

Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich

Bericht der Energie-Control Austria gemäß § 2 Abs. 3 Intelligente
Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO



E-CONTROL

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
www.e-control.at

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria

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

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.

© Energie-Control Austria

Vorwort

Der vorliegende Bericht zur Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich wurde gemäß § 2 Abs. 1 und § 2 Abs. 3 der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO erstellt.

§ 2 Abs. 1 der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO bestimmt 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 vorgegebenden Form zu übermitteln.“

Im Rahmen dieser Berichtspflichten sind die Netzbetreiber daher angehalten, aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortlauf der Installation, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (nunmehr: Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft) sowie an die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Die Form dieses Berichts kann dabei von der Regulierungsbehörde vorgegeben werden. Die von den Netzbetreibern übermittelten Berichte sind anschließend die Grundlage für den hier vorliegenden von der Regulierungsbehörde zu erstellenden, jährlichen Bericht über den Fortlauf der Einführung.

Der hier vorliegende Fortschrittsbericht über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich wurde auf Basis der erhobenen Daten des Berichtsjahres 2014 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage zu diesem Zeitpunkt.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	5
2 RAHMENBEDINGUNGEN	7
2.1 EUROPÄISCHE RICHTLINIEN	7
2.1.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG	7
2.1.2 Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU	7
2.2 EUROPÄISCHE STANDARDISIERUNGSINITIATIVE	8
2.3 NATIONALE GESETZESGRUNDLAGEN	9
2.3.1 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010	10
2.3.2 Verordnungen	12
2.3.2.1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)	12
2.3.2.2 Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011)	13
2.3.2.3 DAVID-VO 2012, Novelle 2013	13
2.4 SONSTIGE MARKTREGELN	15
2.4.1 Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen	15
2.4.2 Kapitel 11 - Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten	16
2.5 DATENSCHUTZ	17
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN NETZBETREIBERN	18
4 AUSWERTUNG DER ERHOBENEN DATEN	19
4.1 ANZAHL DER GEMELDETEN PROJEKTE	19
4.2 ANZAHL DER BEREITS INSTALLIERTEN INTELLIGENTEN MESSGERÄTE	19
4.3 ERFÜLLUNG DER ANFORDERUNGEN GEMÄß IMA-VO 2011	21
4.4 AUFBAU DES SMART-METER-SYSTEMS, DATENÜBERTRAGUNG UND IT-SYSTEME	22
4.4.1 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien	24
4.4.2 Anpassungen der IT-Systeme	26
4.4.3 Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen	27
4.5 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIEN	28
4.6 KOSTEN	29
4.7 DATENSCHUTZ	29
4.8 KUNDENINFORMATION UND ENERGIEEFFIZIENZ	30
4.8.1 Informationsgehalt und Verfügbarkeit der Daten gemäß DAVID-VO	31
4.9 NETZSITUATION	32
5 WEITERE VORGEHENSWEISE IM ZUSAMMENHANG MIT DEM SMART METER ROLL- OUT, AUSBLICK	33
6 ABBILDUNGSVERZEICHNIS	34

1 Zusammenfassung

Gesetzliche Grundlagen

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit dem Erlass der auf § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 basierenden Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ, nunmehr: BMWFW) der Startschuss für die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde Ende 2014 novelliert. Die Verordnung sieht vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der festgeschriebene Einführungsplan sieht zudem eine stufenweise Umsetzung vor: bis Ende 2015 ist nunmehr seit der Novelle 2014 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen und bis Ende 2017 sind wie bisher 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Die gesamte Einführung wird auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG¹, die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von intelligenten Messgeräten für mindesten 80 % aller Stromkunden bis Ende 2020 vorsieht, durchgeführt.

Aufgrund des ambitionierten Zeitrahmens haben die Netzbetreiber somit viel Arbeit vor sich, um die Einführung zeitgerecht und für alle Kunden zufriedenstellend abzuschließen. Um diesen komplexen Vorgang zu überwachen, hat der Gesetzgeber den Netzbetreibern umfangreiche Berichtspflichten gegenüber dem BMWFW und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts verpflichtet. Dieser Verpflichtung wurde im Jahr 2013 für das Jahr 2012 erstmals nachgekommen. Im Jahr 2015 erfolgt nun erstmal die Aktualisierung dieser Daten auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2014.

Ergebnisse der Datenerhebungen

Die Ergebnisse der im Frühjahr 2015 bei den Netzbetreibern gestarteten Abfrage liegen nun in diesem Bericht aufbereitet vor. Diese Ergebnisse spiegeln aufgrund des Monitoringzeitraums 2014 die gesetzlichen Grundlagen des EIWOG 2010 idgF wider.

Von den österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben dabei einige Netzbetreiber eine Leermeldung für das Berichtsjahr 2014 abgegeben. Diese Leermeldungen wurden in der überwiegenden Zahl von kleinen oder mittleren Netzbetreibern bzw. Stadtwerken durchgeführt.

¹ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211 vom 14.8.2009, S 55.

Es wurden 14 konkrete Projekte bzw. Roll-outs bei den einzelnen Netzbetreibern gemeldet. Davon konnten insgesamt fünf größere Projekte identifiziert werden. Diese Projekte werden in der Mehrzahl von großen Netzbetreibern bzw. Stadtwerken durchgeführt.

Die größten derzeit in Österreich im Aufbau befindlichen Roll-outs findet man dabei in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH sowie bei der LINZ STROM Netz GmbH.

Von den insgesamt rund 5.864.000 (Stand 2013: 5.841.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie Landwirtschaftsbereich sind mittlerweile mit Stand Dezember 2014 289.000 (Stand 2013: 196.820) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 4,9% (Stand 2013: 3,4%).

Detaillierte Informationen zu den anderen Themen der Abfrage insbesondere zur Erfüllung der Anforderungen aus den Verordnungen (IMA-VO, DAVID-VO), den Aufbau der aktuell bestehenden Smart Meter-Projekte, den Projektplänen, Datenschutz u.ä. finden sich im Kapitel 4.

Ausblick

Insgesamt kann festgestellt werden, dass im Jahr 2014 die überwiegende Anzahl der betroffenen Netzbetreiber noch keine Pilotversuche bzw. Projekte gestartet haben. Größere Projekte bzw. Roll-outs waren vor allem bei jenen Netzbetreibern zu finden, bei denen bereits seit einigen Jahren verstärkt Aktivitäten rund um intelligente Messgeräte stattfinden, d.h. bei den „early adopters“.

Zwischenzeitlich sind aber bereits weitere, größere Projekte vorgestellt worden, die im Jahr 2015 bzw. Anfang 2016 gestartet werden, jedoch aufgrund des Abfragezeitraumes noch nicht in diesem Bericht aufscheinen.

Damit kommen auf die meisten Netzbetreiber in den kommenden Jahren aufgrund des vorliegenden 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 davon aus, dass die Projekte – neben den bereits gestarteten Ausschreibungen – spätestens im Jahr 2015 ausgeschrieben und anschließend zeitnah gestartet werden sollten, um den vorgegebenen Zeitplan zeitgerecht abschließen zu können (bis Ende 2015 ist ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen und bis Ende 2017 sind 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten). Ob dieses Ziel von den Netzbetreibern eingehalten werden kann, ist in den Berichten der kommenden Jahre zu prüfen.

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 europäischen Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, eine Einführung von intelligenten Messgeräten (im internationalen Sprachgebrauch auch Smart Meters genannt) jedenfalls zu evaluieren und schlussendlich auch zu entscheiden.

2.1.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG

Gemäß der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55 haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die 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 ist 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-Richtlinie 2012/27/EU

Die Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinie 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. L 315 vom 14.11.2012, S. 1 bestätigt ebenfalls die in der 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 Richtlinie die Relevanz, dass die Verbrauchserfassungssysteme dem Endkunden Informationen über seine tatsächlichen Nutzungszeiten vermitteln. Außerdem sei 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 Richtlinie weiters, dass die Kunden zum Zeitpunkt des Einbaus intelligenter Zähler angemessen beraten und informiert werden, insbesondere über das volle Potenzial dieser Zähler im Hinblick auf die Handhabung der Zählerablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs.

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

Die EU-Kommission hat 15. Juli 2015 ihr „Summer Package“ veröffentlicht, welches im Wesentlichen aus folgenden Teilen besteht:

- Entwurf zur Novellierung der EU-Emissionshandelsrichtlinie (ETS-Reform)
- Konsultative Mitteilung für ein neues EU-Strommarktdesign
- Mitteilung zum Endkundenmarkt
- Revision der Energiekennzeichnungsrichtlinie.

Die EU-Kommission plant für 2016 die Vorlage zu Änderungen der bestehenden Gesetzgebung, beispielsweise der Verordnung über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, der Energieeffizienzrichtlinie und der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie und der Richtlinie zur Sicherheit der Energieversorgung.

Das „Summer Package“ der Europäischen Kommission beinhaltet in der Mitteilung zum Endkundenmarkt das ausdrückliche Bekenntnis zur Einführung von Smart Metering als Schlüssel zur Bereitstellung von zeitnahen Verbrauchsinformationen, genauerer Abrechnung und als Basis für weniger Streitschlichtungsfälle im Bereich des Messwesens. Dies wird als Voraussetzung für die Stärkung der Endkunden in Bezug auf deren Verbrauchsverhalten gesehen (empowering consumers to act)².

2.2 Europäische Standardisierungsinitiative

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

² COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Delivering a New Deal for Energy Consumers, Brussels, 15.7.2015, COM(2015) 339 final

Die europäischen Standardisierungsorganisationen haben sich aufgrund des Normungsauftrages dazu entschieden, die Smart Meters Coordination 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.

In der zweiten Phase des Mandates M/441 war auf die Entwicklung eines Europäischen Standards konzentriert, der die Interoperabilität von Smart Meters für Strom, Gas, Wärme und Wasser in einer offenen Architektur gewährleisten kann. 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:

- Smart Meters Co-ordination Group - Privacy and Security approach – part I⁵
- Smart Meters Co-ordination Group - Privacy and Security approach – part II⁶
- Smart Meters Co-ordination Group - 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 Adaptierung bestehender Standards aktiv.

2.3 Nationale Gesetzesgrundlagen

Die in den entsprechenden europäischen Richtlinien verankerten Grundlagen zur Einführung von intelligenten Messgeräten wurden in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idGF, in nationales Recht umgesetzt und durch die EIWOG-Novelle idF BGBl. I Nr. 174/2013 im Jahr 2013 angepasst

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

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

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

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

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

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 die (Informations-)Verpflichtungen von Netzbetreibern und Lieferanten für jene Endverbraucher geregelt, die mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 auszustatten sind.

Demnach sind Netzbetreiber verpflichtet, spätestens sechs Monate ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts beim jeweiligen Endverbraucher täglich dessen verbrauchsspezifische Zählerstände zu erfassen und für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu speichern. Zusätzlich haben sie sämtliche Verbrauchsdaten spätestens einen Tag nach deren erstmaliger Verarbeitung im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen (vgl. hierzu auch 2.3.2.3 Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012).

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 zwei Wochen auf Basis dieser vom Netzbetreiber übermittelten Messwerte dem Endverbraucher eine Verbrauchs- und Stromkosteninformation kostenlos zu senden. Auf Wunsch kann der Endverbraucher diese Verbrauchsinformation auch kostenlos in Papierform erhalten.

Jene Regelungen, welche intelligente Messgeräte beinhalteten, sind auf fünf verschiedene Normen wie folgt aufgeteilt:

- § 81a – Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte
Diese Regelung entspricht inhaltlich der bisherigen in § 84 Abs. 2 EIWOG 2010, nur wurde durch Abs. 2 eine zusätzliche Regelung aufgenommen, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation über ihre Kosten gem. SNE-VO idgF zu übermitteln haben.
Zusätzlich wurde die Möglichkeit für den Endverbraucher geschaffen, die Informationen auch ablehnen zu können, was in der alten Regelung noch nicht explizit vorhanden war.
- § 81b – Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte
Mit dieser Neuformulierung wurden die Informationsverpflichtungen für Kunden ohne intelligente Messgeräte jenen mit intelligenten Messgeräten stark angenähert, womit im Unterschied zu früheren Regelung auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wurde.

- § 83 – Intelligente Messgeräte

Zusätzlich zur IME-VO wurde auch nunmehr in den Gesetzestext 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 wurde die Regelung aufgenommen, 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. Dies ist jedoch nicht als ein bedingungsloses Opt Out-Wunsch zu verstehen, sondern im Rahmen der rechtlichen Vorgaben des Roll-Outs und im Rahmen der technischen Machbarkeit hat der Netzbetreiber über die technische und wirtschaftliche Möglichkeit hierüber zu entscheiden.

Zudem wurden einige bereits auch schon in der IMA-VO 2011 enthaltenen funktionellen Anforderungen nunmehr auch gesetzlich verankert (vgl. § 83 Abs. 2 EIWOG 2010).

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

- § 84 – Messdaten von intelligenten Messgeräten

Durch die Neuerungen in § 84 gibt es nun 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 nunmehr auch gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt, zudem wurde klargestellt, dass die Bereitstellung 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 durch die Novelle nun auch gesetzlich verankert.

- § 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten

In Bezug auf die Weiterleitung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten wurden hier auch gesetzlich detaillierte Regelungen geschaffen, insbesondere was die Verwendung von Viertelstundenwerten betrifft. Zudem wurden die Zwecke für die Verwendung dieser Daten genau gesetzlich festgelegt und taxativ in § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 wiedergegeben.

2.3.2 Verordnungen

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

Hervorzuheben sind hierbei drei Verordnungsermächtigungen (an den BMWFJ [nunmehr: BMWFW] und die E-Control), mit welchen zum einen 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 323/2014) und zum anderen jene Anforderungen näher zu bestimmen sind, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben und gemäß § 59 EIWOG 2010 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 dritte Verordnungsermächtigung 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 468/2013).

2.3.2.1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)

Im Rahmen der Verordnungsermächtigung zur Festlegung der Bedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten wurde vom BMWFJ (nunmehr: BMWFW) im April 2012 die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) kundgemacht. Diese sieht 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 ist (§ 1 Abs 1 Z 1 IME-VO idF BGBl II 323/2014).

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 oder bis zum Zeitpunkt der Erlassung der Verordnung geordnete Geräte weiterhin einzusetzen und in den prozentualen Zielvorgaben der IME-VO mitzubersichtigen.

Im Rahmen der Berichtspflichten (§ 2 Abs. 1 IME-VO) sind die Netzbetreiber verpflichtet, aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortlauf der

Installation, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an das BMWFJ (Nunmehr BMWFV) sowie die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Die Form dieses Berichts wird von der Regulierungsbehörde vorgegeben (§ 2 Abs. 1 IME-VO). Die von den Netzbetreibern übermittelten Berichte sind dann die Grundlage für den von der Regulierungsbehörde zu erstellenden, jährlichen Bericht über den Fortlauf der Einführung (§ 2 Abs. 3 IME-VO).

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

Gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 wurde die E-Control ermächtigt, Anforderungen an die intelligenten Messgeräten per Verordnung festzulegen. Die im Rahmen der Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011) verordneten Funktionsanforderungen finden sich in § 3 IMA-VO 2011 in den Ziffern 1 bis 12 wieder.

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 Übrigen auch genau jenen Anforderungen, welche die EU in ihrer Empfehlung vom 9.3.2012 im Zusammenhang mit dem Roll-Out von intelligenten Messgeräten vorgegeben hat (vgl. Empfehlung der Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme).

2.3.2.3 DAVID-VO 2012, Novelle 2013

Mit der zweiten Verordnungsermächtigung der E-Control gem. § 84 Abs. 4 EIWOG 2010 wird zum einen die Darstellung der Stromkosten- und Verbrauchsinformation (Detaillierungsgrad und Form) festgelegt und zum anderen jenes Datenformat bestimmt, mit dem die Daten gem. § 84 Abs. 2 EIWOG 2010 vom Netzbetreiber an den Lieferanten übermittelt werden.

Das Datenformat, das zur 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 Download zur Verfügung. Durch die Festlegung des Formats in den Marktregeln konnte eine bessere Flexibilität hinsichtlich sich ändernder technischer Rahmenbedingungen erreicht werden.

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. Der Lieferant muss dabei dem Endverbraucher eine monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation in elektronischer Form zur Verfügung stellen. Auf Wunsch kann die Information auch per Post übermittelt werden. Diese Verbrauchs- und Stromkosteninformation muss folgende Informationen enthalten:

- 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 die Endverbraucher bei Fragen zu seinem Stromverbrauch und Einsparmöglichkeiten wenden kann. Es sind mindestens zwei Energieberatungsstellen diskriminierungsfrei anzuführen.

Neben dem Lieferanten hat auch der Netzbetreiber die Verbrauchsdaten im Internet mittels einer Website darzustellen. Die Daten- und Informationsabfragen sind den Endverbraucher und vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte in speicher- und druckbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitzustellen. Die folgenden Mindestanforderungen sind in der DAVID-VO 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 muss zumindest die folgenden Informationen und Funktionalitäten enthalten:
 - Alle Verbrauchsdaten (in kWh) und Lastkurven (in kW) müssen in der kleinstverfügbaren Zeiteinheit zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich muss es für

den Endverbraucher möglich sein, Verbrauchsdaten und Lastkurven in verschiedenen zeitlichen Granulierungen abzurufen.

- Dem Endverbraucher müssen auf dessen Wunsch alle Verbrauchsdaten und Lastkurven der letzten drei Jahre ab Zeitpunkt der Verfügbarkeit zur Verfügung gestellt werden.
- Es muss die Möglichkeit der individuellen Gestaltbarkeit der Daten angeboten werden.
- Dem Endverbraucher sind auf Basis der allgemeinen sowie der individuell gestalteten Daten abgewandelte Kennzahlen anzubieten.
- Für den Endverbraucher müssen auf Basis der allgemeinen als auch der individuell gestalteten Daten Vergleichsmöglichkeiten und repräsentative Vergleichswerte angeboten werden.

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.

2.4 Sonstige Marktregeln

2.4.1 Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen

Die Detailausgestaltung der Zählertypen gem der Definition in § 7 Abs 1 Z 31 iVm § 83 Abs 2 EIWOG 2010 wurde in den sonstigen Marktregeln Strom, Kapitel 1, Begriffsbestimmungen klargestellt. Dabei sind drei verschiedene Zählerkonfigurationen vorzusehen:

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 15min-Werte werden zwar im Gerät selbst gespeichert, werden aber grundsätzlich nicht übertragen. Dies hat den Grund, dass diese Werte z.B. auch vom Kunden selbst über die Kundenschnittstelle ausgegeben werden können.

2) Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (IME)

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 beobachten möchte, um sein Verbrauchsverhalten zu ändern.

3) Digitaler Standardzähler (DSZ)

Ein elektronisches Messgerät, das keine Viertelstundenwerte speichert und über keine Abschaltfunktion bzw. Leistungsbegrenzungsfunktion verfügt und daher kein intelligentes Messgerät ist. Eine regelmäßige Auslesung und Übertragung des monatlichen Zählerstandes ist möglich. Darüber hinaus ist für Verbrauchsabgrenzungen eine Übermittlung des Zählerstandes vorzusehen, wobei der Netzbetreiber rechtzeitig davon in Kenntnis zu setzen ist; es wird bei dieser Zählerkonfiguration lediglich bei verrechnungsrelevanten Ereignissen zeitnah ausgelesen (zB Tarifänderung Lieferant/NB, Wechsel, etc).

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

2.4.2 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 übermitteln.

Um schneller und flexibler auf möglicherweise notwendige Anpassungen des in Kapitel 2.3.2.3 oben erwähnten standardisierten Datenformats zu reagieren, hat sich die E-Control dazu entschlossen, dieses Datenformat in Form des seit etlichen Jahren gut etablierten Marktregelprozesses zu diskutieren.

Das Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten intelligenter Messgeräte vom Netzbetreiber an den Lieferanten gemäß § 2 DAVID-VO sowie die Rahmenbedingungen zur Übertragung zwischen den Marktteilnehmern sind im Zuge der Festlegung der Sonstigen Marktregeln zu bestimmen. Das Kapitel 11 der Sonstigen Marktregeln Strom beschreibt das zur Anwendung kommende standardisierte Datenformat sowie die grundsätzlichen Regeln zur Übertragung dieser Daten zwischen Netzbetreiber und Lieferant. Dabei sind auch die Technische Dokumentation zu den Sonstigen Marktregeln zu beachten, die auch Details zur Umsetzung der sogenannten „customer processes“ enthalten. Alle Informationen dazu finden Sie auf der Webseite der E-Control.⁸

⁸ www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom

2.5 Datenschutz

Die Erhebung von Messdaten durch ein intelligentes Messgerät unterliegt wie jede andere Datenanwendung den Rechtsvorschriften des Datenschutzgesetzes 2000 (DSG 2000) in der jeweils geltenden Fassung. 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 Netzbenutzers 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 Zustimmung des Kunden beruht. Auch in allen übrigen Punkten (Recht auf Löschung, Auskunftsrecht etc.) findet das DSG 2000 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), Energieeffizienz, der Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes gespeichert werden. Den täglichen Wert (z.B. ein Verbrauchswert um Mitternacht) hat der Netzbetreiber im Internet - für den persönlichen Gebrauch des Kunden - auszugeben. Die Auslesung der personalisierten 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 15-Minuten-Werte 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 im Rahmen von Pilotprojekten bei der DSK angemeldete Datenanwendungen über anonymisierte Auslesung dieser Daten.

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 BMWFJ (nunmehr: BMWFW) sowie die Regulierungsbehörde übermittelt werden muss, vor.

Die Abfrage der Daten bei den Netzbetreibern wurde von der E-Control entsprechend nach Inkrafttreten der „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO“ im Jahr 2013 erstmalig 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, Datenübertragung und IT-Systeme
- Kosten (ausschließlich bezogen auf intelligente Messgeräte)
- Datenschutz
- Netzsituation, Energieeffizienz und Verbrauchsentwicklung
- Kundeninformation gemäß DAVID-VO 2012

Als Basis für die Abfrage wurde ein standardisiertes xls-Format gewählt um die Eingabe und Auswertung der Daten zu erleichtern.

Dieser Erhebungsbogen wurde über die Branchenvertretungen (Österreichs Energie, VÖEW) an alle (über 140) österreichischen Netzbetreiber versandt. Teilweise wurde das von E-Control geforderte Datenformat nicht berücksichtigt und Daten „formlos“ übermittelt, weshalb es im Zuge des Erhebungsprozesses teilweise zu mehrmaligen Mahnungen und Nachforderung von Detaildaten kam und damit zur Verzögerung der Veröffentlichung des gegenständlichen Berichts beigetragen hat.

4 Auswertung der erhobenen Daten

4.1 Anzahl der gemeldeten Projekte

Mit dem Erhebungsbogen wurde allgemein abgefragt, ob die österreichischen Netzbetreiber bereits Einführungsprojekte für intelligente Messgeräte gemäß IME-VO gestartet haben.

Von den insgesamt österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern hat dabei die Mehrheit eine Leermeldung abgegeben. Diese Leermeldungen wurden in der überwiegenden Zahl von kleinen oder mittleren Netzbetreibern bzw. Stadtwerken durchgeführt.

Insgesamt wurden 14 konkrete Projekte bzw. Roll-outs bei den einzelnen Netzbetreibern gemeldet. Davon konnten insgesamt fünf größere Projekte identifiziert werden. Diese Projekte werden in der Mehrzahl von großen Netzbetreibern bzw. Stadtwerken durchgeführt.

	2014	2013 ⁹
Gesamtzahl Zähler Österreich (Haushalt, KMU, Landwirtschaft)	5.864.000	5.841.000
Anzahl Smart Meter installiert 4,9% (2013: 3,4 %)	288.680	196.820
bereits auf Lager befindliche Smart Meter	78.946	115.894
Gesamtzahl Smart Meter installiert + geordert 6,3% (2013: 5,4%)	367.626	312.714

Abbildung 1: Übersicht aller installierten Zähler und gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2014

Sämtliche Daten des Jahres 2013 beziehen sich auf den Stand April 2013 (dies gilt insbesondere für die nachfolgend angeführten Vorjahreszahlen, die in Klammern angeführt wurden).

4.2 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 5.864.000 (2013: 5.841.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushalts-, Klein- und Mittelgewerbe- sowie Landwirtschaftsbereich sind mittlerweile mit Stand Dezember 2014 288.680 (2013: 196.820) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 4,9%** (2013: 3,4 %).

⁹ Stand April 2013,

Zusätzlich wurde von den Netzbetreibern gemeldet, dass bereits rund 78.946 (2013: 115.894) intelligente Messgeräte auf Lager gehalten wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten und geordneten intelligenten Messgeräten von rund 367.626 (2013: 312.714). Dies entspräche damit einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 6,3% (2013: 5,4%).

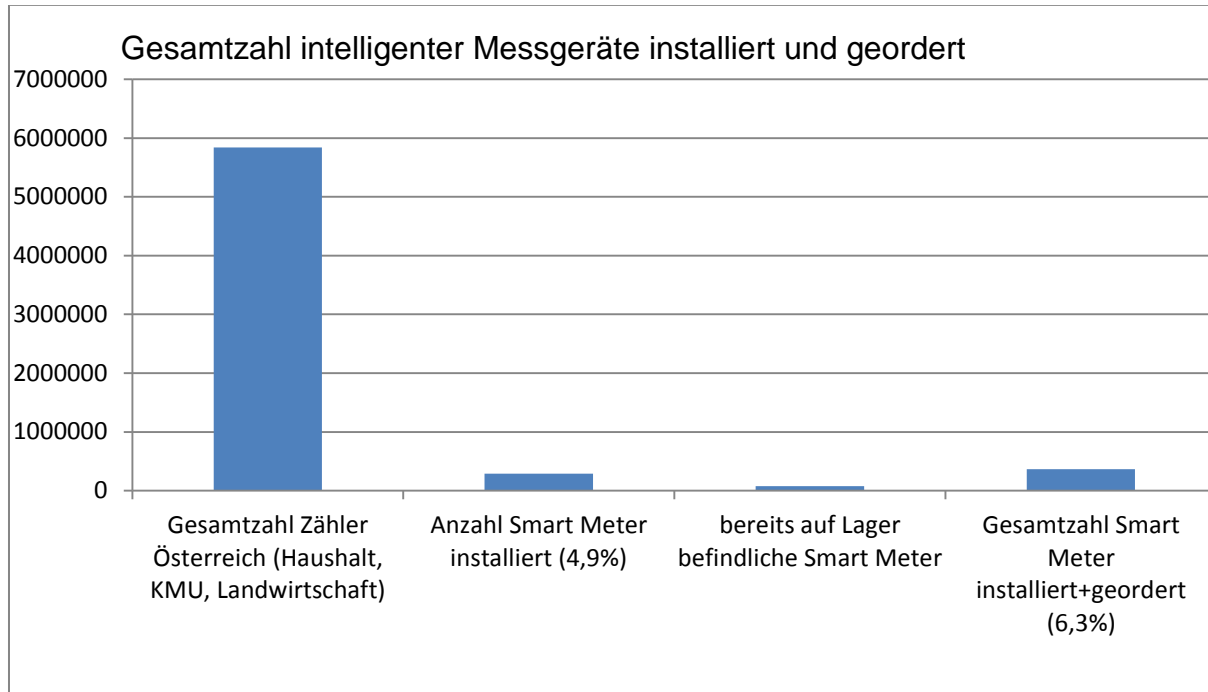


Abbildung 2: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2014

Die Bandbreite reicht dabei von sehr kleinen Pilotprojekten mit 25-100 installierten Geräten bis hin zu großen Roll-outs mit bis zu 100.000 bereits installierten intelligenten Messgeräten. Wobei festzustellen ist, dass im Jahr 2014 14 Unternehmen die Umsetzung von Pilotprojekten vorantrieben (frühe Pilotierungsphase).

Die größten derzeit in Österreich im Aufbau befindlichen Roll-outs findet man – wie bereits auch in den vergangenen Jahren - dabei in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH sowie bei der LINZ STROM Netz GmbH.

Die Netz Oberösterreich GmbH hat zum Erhebungsjahr 2014 bereits rund 140.000 (2013: 100.000) intelligente Messgeräte ausgerollt und weitere 30.000 geordert. Dies entspricht einer Flächenabdeckung von rund 20 % (Gesamtzahl der betroffenen Zählpunkte rund 620.000) im Netzgebiet der Netz Oberösterreich GmbH.

Die LINZ STROM Netz GmbH hat bereits rund 133.695 intelligente Messgeräte bei den Kunden installiert (2013: 81.000) und 42.646 geordert bzw. auf Lager. Dies entspricht einer Flächenabdeckung

von rund 49% (2013: 30%) (Gesamtzahl der betroffenen Zählpunkte rund 275.000) im Netzgebiet der LINZ STROM Netz GmbH.

Ein weiteres Projekt findet sich, wie bereits auch im letzten Monitoring Bericht angeführt, bei den Stadtwerken Feldkirch in Vorarlberg. Dort wurden mittlerweile von den insgesamt rund 19.700 (2013: 19.000) betroffenen Zählpunkten mehr als 14.800 (2013: 11.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht bereits einer Flächenabdeckung von rund 75% (2013: 58%) im Jahr 2014. Für das Jahr 2015 wurden im Jahr 2014 weitere 2.300 Stück intelligente Messgeräte bestellt. Abschließend kann festgehalten werden, dass bei jenen Unternehmen, die bereits den Roll-Out gestartet haben, ein durchschnittlicher Ausrollungsgrad von immerhin rund 25% erreicht werden konnte.

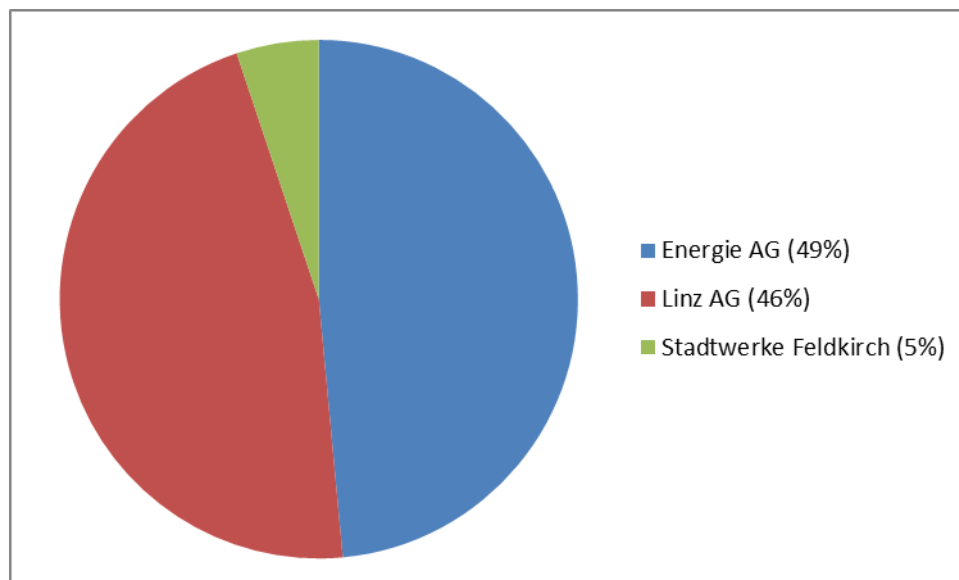


Abbildung 3: Verteilung der installierten intelligenten Messgeräte je Projekt, Berichtsjahr 2014 (Rest: <1%)

4.3 Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011

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

Von den 14 Netzbetreibern, die konkrete Projekte gemeldet haben, gaben Unternehmen an, dass sie bereits 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, die aber mittlerweile aufgrund der Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen behoben sein sollten.

Vom Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV) wurde die vorgesehene Änderung der Richtlinie E 04 an die WKO und Österreichs Energie zur Stellungnahme ausgesendet. Nachdem keine Stellungnahmen eingelangt sind, wurde im Oktober 2015 die Änderung der Richtlinie in Kraft gesetzt, die aktualisierte Richtlinie ist auf der Homepage¹⁰ des BEV bereits publiziert.

Betreffend die **statistische Ersteichung** hat das BEV der E-Control mitgeteilt, dass der Prozess klar definiert sei und bis September 2015 keine Eichstelle einen diesbezüglichen Antrag auf Erweiterung ihrer Ermächtigung gestellt hat. Zur **Zulassung neuer Zählermodelle** wurden seitens des BEV folgende Angaben gemacht:

Derzeit gibt es laufende Verfahren von einigen Herstellern, die in einem unterschiedlichen Bearbeitungsstatus sind. Davon stehen Verfahren kurz vor dem Abschluss und weitere sind in Bearbeitung. Bei einer größeren Anzahl von Verfahren sind die Hersteller aufgefordert, noch entsprechende Unterlagen/Messgeräte ein- bzw. nachzureichen. Da die erforderlichen Unterlagen/Nachreichungen noch nicht eingelangt sind, können diese daher derzeit auch nicht weiter bearbeitet werden. Es wird daher den entsprechenden Herstellern empfohlen, im Zuge der Zulassungsbeantragung gleichzeitig Mustergeräte und **vollständige** Unterlagen einzureichen, damit es zu keinen weiteren Verzögerungen innerhalb des Zulassungsprozesses kommt."

4.4 Aufbau des Smart-Meter-Systems, Datenübertragung und 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 ins 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 Messsystemen¹¹, siehe auch Kapitel 2.2 oben) ist die Kommunikationsinfrastruktur wie folgt dargestellt:

¹⁰ http://www.metrologie.at/index.html/e04%20-%20techn%20anf.%20e-z%E4hlern%20tarifger%E4ten_korr.pdf

¹¹ <ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

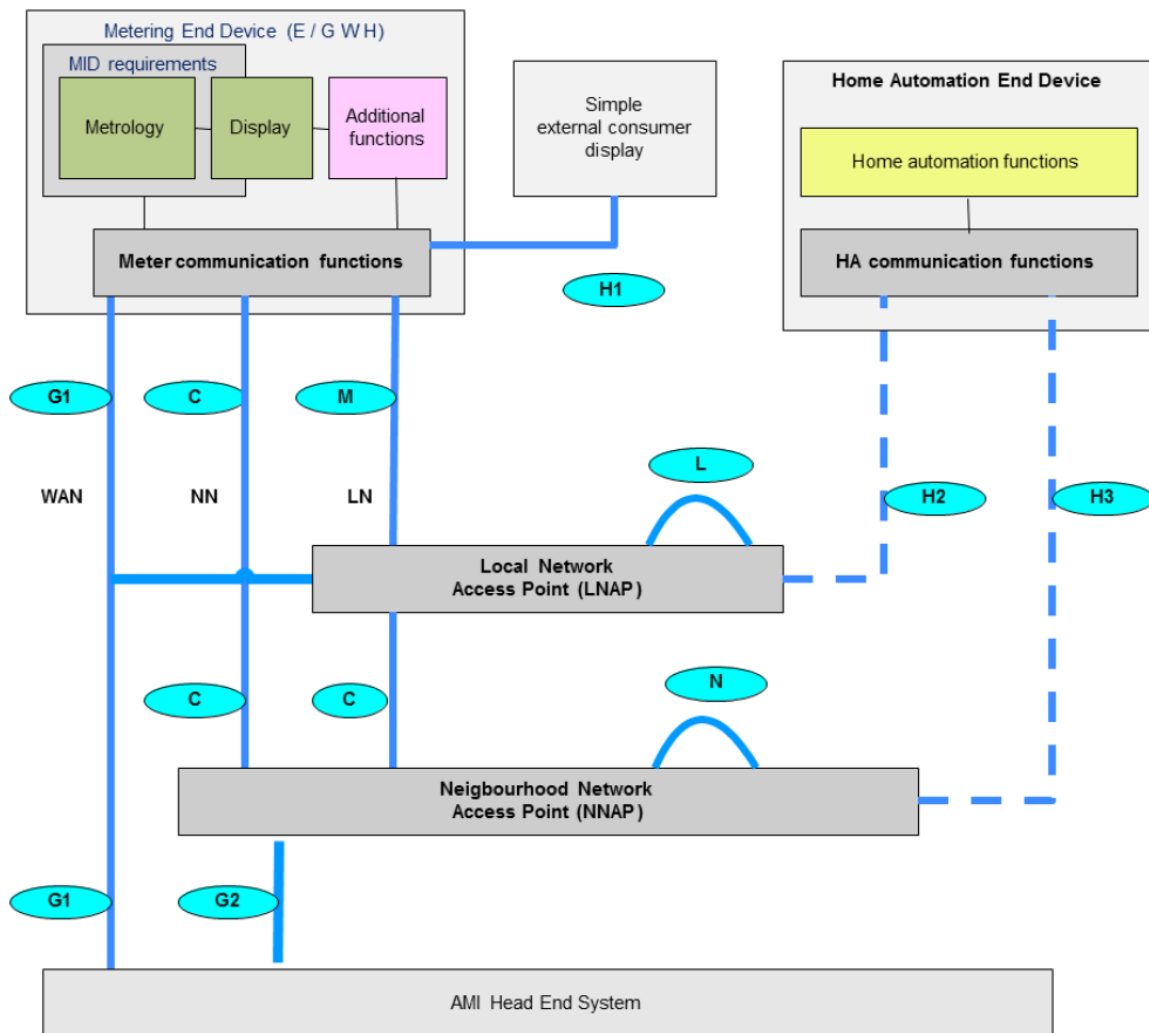


Abbildung 4: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG)

Im aktuellen Monitoring wurde im Zuge der Datenabfrage auch auf dieses Referenzmodell Bezug genommen. In obiger Grafik repräsentiert die Schnittstelle H1 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 zB. 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.

4.4.1 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

Bei der Betrachtung des verwendeten Datenübertragungsweges sind prinzipiell die zwei derzeit üblichen Systeme zu unterscheiden:

- a) Indirekte Datenübertragung von Zählgerät zum Netzbetreiber über einen Datenkonzentrator¹²
- b) Direkte Datenübertragung vom Zählgerät zum Netzbetreiber (z.B. über öffentliche Mobilfunknetze)

Bei der indirekten Datenübertragung übernimmt ein sogenannter Datenkonzentrator die Sammlung, Bündelung und Weitergabe der gemessenen Werte einer gewissen Anzahl von an ihn angeschlossenen Zählgeräten 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 Auslesung 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 der nächstliegende Trafo).

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 u.ä.).

Die Form der direkten Datenübertragung wird oftmals in Gebieten, in denen aufgrund von technischen Limitierungen (Entfernung zur nächsten Trafostation, wenige Wohnanlagen in einem weitläufigen Gebiet) eine PLC-Übertragung nicht wirtschaftlich machbar ist oder noch keine gute 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

¹² Ein Datenkonzentrator überwacht alle an ihn angeschlossenen Zählgeräte 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 notwendig.

In der vom BMWFJ (nunmehr: BMWFW) erlassenen IME-VO idgF findet sich zudem in § 1 Abs. 1 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.

Bei allen für das Berichtsjahr 2014 betroffenen Projekten wurde die Verwendung einer indirekten Datenübertragung mit Hilfe von Datenkonzentratoren und einer PLC-Anbindung der Zähler zum selbigen gemeldet. Dies entspricht auch durchaus den internationalen Erfahrungen und großflächigen, bereits bekannten Roll-outs, wo ebenfalls diese technologische Lösung in vielen Fällen zum Einsatz kommt.

Bei der weiteren Übertragung der Daten vom Konzentrator zum IT-System des Netzbetreibers kommt etwa bei der LINZ STROM Netz GmbH sowohl GPRS als auch TCP/IP-Übertragung zum Einsatz, während die Netz Oberösterreich GmbH zum größten Teil auf das firmeninterne Kommunikationsnetzwerk zurückgreift und nur in wenigen Ausnahmefällen auf eine Übertragung via GPRS vom Datenkonzentrator zu ihrem IT-System setzt.

Die Stadtwerke Feldkirch hingegen setzen bei der Übertragung vom Datenkonzentrator zum IT-System zum größten Teil auf öffentliche GPRS-Netze und nur zu einem kleinen Teil auf das firmeninterne Kommunikationsnetz. Die Stadtwerke Feldkirch haben sich deshalb für das öffentliche GPRS-Netz entschieden, weil bereits zu Beginn alle Trafostationen mit Datenkonzentratoren ausgerüstet wurden, um alle installierten Messgeräte auslesen zu können. Nun werden die Trafostationen schrittweise an das firmeninterne Kommunikationsnetz angebunden. Die Verwendung des firmeninternen Kommunikationsnetzes (Lichtwellenleiter) ist ein strategisches Ziel der Stadtwerke Feldkirch. Eine GPRS-Anbindung wird langfristig nur bei Trafostationen mit zu hohen Festnetz-Erschließungskosten eingesetzt werden.

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. Zu erwähnen ist diesbezüglich, dass die Telekom-Control Kommission in Österreich im Sommer 2013 Frequenzen im Bereich 450 MHz an die Firmen Schrack MEDIACOM GmbH (nunmehr Argonet GmbH) und Kapsch CarrierCom AG vergeben hat und interessierte Unternehmen im Zuge der vorangegangenen Konsultation bekannt gegeben haben, dass diese Frequenzen für eine Nutzung im Zusammenhang mit Smart Metering geeignet wären. Inwieweit die genannten Unternehmen in nächster Zukunft tatsächlich entsprechende Netze auf Basis CDMA-

450 ausbauen und Dienste anbieten, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht beurteilt werden.¹³ Die Meshed Radio Technologie hätte dabei den Vorteil, keine 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.

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.

In diesem Zusammenhang wird auf das Gemeinschaftspapier von E-Control Austria 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“¹⁴ verwiesen, in welchem die einzelnen Übertragungstechnologien und die jeweiligen möglichen Kriterien zur Auswahl einer bestimmten Technologie beispielhaft dargestellt werden.

4.4.2 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 Systeme¹⁵
- b. CRM-Systeme/Kundendatenmanagement¹⁶
- c. Verrechnungssysteme/Rechnungslegung
- d. Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)
- e. Netzleitsysteme¹⁷

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 Meter Data Management

¹³ Vgl. http://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520_TK_im_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7, 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, Seite 28

¹⁴ http://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520_TK_im_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7

¹⁵ 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.

¹⁶ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

¹⁷ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

Systeme, CRM-Systeme sowie der Verrechnungssysteme, Workforce Management (Zählerservice), Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation, Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsbeschwerden angeführt.

Auch andere, kleinere Pilotprojekte meldeten bereits einen Anpassungsbedarf an sämtlichen oben angeführten Netzkomponenten, 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.

4.4.3 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 durchaus möglich und angedacht ist. Kleineren Netzbetreibern wird der Betrieb eines Smart Metering Systems auch durchaus von den größeren Unternehmen angeboten, bzw. werden diese Aufgabe 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 mancher Unternehmen, die bei den Kundenanlagen sowohl Wasser- als auch Wärmemengenzähler über eine M-Bus-Schnittstelle mitintegrieren und daher Synergieeffekte ausnutzen.

Im Beschaffungsbereich wurden ebenfalls Gemeinschaften gebildet, hier sind 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 die notwendigen 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 Mitgliedsunternehmen der Energie West GmbH werden von dieser Kooperation profitieren.

4.5 Projektpläne und Einführungsszenarien

Es wurden ebenfalls die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien bei den einzelnen Netzbetreibern mitabgefragt. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die ohnehin gesetzlich durch die IME-VO vorgegeben Eckpunkte der österreichweiten Einführung (siehe Kapitel 2.3.2). Der in der Verordnung vorgegebene Stufenplan bis 2019 bildet dabei den Rahmen, in dem die einzelnen Netzbetreiber ihre konkreten Projekte planen.

Etwas außerhalb dieser Szenarien befinden sich jedoch jene drei Netzbetreiber (Netz Oberösterreich GmbH, LINZ STROM Netz GmbH und Stadtwerke Feldkirch), die bereits frühzeitig den Roll-out gestartet und daher den **vor der Novelle 2014** der **IME-VO** ersten Umsetzungsgrad von 10 % bis 2015 relativ leicht erreichen können bzw. bereits erreicht haben.

Die Netz Oberösterreich GmbH hat dabei österreichweit mit rund 140.000 bereits installierten Zählern eindeutig das derzeit ambitionierteste und größte Projekt. Der E-Control wurde ein Einführungsszenario, das bereits im Jahr 2015 36 % Flächenabdeckung vorsieht, gemeldet. Dies ist im Hinblick auf die bereits rund 140.000 installierten Geräte durchaus realistisch. Die restlichen Stufen des rechtlich verbindlichen Stufenplans bis 2019 werden von der Netz Oberösterreich GmbH voraussichtlich auch genau in diesem Zeitrahmen umgesetzt werden, wobei die mengenmäßig größten Umstellungen in den Jahren 2016 bis 2019 erfolgen werden.

Die LINZ STROM Netz GmbH hat ebenfalls einen ambitionierteren als den derzeit gesetzlich vorgeschriebenen Einführungsplan übermittelt. Demnach sollen in diesem Netzgebiet bereits Ende 2016 rund 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein, 2018 bereits rund 80 %..

Die Stadtwerke Feldkirch planen eine 100 %ige Ausstattung all ihrer Kunden bereits Ende 2016 abzuschließen. Damit dürften die Stadtwerke Feldkirch der erste Netzbetreiber österreichweit sein, der dieses bereits deutlich vor Ende 2019 erreichen könnte. Da bis Ende 2015 rund 80% der Zähler umgestellt sein werden, scheint dieses Vorhaben durchaus realistisch zu sein.

An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass gem. § 1 Abs 1 Z 1 IME-VO jeder Netzbetreiber bis Ende 2015 einen ausführlichen Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten vorzulegen hat. D.h. unabhängig davon, ob schon Pilotprojekte begonnen wurden oder nicht, sind Projektpläne vorzulegen, welche genau darlegen wie der Smart Meter Roll-Out im Detail durchgeführt wird. Der vorzulegende Projektplan muss insbesondere technische, aufgabenmäßige und kaufmännische Aspekte beinhalten. Dies gewährleistet die Nachvollziehbarkeit und Möglichkeit der Umsetzung des Projektplans. Da es sich bei der Vorlage eines Projektplans um eine gesonderte

rechtliche Verpflichtung handelt, ist ein Verweis auf bereits übermittelte Unterlagen im Zuge der Smart Meter Monitoring Erhebung der E-Control somit nicht zulässig.

4.6 Kosten

Wie aus diesem Bericht hervorgeht, gibt es zum Berichtsjahr 2014 nur eine begrenzte Anzahl von Unternehmen mit substantiellen, größeren Projekten. Da diese bereits vor längerer Zeit begonnen wurden, ist somit bei diesen keine wesentliche Veränderung der Kostenstruktur festzustellen. Vereinzelt wurden Pilot- bzw. „Musterprojekte“ umgesetzt, allerdings haben diese ebenfalls keinen wesentlichen Einfluss auf die Netzkosten der betroffenen Netzbetreiber.

4.7 Datenschutz

Bei den Netzbetreibern wurde im Zuge der letzten Monitoringabfrage erhoben, inwieweit sie bereits die vielfältigen Vorgaben des österreichischen Datenschutzgesetzes 2000 im Rahmen ihrer Projekte berücksichtigt haben.

Ziel war hierbei festzustellen, ob und in welcher Form bereits 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 österreichische Datenverarbeitungsregister (DVR) aufgenommen wurden. Zusätzlich wurde dann noch mitabgefragt für welche Zwecke die jeweilige Datenanwendung verwendet wird. Bei den derzeit fünf größten Pilotprojekten in Österreich fand eine entsprechende Meldung der Datenanwendung an die Datenschutzbehörde statt, wobei als Zwecke hauptsächlich die Verrechnung bzw. der Netzausbau/-planung (hierfür die anonymisierten Daten) angegeben wurden. Teilweise war die Zustimmung zur Auslesung der 15-Minuten-Werte auch Bedingung für die Teilnahme am freiwilligen Pilotprojekt. Besonders fielen auch die detaillierten Datenschutzinformationen für die Kunden bei den Pilotprojekten auf. In all diesen Pilotprojekten gab es betreffend die Installation der intelligenten Messgeräte vorab schriftliche Informationen, in vier von fünf Fällen zusätzlich noch persönliche Gespräche. Überdies gab es noch weitere Informationskanäle wie z.B. Pressekonferenzen, Artikel etc. In diesen fünf großen Pilotprojekten gibt es überdies technisch die Möglichkeit, mit den eingesetzten Zählern/Technologien das Display des Zählers auf Wunsch des Kunden freizugeben, um personenbezogene Daten (Lastprofilwerte) anzuzeigen.

Im gegenständlichen Monitoringbericht wurde der Fokus auf verwertbare Informationen im Zusammenhang mit der 15-Minutenauslesung sowie auf die Inanspruchnahme der Opt-Out Möglichkeit gelegt. Von den rund 300.000 Zählern, die bereits mit Ende 2014 ausgerollt waren, haben im Durchschnitt lediglich 0,43% der Kunden von der Opt-Out Möglichkeit Gebrauch gemacht. Weiters zeigt sich, dass sich immerhin 2% der Kunden für die Übertragung von 15-Minutenwerten entschieden

haben, wobei auch hier anzumerken ist, dass es sich teilweise noch um Pilotprojekte handelt und daher diese Ergebnisse dahingehend entsprechend zu interpretieren sind.

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.

4.8 Kundeninformation und Energieeffizienz

Die Netzbetreiber stellten der E-Control im Zuge der Abfrage detaillierte Informationen über ihre bestehenden Kundeninformationen bzw. Webportale zur Verfügung. Die bereitgestellten Materialien beziehen sich dabei auf das Berichtsjahr 2014.

Die Grundlage für die Aufbereitung der Daten bildet die DAVID-VO 2012 idF der Novelle 2013.

Die E-Control bekam einerseits einen Überblick über die Webportale der Netzbetreiber in Form von Screenshots, Beschreibungen und Powerpoint-Präsentationen, andererseits (wo verfügbar) einen direkten Zugriff auf die Webportale (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 als möglich analysiert und auf die Einhaltung der Anforderungen gemäß DAVID-VO idgF hin überprüft.

Die aktuell zur Verfügung stehenden Webportale wirken dabei 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 Webportale, 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 Webportale ein autorisierter Zugang nötig ist, was den Anforderungen der DAVID-VO idgF entspricht.

Smarte Messgeräte sind nicht nur im Bereich von Strom und Gas, sondern auch für den gesamten Energieeinsatz von Bedeutung. Im Rahmen eines Pilotprojektes von der Deutschen Energie-Agentur sowie dem Energiedienstleister ista, dem Deutschen Mieterbund und dem Deutschen Bundesbauministerium, wurde der Einsatz von Informationssystemen auf das Heizverhalten

untersucht¹⁸. Hierzu wurden in Haushalten in Essen, München und Berlin Systeme für das Energiedatenmanagement installiert. Die gemessenen Daten wurden per Funk übermittelt und die Nutzer erhielten per Post oder Webportal 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 Metern auch im Bereich des Heizens für Einsparungen sorgt. Der aktuelle Begutachtungsentwurf der „Verordnung über die Richtlinien für die Tätigkeit der nationalen Energieeffizienz-Monitoringstelle“ sieht im Anhang/Methodendokument folgende Einsparungen durch den Einsatz von Smart Metern für einen durchschnittlichen Haushalt vor: Für Strom und Wärme 630 kWh/a, für Wärme und Gas 486 kWh/a und für Strom 144 kWh/a¹⁹.

Speziell durch das im Juli 2014 beschlossene Bundes–Energieeffizienzgesetz 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 Bundes – Energieeffizienzgesetz, mit seiner Verpflichtung zu Energieaudits und Umweltmanagementsystemen, sorgt dafür dass diese Systeme in Zukunft häufiger zum Einsatz kommen werden.

4.8.1 Informationsgehalt und Verfügbarkeit der Daten gemäß DAVID-VO

Weiters wird in der DAVID-VO idgF beschrieben, welche Daten dem Endverbraucher in welcher Form zur Verfügung zu stellen sind. Bei allen Netzbetreibern werden die Verbrauchsdaten wie gefordert in kWh zur Verfügung gestellt. Eine gemäß DAVID-VO idgF verpflichtende Darstellung von 15-min-Werten (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. E-Control wird die Entwicklung beobachten und – sofern erforderlich - gegebenenfalls auf einheitliche Datenformate hinwirken.

¹⁸ Modellvorhaben Bewusst heizen, Kosten sparen. Management Summary zum Zwischenbericht „Verbrauchsauswertung und Mieterbefragung in der Heizperiode 2014/2015“.

¹⁹ Entwurf Verordnung über die Richtlinien für die Tätigkeit der nationalen Energieeffizienz-Monitoringstelle, Anhang Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 22.10.2015

Bei einigen Netzbetreibern ist eine Auswahl zwischen Viertelstunden-Verbrauchswerten und Tagesverbrauchswerten bereits möglich. Weiters 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.

4.9 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 im Netzgebiet gerechnet, während man aber durchaus davon ausgeht, dass die bessere Datenlage (Fehlerprotokolle usw.) durchaus 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, sofern dies unabdingbar ist (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 kann. Weiters wird die Einbindung in Spannungsregelungen, die insbesondere der Kompensation der spannungsanhebenden Wirkung der dezentralen Erzeugungsanlagen dienen als nützlich gesehen. Durch eine „Ferndiagnose“ der Situation eines einzelnen Kunden ohne Spannung in der Anlage kann rascher auf die Fehler reagiert werden. Insgesamt sieht man daher zusätzlich ein großes Verbesserungspotential in der Fehlererkennung und -behebung beim Kunden. Insgesamt sind diese möglichen Potentiale jedoch erst auf deren Nutzenstiftung zu analysieren und unter Einbeziehung der dafür erforderlichen Aufwendungen bzw. Kosten im Hinblick auf ihre wirtschaftliche Vertretbarkeit zu bewerten.

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

Die Einführung von Smart Metering in Österreich darf nicht als Selbstzweck verstanden werden, sondern dieser Schritt stellt lediglich einen kleinen Schritt in Richtung Etablierung neuer Märkte und Geschäftsmodelle dar. Aus diesem Grund ist es auch unerlässlich, die Überlegungen in Richtung zukünftige Märkte und Modelle zu diskutieren, um auch die Marktregeln in die entsprechende Richtung weiterentwickeln zu können. Die Flexibilisierung der Energiemärkte erfordert eine zeitnahe Messung auch auf Verbraucherseite, um demand side flexibility - und demand side response - Maßnahmen grundsätzlich zu ermöglichen. Die Integration erneuerbarer Energiequellen, die Tendenz der Erzeugung weg von zentralen großen Erzeugungseinheiten hin zu verteilten Kleinerzeugern wird die Struktur der Energiemarktes nachhaltig verändern.

Gemäß den Vorschlägen der Europäischen Kommission die im Zuge des „Summer Packages“ kommuniziert wurden, 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.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht aller installierten Zähler und gemeldeten Projekte in Österreich, Stand
Dezember 2014..... 19

Abbildung 2: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich,
Stand Dezember 2014 20

Abbildung 3: Verteilung der installierten intelligenten Messgeräte je Projekt, Berichtsjahr 2014 (Rest:
<1%) 21

Abbildung 4: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen
(SM-CG) 23