umfangreiche und für viele wohl die komplexesten Vergabeverfahren in ihrer Unternehmensgeschichte durchgeführt.

Komplexer Technologiewandel braucht sichere Fundamente

Neben der erforderlichen Smart Meter Technologie mit interchangeable/interoperable/koexistenter Zählertechnologie, Konzentratoren/Gateways, Übertragungstechnologie, Zählerkommunikationssystem, Datenmanagementsystem, integrierter Ende zu Ende Sicherheit waren bei den Netzbetreibern auch Systeme zur dauerhaften Betriebsführung, zur effizienten Rolloutplanung und -unterstützung, Mobility-Lösungen und eine Vielzahl an weiteren Anforderungen und Dienstleistungen wie Projektmanagement, Rollout-Planung, Systemintegration, Montage-Dienstleistungen, Testmanagement, Sicherheitsmanagement, Prozessmanagement und vieles andere mehr zu klären. Denn der anstehende komplexe Technologieumstieg benötigt sichere Fundamente. „Security und Privacy by Design“ kann damit in diesem wichtigen Bereich der Energiebranche als Grundvoraussetzung realisiert werden. Oesterreichs E-Wirtschaft kann stolz darauf sein, dass es gelungen ist, alle diese Themen zügig anzusprechen und zu klären, sodass sich die großen Netzbetreiber nach Abschluss der Vergabeverfahren bereits umfassend in der detaillierten Vorbereitung für den Rollout befinden. Dafür waren auch große Umsetzungsorganisationen aufzubauen, die es nun gemeinsam mit den Lieferanten und Dienstleistern sowie externen Fachkräften und Experten abzuwickeln gilt. Heute sind für die Umsetzung große Programm- bzw. Projektteams installiert, welche den Rollout professionell managen, um die Ziele qualitativ hochwertig zu erfüllen. Nachdem diese komplexen Systeme (Messgerät, Kommunikationstechnik vom Zähler bis in die Zentralen, IT-Systeme zur Verwaltung und Verarbeitung der Daten bis hin zu den Abrechnungssystemen) mit den gestellten Anforderungen von allen Herstellern neu entwickelt wurden und werden, sind umfassende Tests in den Labors, Produktionsstätten sowie auch nach der Installation bei den Netzbetreibern notwendig, bevor ein Massenrollout starten kann. Ziel dabei ist technische Probleme nicht erst im Feldbetrieb – auf dem Rücken der Netzkunden – zu bearbeiten und austragen.

Ambitionierter Zeitplan in Umsetzung

Für alle Netzbetreiber stellt die Umrüstung auf das Smart Meter System eine gewaltige finanzielle, organisatorische und technologische Herausforderung mit hohen Risiken dar. Ziel ist es, ein nachhaltiges System mit hoher Zuverlässigkeit zu implementieren. Eckpunkte dafür sind ein Beginn der Rollouts zumindest im Jahr 2018 mit den ersten Rolloutstufen und wesentlichen gesetzlichen Basisfunktionalitäten, um die implementierte Infrastruktur ausreichend auf Funktionsfähigkeit zu testen. Darauf folgend startet eine Forcierung der Rollouts im Jahr 2019 mit erhöhter Integration und Funktionalitäten in den Systemen und wesentlich gesteigerter Rolloutgeschwindigkeit. Der Massenrollout in den Folgejahren mit allen Funktionalitäten und maximal möglichen Rolloutquoten mit optimiertem wirtschaftlichen und unternehmerischen Risiko führt zum Vollausbau (min. 95%) bis zum Jahr 2023. Die Netzbetreiber haben die Beibehaltung ihrer guten Kundenbeziehung im Blickpunkt. Sie werden demnach auch wesentliche Schwerpunkte zur rechtzeitigen und geeigneten Information der Netzkunden und Stakeholder vor und beim Rollout legen.

Blick in die digitale Zukunft

Schon seit dem Beginn der Vorbereitungsarbeiten hat Oesterreichs Energie Wert daraufgelegt, die Implementierung von Smart Metering interoperabel und offen für Zukunftstechnologien zu gestalten. Dazu zählt auch die Umsetzung einer standardisierten Marktkommunikation. Die Grundlage wurden mit dem Elektronischen Datenaustausch (EDA) der E-Wirtschaft und der Internetplattform www.eutilities.at gelegt, die inzwischen zu einem Vorzeigeprojekt wurde, das in ganz Europa als beispielhaft angesehen wird. Die erarbeiteten „Customer Processes“ beschreiben dabei eine Vielzahl von Datenaustausch-Prozessen für die Kommunikation der Smart Meter.

So wie schon bei der Einführung der Smart Meter legt auch hier die E-Wirtschaft Wert darauf, an der technologischen Spitze mitzumarschieren, die wichtigsten Parameter zur Erforschung zu definieren und die Anwendung neuer Systeme in die eigene Hand zu nehmen. Denn Strom ist nicht nur ein Business, sondern wichtiger Teil der Daseinsvorsorge in unserer Industriegesellschaft.

6.2.8 Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)

Die RTR hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2017 folgendes mitgeteilt:

„Die Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR) steht mit der für den Energiebereich zuständigen Schwesterbehörde E-Control anlassbezogen in behördlichem Austausch. Wiewohl die Regulierungstätigkeit auf den Märkten für Strom und Erdgas auf der einen Seite sowie Rundfunk, Telekommunikation und Post auf der anderen Seite eigenständige Tätigkeitsfelder darstellen, kommt es nicht zuletzt aufgrund technischer Entwicklungen gelegentlich zu Überschneidungen. Ein solcher Berührungspunkt von Energie- und Telekom-Regulierung betrifft das Thema der Einführung von Smart Metering in Österreich. Hierzu wurde bereits im Jahr 2015 von RTR und E-Control ein gemeinsam erstelltes Arbeitspapier mit dem Titel „Ausgewählte Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Elektrizitätssektor“ veröffentlicht³², in welchem eine Betrachtung von spezifischen Anwendungsfeldern mit Fokus auf Smart Metering und Smart Grids unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens angestellt wurde.

Im Betrachtungszeitraum des vorliegenden Smart Meter Reports der E-Control gab es zu diesem Themenkomplex zwar keine gemeinsamen Projekte der beiden Behörden, allerdings kann auf Entwicklungen hingewiesen werden, die für beide Zuständigkeitsbereiche, konkret Telekommunikation und Strom, von Bedeutung sind.

Hier ist vorrangig die Zuteilung von Frequenzen für Kommunikationsdienste zu nennen, die grundsätzlich im Zuständigkeitsbereich der Fernmeldebehörde im Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) liegt. Allerdings kann für einzelne Frequenzbereiche der Bundesminister per Verordnung festlegen, dass die Zuteilung von Frequenzen "zahlenmäßig zu beschränken" ist. Wird eine derartige Festlegung getroffen, so ist in weiterer Folge die Regulierungsbehörde, konkret die Telekom-Control-Kommission (TKK), für die Zuteilung dieser Frequenzen zuständig.³³ Nachdem die betreffenden Frequenzen technologieneutral vergeben werden und zur Erbringung einer Vielzahl von Kommunikationsdiensten geeignet sind, kommt auch eine Nutzung im Energiebereich, wie bspw. zur Anbindung von Smart Meter, in Betracht. EVU treten aber nicht nur als Nachfrager für Frequenzen im Zusammenhang mit speziellen Anwendung im Energie-Sektor auf, vielmehr agieren zahlreiche EVU auch als Anbieter von Kommunikationsnetzen und -diensten und sind mit diesen Geschäftsfeldern im Aufsichtsbereich der RTR angesiedelt.

Aktuell steht insbesondere die bevorstehende Einführung von 5G und die hierfür erforderliche Frequenzausstattung der Anbieter im Mittelpunkt des Interesses. Nachdem sich mit 5G die Leistungsfähigkeit von Mobilfunknetzen gegenüber den heute im Einsatz befindlichen Technologien nochmals vervielfachen soll, sieht sich der neue Mobilfunkstandard mit beträchtlichen Erwartungen konfrontiert. Zum einen wird 5G als Wegbereiter von IoT³⁴ und M2M³⁵ gesehen, wo leicht ein Anknüpfungspunkt zu den Systemen der Energiewirtschaft gefunden werden kann. Zum anderen interessiert die Fragestellung, ob mit der Einführung von 5G auch eine Änderung der Business-Modelle und der Wertschöpfungsketten einhergehen und mit den sog. „Verticals“ neue Player auf den Markt drängen könnten. Neben Branchen wie Transport, Produktion oder Gesundheit, wird auch Energie immer wieder als ein möglicher zukünftiger 5G-Player genannt. Insofern darf durchaus mit Spannung

³² https://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520_TK_im_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7

³³ https://www.rtr.at/de/tk/FRQ_responsibilities

³⁴ Internet of Things

³⁵ Machine-to-Machine Communications

verfolgt werden, in welcher Rolle EVU sich künftig verorten und ob man sich mit 5G neue Geschäftsmöglichkeiten eröffnen kann.

Auf der Ebene der wettbewerbsrechtlichen Tätigkeiten von RTR und E-Control kam es in der Vergangenheit zu einer Kooperation der beiden Behörden im Zusammenhang mit Aktivitäten des Netzausbaus von EVU. Nachdem Datennetze sowohl im Zusammenhang mit der Energieversorgung (z.B. für Steuerung und Regelung oder Smart Metering) als auch für die Erbringung von öffentlichen Kommunikationsdiensten verwendet werden können, war eine korrekte Abgrenzung der Kosten zwischen den beiden Nutzungsfeldern für die Bewertung von Tarifanträgen³⁶ bei der E-Control erforderlich.

Als weiteres Projekt einer fachübergreifenden Thematik ist die von der RTR beauftragte und gemeinsam mit verschiedenen Stakeholdern durchgeführte Branchenrisiko-Analyse für den Telekom-Sektor zu nennen. Hier konnte nicht nur auf die Erfahrungen der E-Control aus vergleichbaren Analysen der Risiken im Strom- und Gas-Sektor zurückgegriffen werden, sondern es konnten auch Unternehmen aus dem Energie-Sektor für eine aktive Mitarbeit gewonnen werden. Damit erhöhte sich die Diversität der Arbeitsgruppe und es stand ein breiteres Expertenwissen zur Verfügung. Gleichzeitig wurde dem grundsätzlichen Bestreben der RTR nach einer stärkeren Vernetzung der Sicherheitsfachleute auf Arbeitsebene über Branchengrenzen hinweg nachgekommen. Eine für die Öffentlichkeit freigegebene Version des Abschlussberichts vom Februar 2018 ist auf der Website der RTR verfügbar³⁷.

6.2.9 Verein für Konsumenteninformation (VKI)

Die E-Control hat beim Verein für Konsumenteninformation um eine Stellungnahme angefragt, aber bis Redaktionsschluss leider keine Stellungnahme erhalten.

³⁶ Anmerkung der Redaktion: Gemeint ist hier im Zuge der Kostenermittlungsverfahren

³⁷ https://www.rtr.at/de/tk/Netzsicherheit/Branchenrisikoanalyse_TK_2018-06-22.pdf

7 Datenschutz

7.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Erhebung von Messdaten durch ein intelligentes Messgerät unterliegt wie jede andere Datenanwendung den Rechtsvorschriften der DSGVO sowie des DSG. Dieses enthält Regelungen über den Schutz personenbezogener Daten (all jene Angaben über Betroffene, deren Identität bestimmt oder bestimmbar ist) und die Zulässigkeit von deren Verwendung. Die Verwendung von Daten ist an bestimmte Grundsätze geknüpft, wobei hierbei besonders die rechtmäßige Verwendung und der rechtmäßige Zweck der Ermittlung hervorzuheben sind. Die Übermittlung von Verbrauchsdaten des Netzbeneutzers an den Netzbetreiber bzw. durch den Netzbetreiber an Stromlieferanten darf nur insoweit erfolgen, als dies gesetzlich zulässig ist, der Erfüllung von Verträgen dient oder auf einer Einwilligung des Kunden beruht. Auch in allen übrigen Punkten (Recht auf Löschung, Auskunftsrecht etc.) findet die DSGVO und das DSG Anwendung.

Gemäß § 84 Abs 1 EIWOG 2010 muss zumindest einmal täglich ein Verbrauchswert sowie sämtliche Viertelstundenwerte im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für den Kunden für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät zu Zwecken der Verrechnung, Kundeninformation (§ 81a EIWOG 2010), Energieeffizienz, der Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes gespeichert werden. Den täglichen Wert (z.B. ein Wert um Mitternacht) hat der Netzbetreiber im Internet - für den persönlichen Gebrauch des Kunden - auszugeben. Die Auslesung der Viertelstundenwerte aus den Messgeräten ist jedoch von einer Kundenzustimmung bzw. zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag, abhängig.

Einmal im Monat hat der Netzbetreiber auf Basis der gesetzlichen Verpflichtung von § 84a Abs 2 EIWOG 2010 die Verbrauchswerte dem Energielieferanten zu übermitteln.

Für die Zwecke der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes sowie der Energiestatistik können die Viertelstundenwerte anonymisiert ausgelesen werden. Zu diesem Zwecke werden diese Daten unmittelbar nach deren Auslesen anonymisiert und dürfen nur in dieser nicht personenbezogenen Form verwendet werden. Die technische Ausführung der Anonymisierung ist systemabhängig vom Netzbetreiber zu gewährleisten. Diesbezüglich gibt es bereits bei der Datenschutzbehörde (DSB) angemeldete Datenanwendungen über die anonymisierte Auslesung dieser Daten.

7.2 Bisherige Erfahrungen

Bei den Netzbetreibern wurde auch erhoben, inwieweit sie die vielfältigen datenschutzrechtlichen Vorgaben im Rahmen ihrer Projekte bereits berücksichtigt haben.

Ziel war hierbei festzustellen, ob und in welcher Form schon Kundeninformationen über die datenschutzrechtlichen Aspekte bei der Installation von intelligenten Messgeräten existieren. Weiters wurde eruiert, ob die entsprechenden Projekte bereits bei der Datenschutzbehörde (DSB) angemeldet und entsprechend in das Datenverarbeitungsregister (DVR) aufgenommen wurden.

Zusätzlich wurde dann noch abgefragt, für welche Zwecke die jeweilige Datenanwendung verwendet wurde. Im gegenständlichen Monitoringbericht wurden auch Informationen im Zusammenhang mit der Auslesung von Viertelstundenwerten sowie die Inanspruchnahme der Opt-in und Opt-out Möglichkeit erhoben. Es haben Kunden im Durchschnitt lediglich rund **1,4 % der Kunden von der Opt-out Möglichkeit Gebrauch gemacht** (2016: 1,1%). Weiters zeigt sich, dass immerhin rund **7,6 %** (2016: 6,3 %) **der Kunden** für die **Übertragung von Viertelstundenwerten**, und somit für ein **Opt-in** entschieden haben. Der Großteil der Kunden wählt daher das Intelligente Messgerät in der Standardkonfiguration (unten in der Grafik als „Standard“ bezeichnet):

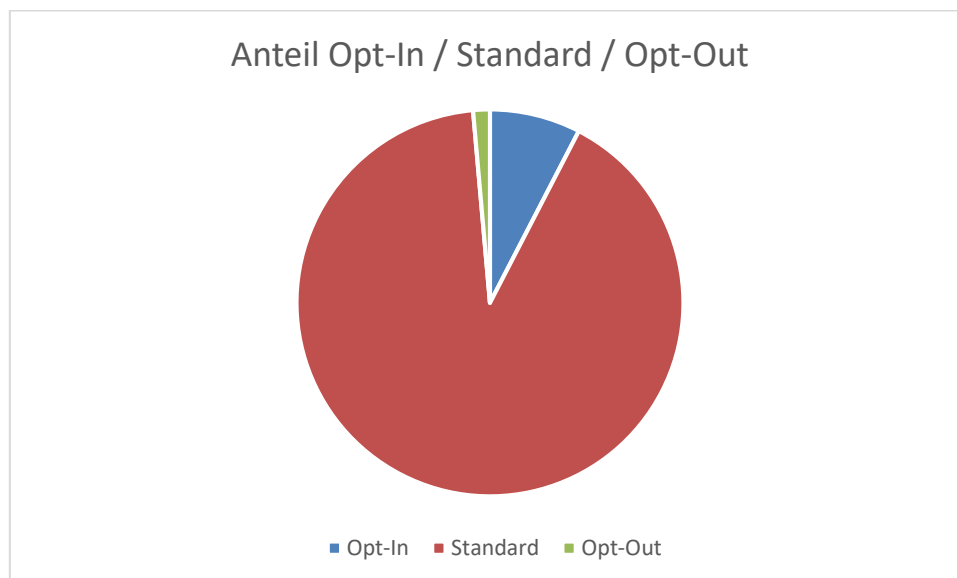


Abbildung 17: Anteil der Opt-In Kunden im Verhältnis zu Opt-out

Des Weiteren wurde abgefragt, inwieweit optische bzw. technische Unterscheidungsmerkmale vorgesehen wurden, die im Falle der Verwendung von ähnlicher Zählerhardware zwischen Opt-out Geräten und Smart Meter zur Anwendung gelangen. Als optisches Unterscheidungsmerkmal wurde oftmals eine entsprechende Anzeige am Zählerdisplay angegeben, als technisches Unterscheidungsmerkmal eine entsprechende Zählerkonfiguration.

8 Preis- und Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern

8.1 Kundeninformation und Energieeffizienz

Die Netzbetreiber stellten der E-Control im Zuge der Abfrage detaillierte Informationen über ihre bestehenden Kundeninformationen bzw. Web-Portale zur Verfügung. Die bereitgestellten Materialien beziehen sich dabei auf das Berichtsjahr 2017.

Die Grundlage für die Aufbereitung der Daten bildet die DAVID-VO 2012.

Die E-Control bekam einerseits einen Überblick über die Web-Portale der Netzbetreiber in Form von Screenshots, Beschreibungen und Powerpoint-Präsentationen, andererseits (wo verfügbar) einen direkten Zugriff auf die Web-Portale (z.B. durch einen Testzugang).

Aufgrund der zur Verfügung gestellten schriftlichen Informationen wurden sowohl die allgemeinen Mindestanforderungen sowie der Informationsgehalt und die Aufbereitung der Daten soweit möglich analysiert und auf die Einhaltung der Anforderungen gemäß DAVID-VO 2012 hin überprüft.

Die aktuell zur Verfügung stehenden Web-Portale wirken dabei, wie bereits in Kapitel 6.1.7 ausgeführt, sehr gut aufgestellt und übersichtlich, müssen aber durchaus noch adaptiert werden, um allen Anforderungen zu entsprechen. Die E-Control geht jedoch davon aus, dass die gesetzlichen Verpflichtungen nach den jeweiligen Pilotprojektphasen vollinhaltlich eingehalten werden, somit ab dem Vollbetrieb der Web-Portale allen mit einem intelligenten Messgerät ausgestatteten Kunden ein entsprechender, kostenloser Zugang zur Verfügung gestellt wird. In Bezug auf die Zugriffsrechte ist festzuhalten, dass für alle erwähnten Web-Portale ein autorisierter, gesicherter Zugang nötig ist, was den Anforderungen der DAVID-VO 2012 entspricht.

Intelligente Messgeräte sind nicht nur im Bereich von Strom und Gas, sondern auch für den gesamten Energieeinsatz von Bedeutung. Beispielsweise wurde im Rahmen eines Pilotprojektes von der Deutschen Energie-Agentur sowie dem Energiedienstleister ista, dem Deutschen Mieterbund und dem Deutschen Bundesbauministerium der Einsatz von Informationssystemen auf das Heizverhalten hin untersucht³⁸. Hierzu wurden in Haushalten in Essen, München und Berlin Systeme für das Energiedatenmanagement installiert. Die gemessenen Daten wurden per Funk übermittelt und die

³⁸ Modellvorhaben Bewusst heizen, Kosten sparen. Management Summary zum Zwischenbericht „Verbrauchsauswertung und Mieterbefragung in der Heizperiode 2014/2015“.

Nutzer erhielten per Post oder Web-Portal Zugriff auf ihren Verbrauch. Die Testhaushalte konnten an Hand der Daten erkennen, welche Verhaltensweisen zu einer Reduktion des Energieeinsatzes führten und ihr Verhalten entsprechend anpassen. Die erzielten Einsparungen betragen im Schnitt 16 %. Dies zeigt, dass der Einsatz von Smart Meter auch im Bereich des Heizens für Einsparungen sorgt. Die Energieeffizienz-Richtlinienverordnung, BGBl II 394/2015, sieht im Anhang/Methodendokument³⁹ folgende Einsparungen durch den Einsatz von Smart Meter für einen durchschnittlichen Haushalt vor: Für Strom und Wärme 630 kWh/a, für Wärme und Gas 486 kWh/a und für Strom 144 kWh/a. Aus dem aktuellen Bericht der Monitoringstelle über den Stand der Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes in Österreich geht nicht hervor, ob und in welchem Ausmaß Smart Meter als Energieeffizienzmaßnahme angerechnet wurden. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich Smart Meter, die über die gesetzliche Quote hinaus eingebaut werden, überhaupt als Maßnahme anrechenbar sind.

Speziell durch das EEffG gewinnen Energiemanagementsysteme an Bedeutung. Hier gibt es bereits Systeme, die zur Erfassung sämtlicher Verbrauchsdaten dienen. Dies reicht von der Messung von Raumtemperaturen bis hin zur Messung von Druck oder Feuchte in Produktionsräumen. Speziell für automatisierte Anwendungen, wie das automatische Lüften bei Erreichen eines zu niedrigen Sauerstoffgehalts in der Luft, werden intelligente Messgeräte eingesetzt. Solche Systeme werden bereits von Hausverwaltungen und Betrieben zur Steuerung verwendet. Das EEffG, mit seiner Verpflichtung zu Energieaudits und Umweltmanagementsystemen, sorgt dafür, dass diese Systeme in Zukunft häufiger zum Einsatz kommen werden.

8.2 Informationsgehalt und Verfügbarkeit der Daten gemäß DAVID-VO 2012

In der DAVID-VO 2012 wird beschrieben, welche Daten dem Endverbraucher in welcher Form zur Verfügung zu stellen sind. Bei allen Netzbetreibern werden die Verbrauchsdaten wie gefordert in kWh angeboten. Eine gemäß DAVID-VO 2012 verpflichtende Darstellung von Viertelstundenwerten (bei Zustimmung des Kunden bzw. bei einem entsprechenden vom Kunden gewählten Liefervertrag) ist bei allen Unternehmen sicherzustellen. Zudem sind auch Kennzahlen zum Vergleich des eigenen Verbrauchs zu integrieren. Weiters müssen auch Verweise auf die entsprechenden Energieberater angeführt werden. Downloadfähige Datenformate für den Kunden sind ebenfalls zur Verfügung zu stellen, wobei hier ein standardisiertes Format wünschenswert wäre. Die E-Control wird die Entwicklung beobachten und – sofern erforderlich - gegebenenfalls auf einheitliche Datenformate hinwirken.

³⁹ Siehe BGBl II 394/2015, Anlage 1, Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen, Seite 155, Tabelle 8.3-2: Endenergieeinsparung für Intelligente Zähler (Smart Meter) in Haushalten [kWh/a]

Bei einigen Netzbetreibern ist eine Auswahl zwischen Viertelstunden-Verbrauchswerten und Tagesverbrauchswerten bereits möglich. Zusätzlich gibt es auch die Möglichkeit, variable Zeitbereiche zu vergleichen sowie die Möglichkeit der Kontrolle des Stand-by Betriebs. Es besteht auch die Möglichkeit, die verfügbaren Daten in verschiedene, gebräuchliche Formate zu exportieren und damit auch auszudrucken.

8.3 Preisentwicklung bei Haushaltskunden

Endverbraucherpreise in den Elektrizitätsmärkten werden von der E-Control im Rahmen der Marktstatistiken erhoben und publiziert⁴⁰. In Folge einer Systemumstellung der Preiserhebung auf europäischer und somit auch auf nationaler Ebene werden fortan nur mehr die Verbraucherkategorien Haushalte und Nicht - Haushalte in verschiedenen Größenklassen erhoben.

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise von 2007 bis Ende 2017 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben zeigt dabei folgenden Verlauf:

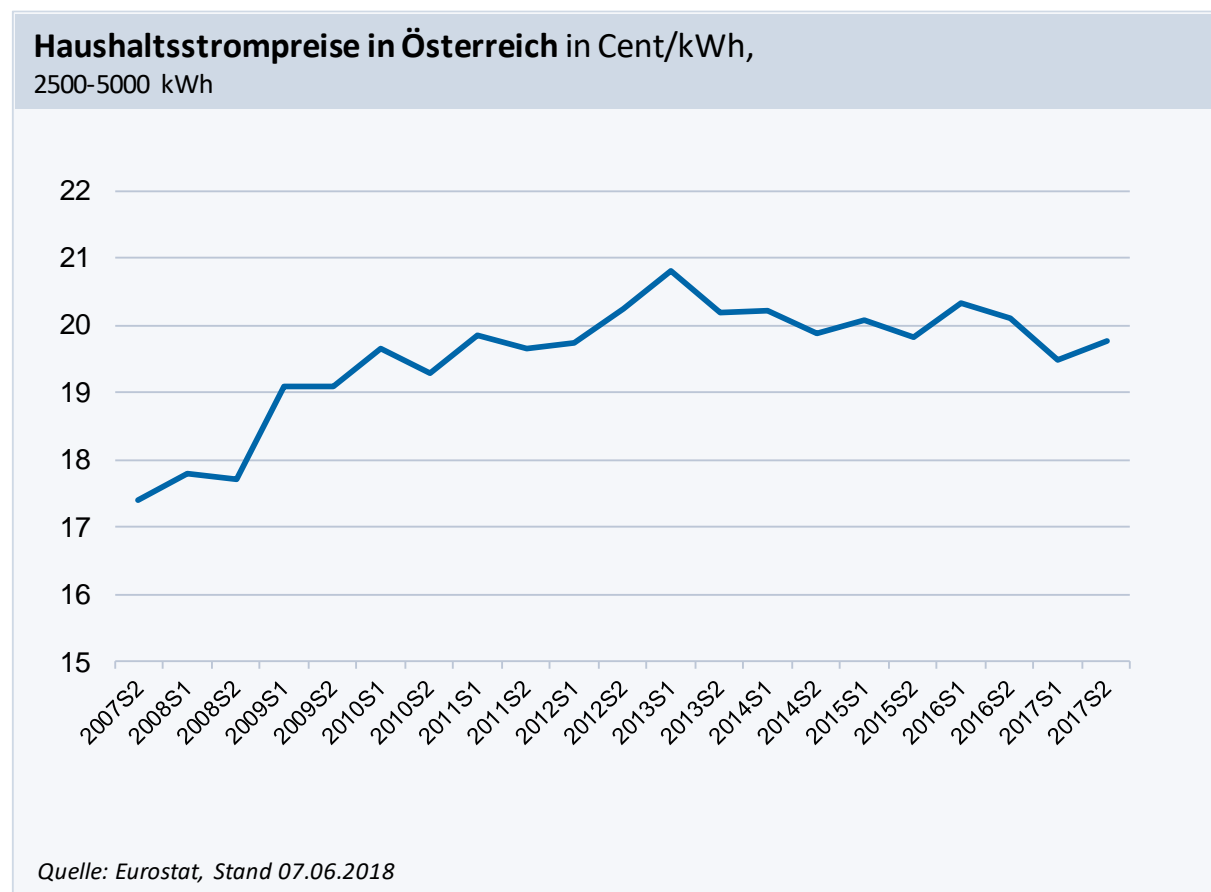


Abbildung 18: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben

⁴⁰ Siehe auch: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise im Europäischen Vergleich von 2007 bis Ende 2017 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben stellt sich wie folgt dar:

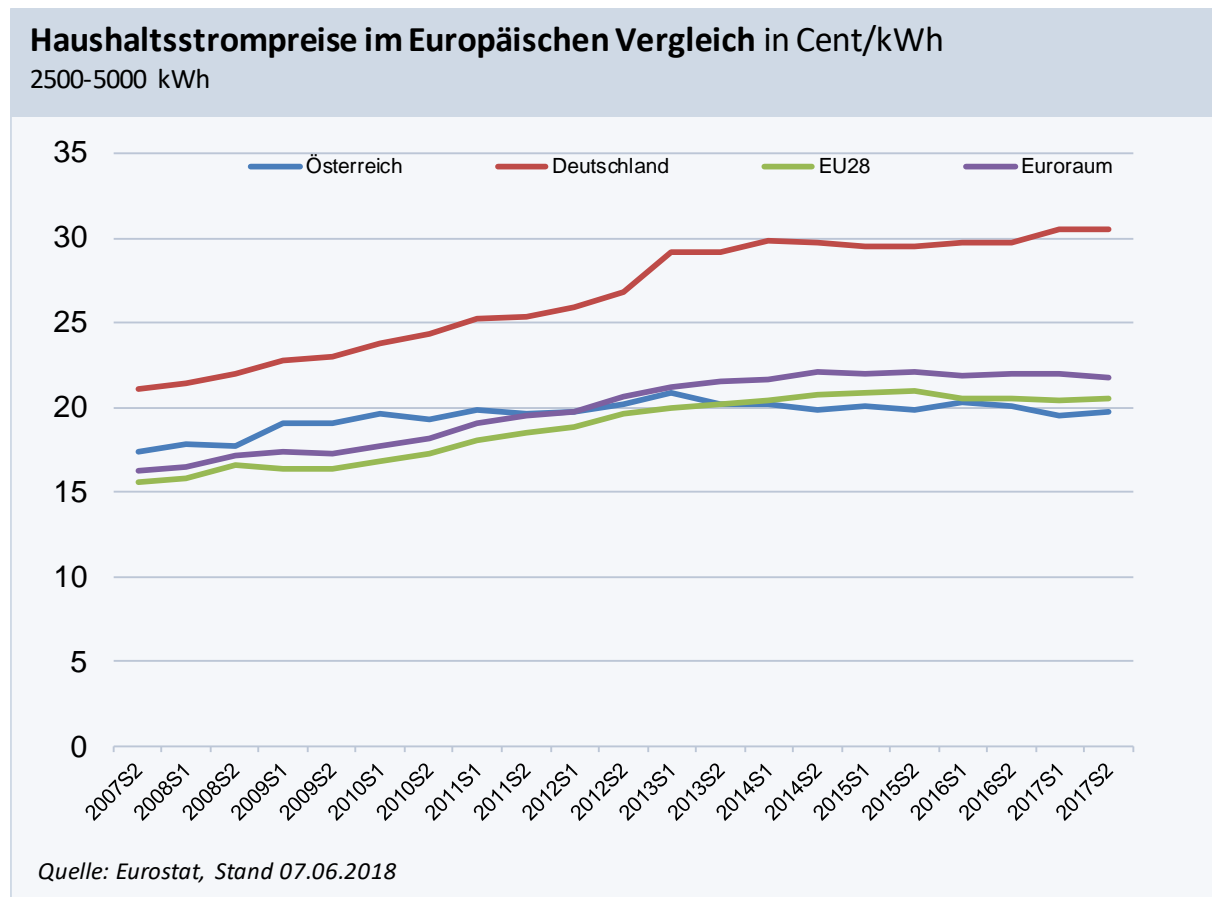


Abbildung 19: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben

8.4 Tarifkalkulator der E-Control

Mit dem Start des neuen Tarifkalkulators der E-Control im Oktober 2017, wurden neue Möglichkeiten des Preisvergleichs geschaffen. Für jene Verbraucher die über den intelligenten Zähler (Smart Meter) verfügen und den Strom zu bestimmten Tageszeiten zu unterschiedlichen Preisen beziehen können, wurde dadurch möglich, Produkte mit zeitvariablen Tarifen (Time-of-Use Tariffs) untereinander sowie mit anderen herkömmlichen Produkten zu vergleichen.

Haushalte können hier dann zum einen Kosten sparen, zum anderen dadurch dazu beitragen, Strom aus fluktuierender Erzeugung zu verbrauchen, wenn es ein Dargebot gibt und somit die Integration in und somit die Integration in das System insgesamt zu unterstützen. Neben tageszeitlich

unterschiedlichen Preisen können auch Produkte angeboten werden, die beispielsweise zwischen einzelnen Wochentagen und Wochenenden, Sommer, Winter und Übergangszeiten unterscheiden.

Somit ist die E-Control mit dem Tarifkalkulator die erste Preisvergleichsplattform, die auf diese Entwicklung bereits vorbereitet ist und den Verbrauchern schon jetzt die Möglichkeit gibt, diese neuen Produkte zu verstehen.

Zeitvariable Tarife (Time-of-Use (TOU) Tariffs) enthalten tageszeit-, wochentags- und/oder saisonal-bezogenen Arbeitspreise. Je nach konkreter Ausgestaltung eines zeitvariablen Tarifs reicht dessen Komplexität von einfachen, zweistufigen Tag- und Nachtтарифen bis zu stündlich (in manchen Fällen auch $\frac{1}{4}$ - stündlich) unterschiedlichen Tarifen. Bei einem zeitvariablen Tarif wird der Tag in unterschiedliche Zeitblöcke von üblicherweise mehreren Stunden eingeteilt, während derer konstante Strompreise gelten. Zeitvariable Preise werden i.d.R. langfristig festgelegt, mit Gültigkeit über mehrere Monate oder ein Jahr. Daher können sie im Tarifkalkulator die gleichen Preismodelle wie andere Produkte haben: Preis mit oder ohne Preisgarantie oder indexbezogener Preis.

Um einen Vergleich der Angebote unter Berücksichtigung des eigenen Verbrauchsverhaltens (Lastprofil) anzustellen, gibt es für die Nutzer des Tarifkalkulators zwei Möglichkeiten:

- Der Kunde kann sein eigenes, tatsächliches Lastprofil verwenden, sofern dieser bereits einen Smart Meter hat und ein Lastprofil aus dem Internetportal seines Netzbetreibers herunterladen können.

Hier ist es zu empfehlen, dass für alle Netzbetreiber ein einheitliches Lastprofil-Format gilt, sodass die Lastprofile im Tarifkalkulator als auch in allen anderen Preisvergleichsplattformen, die eine derartige Funktionalität implementieren, problemlos hochgeladen werden können.

- Der Kunde nutzt die Vorlagen, die im Tarifkalkulator zur Auswahl gestellt werden. Unter den künstlich erzeugten Lastprofilen wird einfach jenes ausgewählt, welches dem eigenen Verbrauchsverhalten am Nächsten kommt.

Die künstlichen Lastprofile wurden für die E-Control vom AIT (Austrian Institut of Technology) erhoben und wissenschaftlich berechnet. Sie stellen typische Verbrauchsverläufe von durchschnittlichen Haushalten dar. Für Haushalte stehen im Tarifkalkulator insgesamt mehr als 10 beispielhaften Lastprofile für die Vergleichsrechnung zur Auswahl.

In den ersten 6 Monaten 2018 wurden 280.000 Abfragen im Tarifkalkulator durchgeführt. Mehr als Dreiviertel davon entfällt auf Stromabfragen, der Rest auf Gas. Bei den meisten Abfragen ist die Eingabe von PLZ und Verbrauch ausreichend. In 15 Prozent der Fälle wird der Verbrauch durch Haushaltsgröße abgeschätzt. Komplexere Abfragen, wie etwa jene mit 2 Zählern, machen 6 Prozent aus und auf Abfragen mit einem Smart Meter entfallen 4 Prozent. Derzeit gibt es nur wenige Lieferanten (aWATTar und Wüsterstrom österreichweit und Energie AG und Linz AG jeweils in ihren Netzgebieten), die zusätzliche Produkte für Kunden mit einem installierten Smart Meter und Opt-In Option anbieten. Mit dem weiteren Rollout von Smart Metern, vor allem in den Netzbereichen mit vielen Kunden ist zu erwarten, dass die Anzahl von Produkten mit dynamischen oder zeitabhängigen Preisen steigt.

Erfahrungen mit dynamischen/zeitvariablen Tarifen

Die Energie Burgenland befindet sich derzeit in der Entwicklungs- und Innovationsphase von Smart Meter-Produkten, der eine Phase europaweiter Marktanalyse (z.B. Italien) vorangegangen ist. Es wird mit einigen Pilotprojekten, wie z.B. einem Pendlertarif oder kleineren Aktionen zu Weihnachten, gestartet werden, ein Produkt für den Massenmarkt ist jedoch frühestens im Frühjahr/Sommer 2019 zu erwarten (wobei die Netz Burgenland GmbH bereits die Hälfte des Roll-Outs, schwerpunktmäßig im Südburgenland, abgeschlossen hat).

Die Stadtwerke Feldkirch haben zwar bereits 100% Smart Meter ausgerollt, bieten aber keine speziellen Produkte an (und planen auch bis auf weiteres dies nicht zu tun).

Der Lieferant aWATTar bietet bereits seit 2015 Produkte mit stündlicher Abrechnung, gekoppelt an EPEX-Börsenpreise, an. Bis zum Frühjahr 2018 hatte das Unternehmen ausschließlich Kunden in Oberösterreich, inzwischen sind unter den circa 2000 Kunden $\frac{3}{4}$ aus anderen Netzgebieten. aWATTar bietet zwei Produkte für Smart Meter an, darunter seit Oktober letzten Jahres einen gedeckelten Tarif. Bei diesem Produkt erhält der Kunde einen Bonus, wenn er den Verbrauch in Stunden, in denen der Strompreis niedriger ist, verlagert. Die Rechnungslegung erfolgt monatlich. aWATTar baut sein Vertriebsnetz über Partnerschaften mit Wärmepumpen-, Auto- und Batterieherstellern aus, wobei ein großer Schwerpunkt auf E-Mobilität liegt.

Die Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG sowie die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG bieten 3 Preismodelle für Haushalts- sowie ein Preismodell für Gewerbekunden mit Smart Metern an. Für Haushaltskunden gibt es zwei Preismodelle mit jeweils zwei Zeitzonen und ein Modell mit vier Preiszonen für intelligente Wärmepumpen. Beim Preismodell für Gewerbekunden werden drei Zeitzonen gemessen. Die Viertelstundenverbrauchswerte werden den Kunden in den jeweiligen Kundenportalen zur Einsicht, entsprechend grafisch aufbereitet, zur Verfügung gestellt, die Abrechnung basiert ebenfalls auf diesen Viertelstundenverbrauchswerten und erfolgt dabei derzeit nach wie vor jährlich. Für die Abrechnung dieser Tarife ist das Clearing mit Messwerten erforderlich, das für diesen Zweck seit 1.2.2018 österreichweit einheitlich möglich ist – siehe dazu Kapitel 2.4.2 oben.

9 Netzsituation

Einer jener Punkte, die im Zuge der Erhebungen gemäß IME-VO abgefragt wurden, waren die von den Netzbetreibern erwarteten Auswirkungen auf die allgemeine Netzsituation.

Gefragt wurde dabei, ob durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten mit einer merkbaren Verschiebung der Lasten im Netzgebiet zu rechnen sei, ob die bessere Verfügbarkeit der Daten in der Niederspannungsebene zu einer höheren Versorgungssicherheit führen könnte und ob möglicherweise die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwendet werden. Auch zu diesem Punkt meldeten wiederum hauptsächlich jene Netzbetreiber, die bereits substantielle Projekte umgesetzt haben.

Es wird seitens der Netzbetreiber nur bedingt mit merkbaren Verschiebungen der Lasten (z.B. durch neue Tarifmodelle) im Netzgebiet gerechnet, während man aber durchaus davon ausgeht, dass die bessere Datenlage (Fehlerprotokolle usw.) zu einer höheren Versorgungssicherheit auf Niederspannungsebene führen könnte. Es ist zudem ebenfalls vorzusehen, die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwenden zu können (vgl. § 84a Abs 1 EIWOG 2010). Weiteres Verbesserungspotential sieht man in der Möglichkeit, auf Grund der Erreichbarkeit einzelner Zähler Fehlersituationen einzugrenzen zu können, was abhängig vom Störgeschehen zu einer beschleunigten Störungsbehebung führen könnte. Durch eine „Ferndiagnose“ der Situation eines einzelnen Kunden ohne Spannung in der Anlage kann rascher auf die Fehler reagiert werden. Weiters wird die Einbindung in Spannungsregelungen, die insbesondere der Kompensation der spannungsanhebenden Wirkung der dezentralen Erzeugungsanlagen dienen, als nützlich angesehen. Insgesamt sieht man daher zusätzlich ein großes Verbesserungspotential in der Fehlererkennung und -behebung beim Kunden. Zusätzlich bestehen weitere, große Potenziale deren Nutzenstiftung laufend analysieren und bewertet wird. Die Bandbreite von weiteren Vorteilen reicht hier von der Verbesserung der Spannungsqualität bis hin zu einer optimierten Netzausbauplanung. Ohne die Daten der Smart Meter werden solche Potentiale aber nicht ausgeschöpft werden können.

10 Weitere Vorgehensweise im Zusammenhang mit dem Smart Meter Roll-Out, Ausblick

Die Flexibilisierung der Energiemärkte erfordert eine zeitnahe Messung auch auf Verbraucherseite, um Demand Side Flexibility - und Demand Side Response - Maßnahmen grundsätzlich zu ermöglichen. Die Möglichkeit von Clearing mit Messwerten in kürzeren Intervallen und die Einführung des Netznutzungsentgeltes auf Netzebene 7 tragen zur weiteren Optimierung des Energiesystems bei. Die Integration erneuerbarer Energiequellen, die Tendenz der Erzeugung zusätzlich zu zentralen großen Erzeugungseinheiten auch zu verteilten Kleinerzeugern, wird zudem die Struktur des Energiemarktes nachhaltig verändern.

Gemäß den Vorschlägen der Europäischen Kommission werden Smart Meter als wesentlicher Baustein der Energiezukunft Europas erachtet, um die zukünftigen Herausforderungen wie z.B. Stärkung der Konsumentenrechte und Ausbau von Energieeffizienzmaßnahmen entsprechend bewältigen zu können. Zudem dürfen die Kostensenkungspotentiale (verminderte Fehlersuche, optimierte Netzplanung, Prozessoptimierungen etc.) im Netzbetrieb nicht außer Acht gelassen werden.

Die Europäische Kommission aktualisiert zudem gerade den aus dem Jahr 2014 bekannten Smart Metering Benchmarking Report⁴¹ unter dem Titel „Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28“, wobei die aktuelle Studie um neue Elemente erweitert werden soll. Die relevanten Stakeholder der jeweiligen Mitgliedsstaaten sind daher aufgerufen worden, entsprechende Daten an das Konsortium, welches die Studie bearbeitet, zu übermitteln. Gegebenenfalls kann schon im nächstjährigen Monitoringbericht über Ergebnisse dieser Studie und die Lage Österreichs im Europäischen Vergleich berichtet werden.

Mission 2030 - die Österreichische Klima- und Energiestrategie

Die Klima- und Energiestrategie hebt die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende hervor. Dieser wird eine Schlüsselfunktion bei der Lösung der Herausforderungen die durch Dezentralisierung, sowie der effizienten und flexiblen Nutzung von Energie und Mobilität zugeschrieben. Laut Klima und Energiestrategie wird auch das sogenannte Demand Side Management durch die Einführung von Smart Metern für alle Bevölkerungsgruppen begünstigt. Der Digitalisierung wird eine wachsende Rolle im Zuge der Energiewende zugeschrieben, wo Steuerung und Regelung mittels digitaler Technologien von Bedeutung sind. Für die Zukunft wird die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität als Zentrum der IKT basierten Optimierung genannt.⁴²

⁴¹ Commission Smart Metering Benchmarking Report of 2014 COM(2014) 356 final; <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/EN/1-2014-356-EN-F1-1.Pdf>

⁴² Mission 2030 - die Österreichische Klima und Energiestrategie

Clean Energy Package der Europäischen Kommission

Die Europäische Kommission legt im Clean Energy Package⁴³ Vorschläge für viele Änderungen für eine bessere Einbindung der Endkonsumenten ins Energiesystem vor, bei denen eine wesentliche Voraussetzung Smart Meter sind. Diese Vorschläge werden derzeit unter Österreichischer Ratspräsidentschaft diskutiert, die Verhandlungen sollen noch dieses Jahr abgeschlossen werden.

⁴³ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2017	9
Abbildung 2: Gegenüberstellung Ausrollung Anzahl Zähler kumuliert, Meldungen 2015 und 2016 im Vergleich zur Meldung 2017.....	24
Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausrollung Prozent Zähler kumuliert, Meldungen 2015 und 2016 im Vergleich zur Meldung 2017.....	25
Abbildung 4: Gegenüberstellung Ausrollungsrate pro Jahr Meldung 2015 und 2016 im Vergleich zur Meldung 2017.....	25
Abbildung 5: Netzbereiche, Anzahl Smart Meter, vgl. Planwerte Ausrollungsgrade, 2016 im Vergleich zur Meldung 2017.....	27
Abbildung 6: Netz Oberösterreich GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2017 ..	28
Abbildung 7: LINZ STROM Netz GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2017	29
Abbildung 8: Stadtwerke Feldkirch, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2017	30
Abbildung 9: Netz Burgenland GmbH, geplante Entwicklung Anzahl Smart Meter, Stand Dezember 2017.....	31
Abbildung 10: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2020, Stand Dezember 2017.....	33
Abbildung 11: Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2017.....	34
Abbildung 12: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand Dezember 2017.	34
Abbildung 13: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2017	35
Abbildung 14: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2017	35
Abbildung 15: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG).....	41
Abbildung 16: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung von Smart Metern im Jahr 2017	44
Abbildung 17: Anteil der Opt-In Kunden im Verhältnis zu Opt-out	59
Abbildung 18: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben	62
Abbildung 19: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben	63