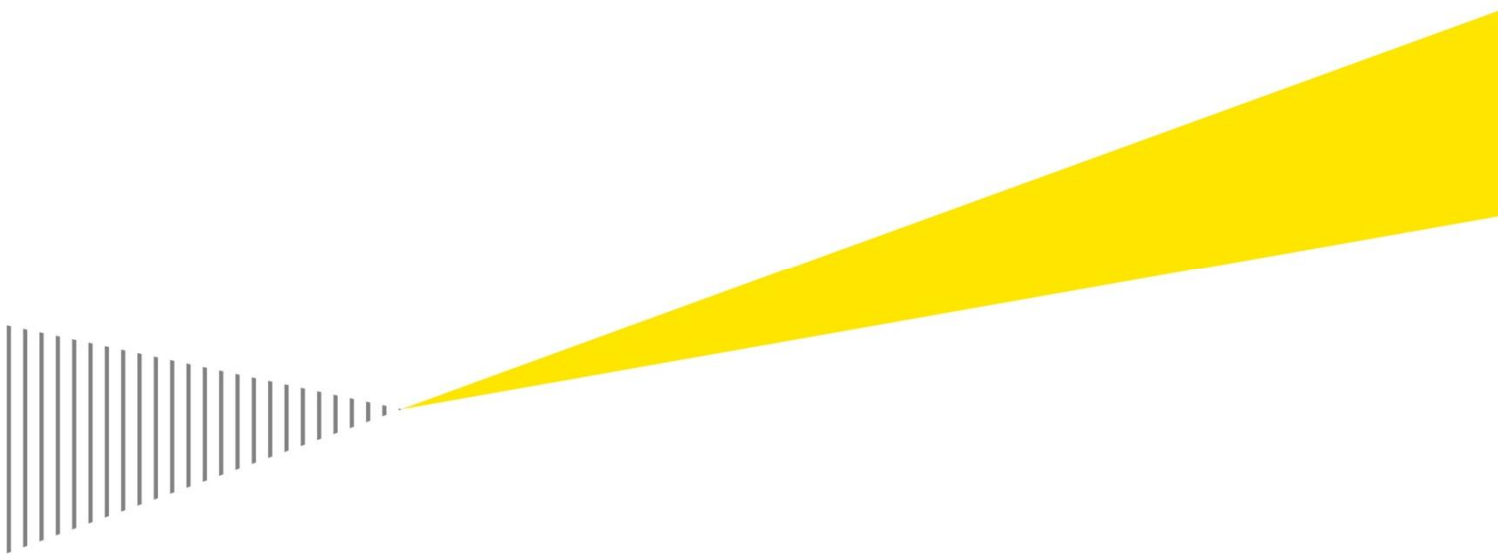


# Ernst & Young

„Kosten-Nutzen-Analyse für  
einen flächendeckenden Einsatz  
intelligenter Zähler“



**EY**

Building a better  
working world

# Inhalt

<b>1. Einleitung</b> .....	<b>8</b>
1.1 Hintergrund und Ziele des Gutachtens .....	9
1.2 Intelligente Messsysteme und intelligente Zähler .....	10
1.3 Vorgehensweise.....	11
<b>2. Gesetzlicher und politischer Rahmen</b> .....	<b>15</b>
2.1 Politischer Rahmen .....	15
2.2 Die gesetzlichen Rahmenbedingungen .....	16
2.2.1 Europäische Union.....	16
2.2.2 Deutschland.....	18
<b>3. Technologie- und Funktionsanalyse</b> .....	<b>25</b>
3.1 Anforderungen an intelligente Messsysteme und Zähler .....	25
3.1.1 Mindestanforderungen/-funktionalitäten intelligenter Messsysteme.....	25
3.1.2 Systemabgrenzung auf Basis des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie .....	27
3.1.3 Mindestanforderungen gemäß BSI-Schutzprofil.....	32
3.2 Analyse von intelligenten Messsystemen .....	33
3.2.1 Zähl- und Messsysteme.....	34
3.2.2 Kommunikationstechnologien.....	43
3.2.3 IT-Systeme .....	56
3.3 Auswahl und Bewertung relevanter Systemvarianten .....	62
3.3.1 Auswahl und Beschreibung der Systemvarianten.....	63
3.3.2 Bewertung der Systemvarianten.....	65
<b>4. Szenarienentwicklung</b> .....	<b>70</b>
4.1 Ausgewählte Europäische Migrationsstrategien .....	70
4.1.1 Großbritannien.....	73
4.1.2 Irland .....	76
4.1.3 Italien.....	79
4.1.4 Niederlande .....	82
4.1.5 Frankreich .....	85
4.1.6 Schweden.....	87
4.1.7 Zusammenfassung internationaler Erfahrungen.....	90
4.2 Wesentlichen Fragestellungen zum Rollout in Deutschland.....	92
4.2.1 Abgrenzung „Smart Grids“ und „Smart Markets“ .....	92
4.2.2 Umfang der Einbauverpflichtungen .....	93
4.2.3 Die Funktion des Smart Metering Gateway Administrators (SMGW-Admin).....	95
4.2.4 TK-Infrastruktur für Datenübertragung .....	98
4.2.5 Kostenübernahme und -umlage .....	99
4.3 Betrachtete Szenarien .....	99
4.3.1 Überblick zu den betrachteten Szenarien.....	100

4.3.2 Methodik und Basisannahmen .....	101
4.3.3 EU-Szenario.....	107
4.3.4 Kontinuitätsszenario.....	108
4.3.5 Kontinuitätsszenario Plus.....	108
4.3.6 Rolloutszenario .....	109
4.3.7 Rolloutszenario Plus .....	110
<b>5. Wirkungsanalyse .....</b>	<b>111</b>
5.1 Modell zur Wirkungsanalyse .....	111
5.2 Wirkungsanalyse nach Funktionen .....	113
5.2.1 Ablesung .....	114
5.2.2 Abrechnung.....	115
5.2.3 Tarifierung .....	118
5.2.4 Monitoring.....	119
5.2.5 Lastmanagement .....	121
5.2.6 Einspeisemanagement .....	130
5.2.7 Netzbetrieb und -management .....	130
5.2.8 Sonstige Datendienste .....	131
5.2.9 Mehrwertdienste .....	132
5.2.10 Weitere Wirkungen .....	135
5.2.11 Volkswirtschaftliche Effekte .....	136
5.3 Zusammenfassung Wirkungsanalyse.....	141
<b>6. Monetarisierung der Kosten und Nutzen.....</b>	<b>143</b>
6.1 CAPEX .....	143
6.1.1 Investitionen Zähler und Gateway .....	143
6.1.2 Investitionen in IT-Systeme .....	145
6.1.3 Investitionen in Kommunikationstechnologien.....	146
6.1.4 Investitionen in haushaltsinterne Anzeigen.....	148
6.1.5 Erzeugung .....	149
6.1.6 Übertragung .....	149
6.1.7 Verteilung .....	149
6.1.8 Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler .....	150
6.2 OPEX .....	150
6.2.1 IT-Wartungs- und Betriebskosten .....	151
6.2.2 Kosten für das Netzmanagement und Anfangskosten .....	151
6.2.3 Kommunikations-/Datenübertragungskosten .....	152
6.2.4 Kosten für das Management von Szenarios.....	153
6.2.5 Ersatz/Ausfall intelligenter Messsysteme und Zähler .....	153
6.2.6 Rückgang der Erlöse .....	153
6.2.7 Erzeugung .....	154
6.2.8 Übertragung .....	154
6.2.9 Verteilung .....	154

6.2.10 Ablesung .....	154
6.2.11 Call-Center/Kundenbetreuung .....	155
6.2.12 Schulungskosten (z.B. Kundenbetreuer und Installateure).....	155
6.2.13. Betriebs- und Instandhaltungskosten für Messsysteme .....	155
6.2.14 Zuverlässigkeit (Kosten für die Wiederherstellung der Stromversorgung).....	156
6.2.15 Umwelt.....	156
6.2.16 Energieversorgungssicherheit .....	157
6.2.17 Verlorene Aufwendungen für zuvor installierte (herkömmliche) Zähler .....	157
<b>6.3 Nutzen .....</b>	<b>158</b>
6.3.1 Stromkosteneinsparungen .....	158
6.3.2 Vermeidung von Investitionen .....	159
6.3.3 Prozessverbesserungen.....	161
<b>7. Ergebnisse und Bewertung der Kosten-Nutzen-Betrachtungen .....</b>	<b>164</b>
7.1 Ergebnisse für die untersuchten Szenarien.....	165
7.1.1 EU-Szenario.....	165
7.1.2 Kontinuitätsszenario.....	168
7.1.3 Kontinuitätsszenario Plus.....	170
7.1.4 Rolloutszenario .....	174
7.1.5 Rolloutszenario Plus .....	177
7.2 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen .....	179
7.3 Einbeziehung von Gaszählern in den Rollout.....	188
7.4 Zusammenfassende Bewertung der Szenarien.....	189
<b>8. Ableitung von Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>192</b>
8.1 Rolloutstrategie .....	194
8.2 Rollenverteilung.....	197
8.3 Funktionale Anforderungen und technische Ausstattung .....	200
8.4 Finanzierungsmodell .....	203
8.5 Anpassung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens.....	214
8.6 Rolloutplan.....	215
<b>9. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>217</b>
I. Begriffsdefinitionen .....	223
II. Glossar .....	225
III. Literatur- und Quellenverzeichnis.....	229
IV. Expertenbefragungen im Rahmen der Studie.....	236

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Energiewende beschleunigt die Transformation des Energiesektors.....	8
Abbildung 2: Darstellung der Architektur intelligenter Messsysteme gemäß BSI Schutzprofil .....	29
Abbildung 3: Prüfanforderungen Smart Meter Gateway.....	33
Abbildung 4: Abgrenzung EDL21-/EDL40-System nach FNN-Lastenheften.....	37
Abbildung 5: Übersicht über wesentliche Anforderungen an das Smart Meter Gateway .....	39
Abbildung 6: Bewertungskriterien der Übertragungstechnologien für die WAN-Kommunikation .....	44
Abbildung 7: Technische Bewertung von Kommunikationstechnologien für die Nahkommunikation .....	56
Abbildung 8: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme für intelligente Messsysteme.....	57
Abbildung 9: Vorgehensweise Szenarienentwicklung und -bewertung .....	62
Abbildung 10: Übersicht zu den relevanten Systemvarianten.....	64
Abbildung 11: Vorgehensweise Szenarienentwicklung und -bewertung .....	100
Abbildung 12: Wirkungskette der mehrstufigen Wirkungsanalyse .....	111
Abbildung 13: Methodischer Ansatz zur Ermittlung von Lastverlagerungspotenzialen.....	123
Abbildung 14: Volkswirtschaftliche Effekte einer flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler.....	136
Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf des Rollouts .....	190
Abbildung 16: Zusätzlicher Nettonutzen nach Markttrollen.....	204
Abbildung 17: Definition Systemkostenbeitrag .....	206
Abbildung 18: Zahlungsbilanz der Finanzierungsvariante 5.....	209
Abbildung 19: Finanzierungssystem für den Rollout (Variante A) .....	211
Abbildung 20: Finanzierungssystem für den Rollout (Variante B).....	212
Abbildung 21: Finanzierungssystem für den Rollout (Variante C) .....	213
Abbildung 22: Rolloutplan Strom.....	215

# Tabellenverzeichnis

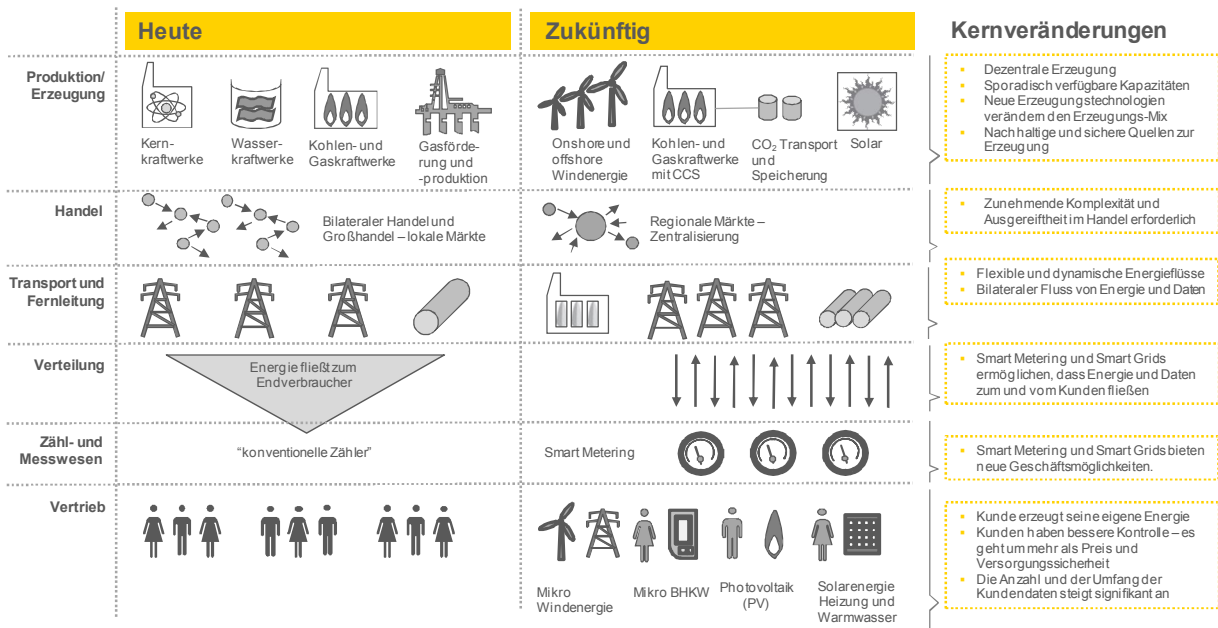
Tabelle 1: Empfehlungen der EU an die Mindestanforderungen intelligenter Messsysteme.....	26
Tabelle 2: Anwendungsfälle gem. BSI-Schutzprofil.....	31
Tabelle 3: Übersicht zu wesentlichen Pilotprojekten und Rollouts.....	34
Tabelle 4: Übersicht Zähler und Messsysteme.....	35
Tabelle 5: Vergleich Übertragungstechnologien im Weitverkehrsnetz.....	46
Tabelle 6: Technische Bewertung von Kommunikationstechnologien für die Fernkommunikation.....	53
Tabelle 7: Die Vor- und Nachteile der Systemvarianten im Überblick.....	66
Tabelle 8: Zielstellungen der Einführung moderner Messsysteme in ausgewählten europäischen Ländern.....	71
Tabelle 9: Überblick über die betrachteten Szenarien und die wesentlichen Kennzahlen.....	72
Tabelle 10: Realisierte Einsparungen durch die Einführung moderner Messsysteme in Italien.....	81
Tabelle 11: Kosten-/Nutzenbetrachtung Frankreich.....	86
Tabelle 12: Angenommene Kosten der Einführung moderner Messsysteme in Schweden.....	88
Tabelle 13: Bewertung von Marktrollen als SMGW-Admin bei einem Rollout (Strom).....	97
Tabelle 14: Gemeinsame Basisannahmen für die betrachteten Szenarien.....	102
Tabelle 15: Anzahl Haushalte - Stadt und Land.....	103
Tabelle 16: Anzahl der Gewerbebetriebe und öffentlicher Einrichtungen - Stadt/Land.....	104
Tabelle 17: Aufteilung des Jahresnettostromverbrauchs nach Kundengruppen.....	105
Tabelle 18: Annahmen zur Haushaltskundenstruktur nach Verbrauchsklassen.....	105
Tabelle 19: Annahmen zu den EEG-Anlagen.....	106
Tabelle 20: Annahmen zu den KWK-Anlagen.....	106
Tabelle 21: Annahmen Strompreise.....	107
Tabelle 22: Nutzeneffekte nach Funktionen bei verschiedenen Marktrollen.....	114
Tabelle 23: Durchschnittlicher Verbrauch und Marktdurchdringung ausgewählter Haushaltsgeräte.....	124
Tabelle 24: Angenommene Verschiebedauer verschiedener Anwendungen in privaten Haushalten.....	124
Tabelle 25: Spitzenlastanteil ausgewählter Anwendungen privater Haushalte.....	125
Tabelle 26: Technisches Lastverlagerungspotenzial privater Haushalte.....	126
Tabelle 27: Abschätzung technisches Lastverlagerungspotenzial bei Gewerbekunden.....	126
Tabelle 28: Lastverlagerungspotenzial verschiedener Tarifmodelle.....	128
Tabelle 29: Klassifizierung von Haushaltsgeräten nach Steuerungsmöglichkeit.....	128
Tabelle 30: Ausschöpfung des Lastverlagerungspotenzials privater Haushalte.....	129
Tabelle 31: Zusammenfassung der Wirkungsanalyse.....	142
Tabelle 32: CAPEX Messeinrichtung und Gateway.....	145
Tabelle 33: Anzahl Zähler je SMGW.....	145
Tabelle 34: IT-Investitionen.....	146
Tabelle 35: Gerätekosten Kommunikation.....	146
Tabelle 36: Einbaukosten Kommunikation.....	147
Tabelle 37: Weitere Kommunikationskosten.....	147
Tabelle 38: Anzahl Zähler je Kommunikationsmodul.....	148
Tabelle 39: Kosten haushaltsinterner Anzeigen.....	148
Tabelle 40: Annahmen zur Stromerzeugung.....	149
Tabelle 41: Investitionsbedarf in die Verteilnetze It. Dena Verteilnetzstudie in Mrd. Euro.....	150
Tabelle 42: Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler.....	150
Tabelle 43: IT-Wartungs- und Betriebskosten.....	151
Tabelle 44: Gesamtaufwendungen im Netzbereich.....	152
Tabelle 45: Kommunikationskosten.....	152
Tabelle 46: Ausfallquote und Austauschkosten intelligenter Messsysteme und Zähler.....	153
Tabelle 47: Ablesekosten.....	154
Tabelle 48: Verringerung der Call-Center/Kundenbetreuungskosten.....	155
Tabelle 49: Schulungskosten.....	155
Tabelle 50: Zählereigenstromverbrauch.....	156
Tabelle 51: Instandhaltungskosten.....	156
Tabelle 52: Verringerung des volkswirtschaftlichen Schadens.....	157
Tabelle 53: Einsparpotenziale Stromverbrauch und Stromkosten durch intelligente Messsysteme.....	159
Tabelle 54: Annahmen zur Vermeidung des Netzausbaus.....	160
Tabelle 55: Reduktion der Spitzenleistung.....	161

Tabelle 56: Verringerung der Stückkosten pro Abrechnung .....	162
Tabelle 57: Verringerung des Stromdiebstahls .....	162
Tabelle 58: Verringerung der Erlöse/Forderungskosten für nicht bezahlten kontrahierten Strom.....	163
Tabelle 59: Ausbau intelligenter Messsysteme im EU-Szenario.....	165
Tabelle 60: Ergebnisse EU-Szenario.....	166
Tabelle 61: Ausbau intelligenter Messsysteme im Kontinuitätsszenario .....	168
Tabelle 62: Ergebnisse Kontinuitätsszenario .....	169
Tabelle 63: Ausbau intelligenter Messsysteme und Zähler im Kontinuitätsszenario Plus .....	171
Tabelle 64: Ergebnisse Kontinuitätsszenario Plus .....	171
Tabelle 65: Ausbau intelligenter Messsysteme im Rolloutszenario .....	174
Tabelle 66: Ergebnisse Rolloutszenario ohne EE-Abregelung .....	175
Tabelle 67: Ergebnisse Rolloutszenario mit EE-Abregelung.....	176
Tabelle 68: Ausbau intelligenter Messsysteme und Zähler im Rolloutszenario Plus .....	177
Tabelle 69: Ergebnisse Rolloutszenario Plus .....	178
Tabelle 70: Zusammenfassung der Sensitivitätsanalysen.....	180
Tabelle 71: Sensitivitäten Stromeinsparung .....	180
Tabelle 72: Sensitivitäten Netzdienlichkeit .....	182
Tabelle 73: Sensitivitäten Organisation.....	183
Tabelle 74: Zusammenfassung der Szenarienergebnisse .....	189
Tabelle 75: Charakteristika des empfohlenen Rolloutszenario Plus.....	193
Tabelle 76: Untersuchte Finanzierungsvarianten im Rolloutszenario Plus.....	207
Tabelle 77: Finanzierungsvarianten mit Berücksichtigung der Finanzierungskosten .....	208
Tabelle 78: Finanzieller Beitrag verschiedener Gruppen zum Rollout*.....	209
Tabelle 79: Angestrebte Rollout-Mengen im Europäischen Kontext .....	222

# 1. Einleitung

Die beschlossene Energiewende hat den Umbau der leitungsgebundenen Energieversorgung insbesondere in den Bereichen Strom und Gas in Deutschland erheblich beschleunigt. Die Umstellung des gesamten Energieversorgungssystems von einer zentralen hin zu einer dezentralen Versorgung schreitet sichtbar voran, die Transformation des Energiesektors nimmt Gestalt an (s. Abbildung 1). Während in der Vergangenheit Energie nur in eine Richtung floss und Informationen über die Energieflüsse sehr limitiert waren, ist das dezentrale Energieversorgungssystem der Zukunft durch bilaterale Informations- und Energieflüsse gekennzeichnet. Auf der Verbraucherseite finden ebenfalls erhebliche Veränderungen statt: Inaktive Konsumenten entwickeln sich mehr und mehr zu „Prosumern“, die aktiv an der Gestaltung des Energieversorgungssystems partizipieren. Im Ergebnis erhöhen diese Veränderungen vor allem die Anforderungen an die eingesetzten Mess-, Kommunikationstechnologien und Datenverarbeitungssysteme.

Abbildung 1: Die Energiewende beschleunigt die Transformation des Energiesektors



Quelle: Ernst & Young

Eine der größten Herausforderungen im dezentralen Energieversorgungssystem der Zukunft besteht darin, die Lastflüsse so zu steuern, dass die Versorgungssicherheit nicht gefährdet ist. Dazu könnte die Energieversorgung neben einem aktiven Einspeisemanagement künftig auch über nachfrageseitiges Lastenmanagement stärker flexibilisiert werden. Dies kann im regulierten Netzbereich oder über den Markt erfolgen. Intelligenten Messsystemen und Zählern könnte dabei eine wichtige Rolle zukommen. Sie können je nach Ausstattung für Letztverbraucher, Netzbetreiber und Erzeuger die notwendigen Verbrauchsinformationen bereitstellen, können zur Übermittlung von Informationen für moderne, intelligente Netze („Smart Grids“) dienen und können beim Letztverbraucher geeignete Anreize zur Verbesserung der Energieeffizienz schaffen.

Die Einführung und insbesondere der flächendeckende Rollout von intelligenten Messsystemen sind jedoch mit nicht unerheblichen Kosten, technischen Herausforderungen und Risiken verknüpft. Die Gewährleistung von Interoperabilität, Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen sind dabei einige Aspekte, denen erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen ist. Dazu sind in Deutschland mit dem BSI-Schutzprofil<sup>1</sup> und der zugehörigen Technischen Richtlinie<sup>2</sup> die Grundlagen gelegt worden.

<sup>1</sup> BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2013.

<sup>2</sup> BSI: Technische Richtlinie BSI TR-03109, Version 1.0, 2013.



Zudem sind sehr unterschiedliche Rolloutstrategien und -ansätze denkbar, wie nicht zuletzt die Beispiele anderer EU-Mitgliedsstaaten zeigen. Dabei spielt die Frage nach dem Umfang eines regulierten und eines marktgetriebenen Rollouts eine entscheidende Rolle. Mit der Beantwortung dieser Frage werden wesentliche Weichen für den Umfang der Einbaupflicht und die Kostenverteilung eines Rollouts intelligenter Messsysteme und Zähler gestellt.

## 1.1 Hintergrund und Ziele des Gutachtens

Gesetzliche Grundlage der Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler bildet die im Sommer 2011 vorgenommene grundlegende Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes, mit der die Umsetzung des Dritten Binnenmarktpaketes erfolgte. Teil dieses Dritten Binnenmarktpaketes ist die EU-Richtlinie 2009/72/EG (Strom). Ohne nähere technische Differenzierungen (zwischen intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen) sieht diese Richtlinie die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern<sup>3</sup> vor, die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützen. Bis 2020 sollen danach 80% der Verbraucher mit derartigen intelligenten Messsystemen bzw. Zählern ausgestattet werden. Die Richtlinie erlaubt den Mitgliedstaaten jedoch alternativ, die Einführung von einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung abhängig zu machen: „Die Einführung dieser Messsysteme kann 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.“<sup>4</sup> Im Gegensatz zum Strombereich gibt die Richtlinie 2009/73/EG für den Gasbereich kein konkretes Rolloutziel vor.

In Umsetzung der EU-Richtlinie legt das Energiewirtschaftsgesetz im § 21i Abs. 1, Nr. 8 EnWG fest: „im Anschluss an eine den Vorgaben der Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG genügende wirtschaftliche Betrachtung im Sinne von § 21c Absatz 2 den Einbau von Messsystemen im Sinne von § 21d und § 21e und Messeinrichtungen im Sinne von § 21f ausschließlich unter bestimmten Voraussetzungen und für bestimmte Fälle vorzusehen und für andere Fälle Verpflichtungen von Messstellenbetreibern zum Angebot von solchen Messsystemen und Messeinrichtungen vorzusehen sowie einen Zeitplan und Vorgaben für einen Rollout für Messsysteme im Sinne von § 21d und § 21e vorzusehen.“ Damit legt der deutsche Gesetzgeber sowohl die Durchführung einer wirtschaftlichen Betrachtung (Kosten-Nutzen-Analyse) als auch Zeitplan und Details eines Rollouts von intelligenten Messsystemen und Zählern fest.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat im Rahmen der Umsetzung des gesetzgeberischen Auftrages die Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft mit einer wirtschaftlichen Bewertung der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler in Deutschland beauftragt. Entsprechend wird in diesem Gutachten der flächendeckende Rollout im Sinne des Gesetzes im Rahmen einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) gutachterlich untersucht. Aus der Vorgabe der EU einerseits und dem gesetzgeberischen Auftrag des EnWG andererseits ergeben sich zwei Zielsetzungen für das Gutachten:

1. Das Gutachten kann dazu dienen den Anforderungen der EU-Kommission Rechnung zu tragen. Danach kann die Einführung von intelligenten Messsystemen einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung unterliegen. „Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.“<sup>5</sup>
2. Das Gutachten kann dazu dienen, der gesetzlichen Vorgabe in § 21c EnWG zu entsprechen, wonach weitere Einbauverpflichtungen als die in § 21c genannten nur dann zulässig sind, „...wenn eine wirtschaftliche Bewertung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft, und eine Rechtsverordnung im Sinne von § 21i Absatz 1 Nummer 8 ihn anordnet.“<sup>6</sup>

---

<sup>3</sup> Zur Definition dieser und weiterer Begriffe, wie sie in diesem Gutachten verwendet werden, siehe Anhang I.

<sup>4</sup> EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009.

<sup>5</sup> Jeweils Anhang I, Punkt 2 in den EU Richtlinie 2009/72/EG und EU Richtlinie 2009/73/EG vom 13. Juli 2009.

<sup>6</sup> S. § 21c Abs. 2 EnWG.

Ferner werden in diesem Gutachten Rahmenbedingungen untersucht, die eine flächendeckende Ausrüstung von Haushalten, aber auch anderen Letztverbrauchern wie z.B. gewerblichen Entnahmestellen mit intelligenten Messsystemen und Zählern fördern. Dabei werden insbesondere Maßnahmen aufgezeigt, die zu einem verbesserten Kosten-Nutzen-Verhältnis beitragen können. In diesem Zusammenhang betrachtet das Gutachten auch cursorisch die mögliche Einbeziehung des Gasbereichs in den Rollout.

## 1.2 Intelligente Messsysteme und intelligente Zähler

Die unterschiedlichen technischen Ausprägungen intelligenter Messsysteme und intelligenter Zähler ermöglichen einen effizienten und „maßgeschneiderten“ Einsatz für unterschiedliche Nutzergruppen. Daher ist bei der gesamtwirtschaftlichen Bewertung zwischen intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern zu unterscheiden.

### Intelligente Messsysteme

---

Auf der Grundlage des § 21c EnWG sind zukünftig alle Letztverbraucher, die die dort genannten Pflichtfälle erfüllen, mit einem „intelligenten Messsystem“ auszustatten. Dies bedeutet, dass nur solche intelligenten Messsysteme verwendet werden dürfen, die neben eichrechtlichen Vorgaben insbesondere den Anforderungen des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie genügen. Zusammen mit der Kommunikationseinheit, dem Smart Meter Gateway (SMGW), sowie einem Sicherheitsmodul, wird der Zähler zum intelligenten Messsystem. Während die eigentliche Messung weiterhin in der Messeinrichtung stattfindet, ist die Anforderung an die Einbindung in ein Kommunikationsnetz neu hinzugekommen.

BSI Schutzprofile für SMGW und Sicherheitsmodul sind im März 2013 zusammen mit der Technischen Richtlinie veröffentlicht worden. Der entsprechende Verordnungsentwurf der Messsystemverordnung (MsysV-E) nach § 21i Abs. 2 Nr. 8 und 9 EnWG ist im März 2013 der EU-Kommission zur Notifizierung vorgelegt worden. Im Mittelpunkt der Betrachtung des BSI stehen dabei Datenschutz, Datensicherheit und die Gewährleistung der Interoperabilität. In der Technischen Richtlinie und in den Schutzprofilen sind die damit verknüpften Anforderungen konkretisiert worden.

An die Zähler selber werden keine weitergehenden Anforderungen gestellt. Diese müssen lediglich den Anforderungen der Measurement Instruments Directive (MID)<sup>7</sup> genügen und sicher in ein intelligentes Messsystem eingebunden werden können, damit das intelligente Messsystem die Anforderungen des BSI-Schutzprofils erfüllen kann.

### Intelligente Zähler gem. § 21c Abs. 5 EnWG

---

§ 21c Abs. 5 EnWG sieht vor, dass zusätzlich zu den Pflichtfällen des § 21c Abs. 1 EnWG zumindest intelligente Zähler installiert werden können, „die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln und sicher in ein Messsystem, das den Anforderungen von § 21d und § 21e genügt, eingebunden werden können“.<sup>8</sup> Dies bedeutet, dass zunächst keine Einbindung an das Smart Meter Gateway erfolgt, diese aber in einer dem BSI Schutzprofil entsprechender Art und Weise möglich sein muss. Durch die Aufrüstung des Zählers mit einem Smart Meter Gateway wird eine sichere Einbindung in alle denkbaren Kommunikationsnetze ermöglicht.

Intelligente Zähler können eine Option darstellen, Energieeinsparmöglichkeiten und die Steigerung der Energieeffizienz beispielsweise für Endkunden zu ermöglichen, die weniger als 6.000 kWh/a Strom verbrauchen und deshalb vom gesetzlichen Rahmen noch nicht mit einer Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme versehen werden. Über die integrierte, insbesondere aber über eine abgesetzte Anzeigeeinheit des intelligenten Zählers wird dem Letztverbraucher sein tatsächlicher Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widergespiegelt. Er erhält damit die Möglichkeit, sein Verbrauchsverhalten aktiv zu beeinflussen. § 21c Abs. 5 EnWG schreibt zurzeit keinen Rollout für intelligente Zähler vor; über Verordnungen nach § 21i EnWG könnten allerdings Ausstattungs- bzw. Rolloutvorgaben erfolgen.

---

<sup>7</sup> EU-Richtlinie: 2004/22/EG, 2004.

<sup>8</sup> S. § 21c Abs. 5 EnWG.

## 1.3 Vorgehensweise

Die Erstellung des Gutachtens orientiert sich an den Empfehlungen der EU-Kommission vom 9. März 2012 zur Vorbereitung für die Einführung intelligenter Messsysteme (2012/148/EU). Es wurden folgende Hauptschritte durchgeführt:

- ▶ Prüfung und Beschreibung der Technologien (Messeinrichtung, Kommunikationssystem, IT-Systeme), Elemente und Ziele
- ▶ Darstellungen der Anlagen in Form von Funktionalitäten
- ▶ Festlegung der zu untersuchenden Szenarien
- ▶ Darstellung der Funktionen in Form von Nutzeffekten (Wirkungsanalyse)
- ▶ Monetarisierung der Nutzeffekte nach Markttrollen
- ▶ Ermittlung und Quantifizierung der Kosten
- ▶ Vergleich von Kosten und Nutzeffekten

### Gesetzlicher und politischer Rahmen

---

Nach dem novellierten EnWG dürfen in bestimmten Fällen nur noch Messsysteme im Sinne von § 21d und § 21e EnWG sowie Messeinrichtungen für Gas im Sinne von § 21f EnWG verbaut werden. Diese Messsysteme und die dazugehörigen Messeinrichtungen müssen besonderen Anforderungen genügen, die in Rechtsverordnungen, Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt sind bzw. noch weiter zu spezifizieren sind. Eine Beschreibung wesentlicher Rechtsvorschriften und Richtlinien erfolgt in Kapitel 2 des Gutachtens.

### Funktionsanalyse

---

Im ersten Schritt der Analyse werden die relevanten verfügbaren Technologien beschrieben und bewertet. Dies erfolgt auf der Basis von Pilotprojekten (vor allem in Deutschland), internationaler Erfahrungen, Studien und eigener Analysen auf der Basis von Marktbefragungen, die im Rahmen der Gutachtenerstellung durchgeführt wurden. Insbesondere wird in diesem Kontext die Erfüllung der technischen Richtlinien und Möglichkeiten alternativer intelligenter Messsysteme überprüft und ausgewertet (s. Kapitel 3).

### Szenarientwicklung

---

Im Rahmen des Gutachtens werden insgesamt drei Szenarien für einen möglichen Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland hergeleitet und betrachtet (s. Kapitel 4). Zunächst werden die beiden von der EU vorgeschriebenen Grundszenerien betrachtet. Im „EU-Szenario“ wird davon ausgegangen, dass mindestens 80% aller Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem bis 2020 ausgestattet werden. Das Kontinuitätsszenario geht von den derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen und keinen weiteren Eingriffen und Veränderungen aus. Zudem wird ein „Rolloutszenario“ betrachtet, das einen unter Kosten-Nutzen-Aspekten für Deutschland zu empfehlenden Rollout widerspiegelt.

Zusätzlich werden in Varianten des Kontinuitäts- und Rolloutszenarios die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG überprüft. Die als Kontinuitätsszenario Plus und Rolloutszenario Plus bezeichneten Szenarien untersuchen somit insbesondere, in wie weit der Rollout von intelligenten Zählern einen zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzen bringt.

### Wirkungsanalyse

---

Zur Bewertung und Quantifizierung der untersuchten Szenarien werden im nächsten Schritt die Funktionalitäten intelligenter Messsysteme und Zähler aus Sicht verschiedener Markttrollen (Endkunde, Erzeuger, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber etc.) aufgezeigt und analysiert (s. Kapitel 5). Hierzu wird ein Modell zur Wirkungsanalyse zugrunde gelegt, welches ausgehend von den funktionalen Anforderungen an intelligente Messsysteme (direkte Bereitstellung der Verbrauchsdaten, 15-minütige Aktualisierung der Messdaten, Unterstützung fortschrittlicher Tarifsyste me etc.) die wesentlichen Wirkungen und Konsequenzen für die verschiedenen Markttrollen analysiert. Grundlagen der Analysen sind wiederum die Ergebnisse und Erkenntnisse von Pilotprojekten (vor allem in Deutschland), internationaler Erfahrungen, Studien und ei-

gener Analysen auf der Basis von Marktbefragungen, die im Rahmen der Gutachtenerstellung durchgeführt wurden.

### **Monetarisierung von Kosten und Nutzen**

---

Aufbauend auf dieser Wirkungsanalyse werden in Kapitel 6 die Kosten und der Nutzen quantifiziert und monetarisiert. Die Ermittlung und Quantifizierung der Kosten erfolgte in Anlehnung an den Empfehlungen der EU, die durch die in Kapitel 5 durchgeführte Wirkungsanalyse ergänzt und konkretisiert wird. Zusätzlich erfolgte eine qualitative Beurteilung weitergehender externer Effekte, wie z.B. CO<sub>2</sub>-Einsparung und soziale Auswirkungen, die durch die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern zu erwarten sind.

### **Vergleich von Kosten und Nutzen**

---

Die (quantitativen) Ergebnisse im Rahmen einer Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen für jedes der o.g. Szenarien werden ausführlich in Kapitel 7 dargestellt und erläutert. Für jedes Szenario wird eine Bruttobetrachtung vorgenommen, d.h. Kosten und Nutzen werden separat für jedes Szenario ermittelt und mit einem sog. hypothetischen „Nullszenario“ verglichen. Im Nullszenario werden keine intelligenten Zähler oder Messsysteme verbaut, die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen werden für die Berechnungen quasi außer Kraft gesetzt.

Ergänzt werden die Kosten-Nutzen-Analysen um Sensitivitätsanalysen. Diese zeigen zum einen die Robustheit der gewählten Rolloutstrategien auf, zum anderen werden darüber Maßnahmen identifiziert, die zu einem verbesserten Kosten-Nutzen-Verhältnis beitragen können.

Die durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen basieren auf einem für den Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler entwickelten modularen, quantitativen Modell, in welches die zu ermittelnden relevanten Eingangsgrößen, wie direkte Kosten im Zusammenhang mit dem Rollout intelligenter Messsysteme/Zähler, technische Daten und Funktionalitäten der Messsysteme/Zähler, demografische Daten, Daten zum Stromerzeugungssystem, rechtliche Rahmenbedingungen sowie finanz- und volkswirtschaftliche Parameter einfließen und modelliert wurden.

### **Bewertung und Ableitung von Handlungsempfehlungen**

---

Die Bewertung der Szenarien und die Ableitung von Handlungsempfehlungen schließt sich in Kapitel 8 an. Dabei wird eine Empfehlung zu der Rolloutstrategie einschließlich eines groben Rolloutplans gegeben und insbesondere auf folgende Einzelfragen eingegangen:

- ▶ Umfang der Einbauverpflichtungen für intelligente Messsysteme
- ▶ Rollenverteilung (Rollout Verantwortlicher, Smart Metering Gateway Administrator)
- ▶ Technische Ausstattung
- ▶ Vorschlag für die Kostentragung eines Rollouts (Finanzierungsmodell)
- ▶ Gesetzlicher und regulatorischer Anpassungsbedarf

Mit dem Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler sind verschiedene, teilweise widersprüchliche Zielsetzungen verbunden. An diesen Zielen muss sich die abschließende Bewertung der untersuchten Szenarien ausrichten. Dabei sind insbesondere folgende Ziele mit- und gegeneinander abzuwägen:

- ▶ Der Schwerpunkt der Kosten-Nutzen-Analyse liegt auf Fragen der Wirtschaftlichkeit eines Rollouts:
  - ▶ Die gesamtwirtschaftliche Kosten/Nutzen-Betrachtung sollte positiv sein. Der Rollout und Einsatz intelligenter Messsysteme und Zähler darf die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung nicht gefährden. Die aus dem Rollout und dem Einsatz intelligenter Messsysteme und Zähler verursachten zusätzlichen Kosten sind daher möglichst gering zu halten. In diesem Zusammenhang sind auch in Abhängigkeit von der verwendeten Technologie mögliche indirekte Effekte einzubeziehen, wie etwa die Reduzierung des Ausbaus an konventionellen Erzeugungskapazitäten und die teilweise Vermeidung des Netzausbaus. Diese können das wirtschaftliche Ergebnis eines Rollouts von intelligenten Messsystemen und Zählern erheblich mit beeinflus-

sen – sind in ihren Wirkungszusammenhängen jedoch auch komplexer und häufig in der Praxis nur teilweise belegt worden.<sup>9</sup>

- ▶ Die Letztverbraucher sind zu schützen, d.h. die Kostenbelastungen des Rollouts intelligenter Messsysteme und Zähler sollten für den Endkunden - differenziert nach Verbrauchsgruppen - einzelwirtschaftlich tragfähig und zumutbar sein. Dies bedeutet, dass jeder einzelne Endkunde dazu in der Lage sein sollte, dass sich seine Kostenbelastungen durch Stromeinsparungen, Lastverlagerungen und Mehrwertdienste für ihn unter praktischen Bedingungen amortisieren lassen. Ist dies nicht der Fall, so fällt eine KNA bereichs-/verbraucher-spezifisch negativ aus, auch wenn die gesamtwirtschaftliche Kosten/Nutzen-Betrachtung ein anderes Bild ergibt.
- ▶ Der Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler muss für die wirtschaftlichen Akteure (Messstellenbetreiber, Gerätehersteller etc.) wirtschaftlich attraktiv sein, indem ein notwendiges Maß an Investitionssicherheit gewährleistet ist und Skaleneffekte erzielt werden können.

Die Bewertung dieser wirtschaftlichen Fragen erfolgt anhand unterschiedlicher Kriterien:

- ▶ Das Verhältnis von langfristigen Gesamtkosten zu Gesamtnutzen; gemessen am Netto-Kapitalwert.
- ▶ Das gesamte Investitionsvolumen und damit die Frage nach der Gesamtbelastung des Energieversorgungssystems.
- ▶ Die Verteilung der Kosten und des Nutzens auf die verschiedenen Marktrollen. Dabei sollten Kosten des Rollouts möglichst verursachungsgerecht von den einzelnen wirtschaftlichen Akteuren getragen werden (Verursachungsprinzip).
- ▶ Die Kostenbelastung der Endkunden - differenziert nach verschiedenen Gruppen (Nutzer von intelligenten Messsystemen, Nutzer von intelligenten Zählern, Nichtnutzer) und Verbrauchsklassen als Indikation für die Belastungsfähigkeit eines Verbrauchers (Zumutbarkeit).
- ▶ Zusätzlich ist eine Gewichtung der Zahlungsströme nach dem Zeithorizont vorzunehmen. Dies erfolgt grundsätzlich über die Diskontierung der Zahlungsströme. Dennoch ist eine darüber hinausgehende Interpretation der Ergebnisse notwendig. So steigen die Unsicherheiten der Zahlungsströme mit dem Zeithorizont. Bei einem Rollout sind kurz- und mittelfristige Auszahlungen (Investitionsausgaben) als sicherer anzusehen als angenommene langfristige Reduzierungen der laufenden Betriebskosten.

Hohe Bedeutung kommt zudem den weiteren, nicht quantifizierten Zielen zu. So tragen Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit sowie Versorgungssicherheit unmittelbar zur Energiewende bei. Intelligente Messsysteme und Zähler können hierzu einen Beitrag leisten. Insofern sind diese Ziele aus gutachterlicher Sicht ebenfalls einzubeziehen:

- ▶ Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit des Energieversorgungssystems:
  - ▶ Reduzierung des Energieverbrauchs und effizientere Nutzung der vorhandenen Ressourcen: Intelligente Messsysteme und Zähler sollten auf möglichst wirtschaftliche Art und Weise zur Erhöhung und Förderung der Energieeffizienz beitragen.
  - ▶ Erleichterung der Integration Erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugungseinrichtungen in das Energieversorgungssystem.

---

<sup>9</sup> Um das Ergebnis der KNA nicht zu sehr durch indirekte Effekte zu beeinflussen, sollten diese daher nur in besonders signifikanten Fällen mit berücksichtigt werden.

- ▶ Erhöhung der Versorgungssicherheit durch eine bessere Integration Erneuerbarer Energien, gezieltem Lastmanagement, effizienterer Nutzung vorhandener Erzeugungs-, Transport- und Verteilungskapazitäten sowie einem verbesserten Monitoring der Netze. Dies bedeutet, dass intelligente Messsysteme soweit wie möglich für netzdienliche Zwecke genutzt werden, um
  - ▶ Doppelinvestitionen in intelligente Messsysteme auf der einen und intelligente Netztechnologien auf der anderen Seite zu vermeiden,
  - ▶ Doppelinvestitionen in Kommunikationstechnologien zu vermeiden sowie
  - ▶ die Integration der Erneuerbaren Energien - wo möglich - zu unterstützen.

Schließlich ist die praktische Umsetzbarkeit eines Szenarios zu betrachten. Insbesondere sollten die Systemhersteller, Messstellenbetreiber und sonstigen in den Rollout eingebundenen Marktteilnehmer in der Lage sein, die angestrebten Rolloutquote an intelligenten Messsystemen und Zählern auch tatsächlich herstellen, einbauen und die daraus folgenden Konsequenzen in ihren IT-Systemen und Geschäftsprozessen zeitnah umsetzen zu können.

Je nachdem welche Ziele bei den letztendlichen politischen Entscheidungen in den Vordergrund gestellt werden, fällt die Bewertung von Szenarien und deren Ergebnisse unterschiedlich aus. Im Rahmen dieses Gutachtens werden deshalb Empfehlungen abgegeben, die immer in Abhängigkeit von unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen bei politischen Entscheidungen zu sehen sind.

### **Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

---

Eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse rundet das Gutachten in Kapitel 9 ab.

## 2. Gesetzlicher und politischer Rahmen

### 2.1 Politischer Rahmen

Seit der europäischen Liberalisierung des Energiebinnenmarktes im Jahr 1998 haben politische Ziele auf europäischer und nationaler Ebene den Strom- und Gassektor maßgeblich beeinflusst. Ein wesentliches Ziel der europäischen Energiepolitik besteht in einer deutlichen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Intelligente Netze („Smart Grids“) und intelligente Zähler bzw. Messsysteme werden dabei immer wieder als wesentlicher Baustein einer Energiestrategie und Voraussetzung zur Verwirklichung der Reduktionsziele angesehen.<sup>10</sup>

Die Europäische Kommission geht davon aus, dass die Strompreise bis 2030 weiter steigen werden und in intelligente Netze und verbesserte Technologien zur effizienten Produktion, Übertragung und Speicherung von Energie investiert werden muss. Die hierfür erforderlichen Investitionen werden nach Ansicht der Kommission durch eine nachhaltige Stärkung der europäischen Wirtschaft, der Schaffung neuer Arbeitsplätze und einer größeren Unabhängigkeit von Energieimporten aufgewogen.

Die Bundesregierung hat im Rahmen der Energiewende das Programm "Modernisierungsoffensive für innovative Netze" aufgelegt. Zu dem Programm gehören z. B. die Entwicklung und Förderung von Speichertechnologien und von intelligenten Netzen. Zusätzlich soll durch eine Informations- und Dialogoffensive die Akzeptanz für den Netzausbau steigen.

Intelligente Messsysteme als Teil eines „intelligenten Netzes“ können neben der Messung der Arbeit (kWh) auch die zeitlich bestimmbare Stromleistung (kW) messen. Der Kunde kann je nach Ausstattung des intelligenten Messsystems bzw. Zählers erkennen, wann wie viel Strom verbraucht wurde. Intelligente Messsysteme sollen in der Lage sein, Kunden, Netzbetreibern, Stromlieferanten und Abrechnungsdienstleistern Daten zur Verfügung zu stellen, um hierdurch beispielsweise das Netz besser stabilisieren zu können, Erneuerbare Energien besser in das Netz zu integrieren oder eine Abrechnung schneller vorzunehmen.

Die Politik verbindet mit intelligenten Messsystemen und eingeschränkt mit intelligenten Zählern grundsätzlich folgende Punkte und Vorteile:<sup>11</sup>

- ▶ Steigerung der Energieeffizienz durch Transparenz beim Kunden, wann dieser wie viel Energie verbraucht
- ▶ Neue Produkte wie z.B. zeit- und lastabhängige Tarife, die bei entsprechender Reaktion des Verbrauchers zu einer Senkung der Ausgaben für Strom führen können
- ▶ Schnellere Kundenwechselprozesse und Abrechnung bei Wechsel des Versorgers
- ▶ Stabilisierung des Gesamtsystems durch transparente „Echtzeitmessung“ des Stromverbrauchs aller Netznutzer
- ▶ Steigerung der Verwendung Erneuerbarer Energien durch bessere Integrationsfähigkeit in das Gesamtsystem
- ▶ Optimierung der Steuerung und des Ausbaus der Infrastruktur
- ▶ Möglichkeit zentraler und dezentraler Erzeugung
- ▶ Unterstützung der Technologieentwicklung

Vor diesem Hintergrund wurden und werden auf europäischer und nationaler Ebene gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen, um die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern voranzutreiben und zu unterstützen.

---

<sup>10</sup> Vgl. EU-Kommission: „Energiefahrplan 2050“, 2011.

<sup>11</sup> Vgl. z.B. BMWI: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler,did=354348.htm>, 2013.

## 2.2 Die gesetzlichen Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die wesentlichen rechtlichen europäischen Richtlinien und deutschen gesetzlichen Regelungen skizziert und teilweise kurz erläutert. Auf eine ausführliche Kommentierung wird an dieser Stelle verzichtet. Einzelne Rechtsvorschriften werden an späteren Stellen des Gutachtens zur Erläuterung entsprechender inhaltlicher Sachverhalte erneut aufgegriffen.

### 2.2.1 Europäische Union

Auf europäischer Ebene sind insbesondere die EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, die Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG sowie die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EG für die mögliche Einführung von intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern relevant. Die Forderungen der Richtlinie 2012/27/EG sind in Deutschland bereits teilweise durch das EnWG umgesetzt worden. Weitere Teile der Richtlinie sind noch auf dem Verordnungsweg umzusetzen.

#### EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG

---

Mit der Richtlinie 2009/72/EG<sup>12</sup>, (nachfolgend „RL 2009“ genannt) wurde auf europäischer Ebene die Bedeutung intelligenter Messsysteme bzw. intelligenter Netze für die Förderung der Energieeffizienz hervorgehoben.

In den Erwägungsgründen heißt es: „Um die Energieeffizienz zu fördern, empfehlen die Mitgliedstaaten oder, wenn dies von einem Mitgliedstaat vorgesehen ist, die Regulierungsbehörden nachdrücklich, dass die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch optimieren, indem sie beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen.“<sup>13</sup>

Mit der EU-Binnenmarktrichtlinie sind vielfältige Wirkungen auf Endkunden verbunden. Zum Schutz der Kunden sind verschiedene Maßnahmen vorgesehen, die sich auch auf intelligente Messsysteme beziehen.<sup>14</sup> Die Mitgliedsstaaten gewährleisten, „dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.“<sup>15</sup> Dabei kann die Einführung dieser Messsysteme 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.

In der Richtlinie wird ferner bestimmt, dass entsprechende Bewertungen bis 3. September 2012 stattfinden sollen.<sup>16</sup> Die Mitgliedsstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde erstellen anhand dieser Bewertung einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Des Weiteren sollen die Messsysteme auf europäischer Ebene „interoperabel“ sein, um den gemeinsamen Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarktes zu unterstützen.<sup>17</sup>

Die RL 2009 lässt den Mitgliedsstaaten erheblichen Handlungsspielraum in der der konkreten Umsetzung und bedarf - wie alle europäischen Richtlinien - der Umsetzung in nationales Recht. Als ein wesentliches Element hinsichtlich der möglichen, flächendeckenden Einführung von intelligenten Zählern ist die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse, die mit diesem Gutachten für Deutschland erstellt wird.

#### EU-Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG

---

Die Europäische Union hat mit der Richtlinie 2006/32/EG<sup>18</sup> (nachfolgend „RL 2006“ genannt) neben der vorgenannten Richtlinie den ursprünglichen rechtlichen Rahmen für die Erfassung und informative Abrechnung des Energieverbrauchs durch „individuelle Zähler“ geschaffen.

---

<sup>12</sup> EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009.

<sup>13</sup> EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Art. 3 Ziff. 11.

<sup>14</sup> Vgl. EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006.

<sup>15</sup> EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Ziffer 2 Abs. 1 Anhang I.

<sup>16</sup> Vgl. EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Ziffer 2 Abs. 2 Anhang I.

<sup>17</sup> Vgl. EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Ziffer 2 Abs. 3-5 Anhang I.

<sup>18</sup> EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006.



Sie sieht vor, dass alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder Kühlung und Warmwasserverbrauch individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten sollen, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Voraussetzung hierfür ist, dass die Einführung technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu potentiellen Energieeinsparungen angemessen ist.<sup>19</sup>

Bei Ersetzen bestehender Zähler sollen stets individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen geliefert werden. Ausnahmen bestehen für die Fälle, dass eine technische Machbarkeit nicht gegeben ist oder im Vergleich zu den langfristig geschätzten potentiellen Einsparungen keine Kostenwirksamkeit erreicht werden kann. Individuelle Zähler sind ebenfalls zu wettbewerbsorientierten Kosten einzubauen, soweit neue Gebäude mit neuen Anschlüssen ausgestattet werden oder Gebäude größeren Renovierungen im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG<sup>20</sup> unterzogen werden.<sup>21</sup>

Dem Kunden sollen mit der Abrechnung geeignete Angaben zur Verfügung gestellt werden, die ihm ein umfassendes Bild der gegenwärtigen Energiekosten vermittelt. Die Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs wird so häufig durchgeführt, dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.<sup>22</sup>

### EU-Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU

Während die EU-Energieeffizienzrichtlinie lediglich von individuellen Zählern spricht, nutzt die Richtlinie 2012/27/EU aufbauend auf der EU-Binnenmarktrichtlinie an einigen Stellen den Begriff des „intelligenten Zählers“ und den Begriff des „intelligenten Verbrauchserfassungssystems“. Bezugnehmend auf die EU Richtlinie 2009/72/EG verwendet die EU-Energieeffizienzrichtlinie dann den Begriff des „intelligenten Verbrauchserfassungssystems“ synonym zum Begriff des intelligenten Messsystems.<sup>23</sup>

Die europäische Union hat mit der Richtlinie 2012/27/EU<sup>24</sup> (nachfolgend „Richtlinie 2012“ genannt), den rechtlichen Rahmen für die Einführung intelligenter Messsysteme/Zähler konkretisiert. Die Richtlinie 2012 wurde am 05.12.2012 verabschiedet und muss von den Mitgliedsstaaten innerhalb von 18 Monaten, d.h. bis spätestens 05. Juni 2014, in nationales Recht umgesetzt werden. Bis zu einer Umsetzung gilt die bisherige Rechtslage auf Grundlage der umgesetzten Richtlinie 2009, die durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften umgesetzt wurde.

In der Begründung der Richtlinie 2012 wird hervorgehoben, dass Effizienzsteigerungen und Einsparungen durch den breiten Einsatz von intelligenten Messsystemen/Zählern berücksichtigt werden sollen.<sup>25</sup> Im Einklang mit der RL 2009 wird an dem Ziel festgehalten, bis 2020 80% der Verbraucher bei positiver, also kostenwirksamer Bewertung, mit intelligenten Stromzählern auszustatten.<sup>26</sup> Die erforderliche „kostenwirksame Bewertung“ zieht sich somit wie ein roter Faden durch die europäischen Richtlinien, um zu gewährleisten, dass die Einführung von intelligenten Messsystemen bzw. Zählern nur dann erfolgen soll, wenn dies in Summe auch zu gesamtwirtschaftlichen Vorteilen führt.

Die Mitgliedsstaaten sollen sicherstellen, dass „soweit es technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu potentiellen Energieeinsparungen verhältnismäßig ist, (...) alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas (...) individuelle Zähler zu wettbewerbsfähigen Preisen erhalten sollen, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden genau widerspiegeln und Informationen über die tatsächliche Nutzungszeit bereitstellen.“<sup>27</sup> Die Vorgabe der Richtlinie besagt damit lediglich, dass jeder Endverbraucher seinen eigenen Zähler erhalten soll.

Des Weiteren wird ein besonderer Schwerpunkt bei einer nach dem Dritten Binnenmarktpaket möglichen Einführung von intelligenten Messsystemen/Zählern darauf gelegt, dass der Endkunde umfassende Information bzw. Vorteile der zusätzlichen Daten vermittelt bekommt und über die Möglichkeiten des intelligen-

---

<sup>19</sup> EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, Art. 13 Abs. 1.

<sup>20</sup> EU-Richtlinie: 2002/91/EG, 2002.

<sup>21</sup> EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, Art. 13 Abs. 2.

<sup>22</sup> EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, Art. 13 Abs. 2, Satz 2 und 3.

<sup>23</sup> „Was den Strombereich anbelangt, so sollten im Einklang mit der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ... mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Verbrauchserfassungssystemen ausgestattet werden, falls die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet wird.“ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Ziffer 27 der Begründung.

<sup>24</sup> EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011.

<sup>25</sup> EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Nr. 26.

<sup>26</sup> EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Nr. 27, 31.

<sup>27</sup> EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Art. 9.

ten Messsystems/Zählers aufgeklärt wird.<sup>28</sup> Gleichsam soll er sich auf eine sichere Datenkommunikation und den Schutz seiner Privatsphäre verlassen können. Im Falle des Einbaus sollen intelligente Messsysteme technisch auch den vom Endkunden in das Netz eingespeisten Strom erfassen können, was im Besonderen dem politisch geforderten Zubau von Erneuerbaren Energien und deren Einspeisung auf der Niederspannungsebene, z.B. Photovoltaikanlagen, Rechnung trägt. Ebenso kann der Kunde Dritten Zugriff auf die Messdaten gewähren.

Zudem sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, „dass die Endkunden die Möglichkeit eines leichten Zugangs zu ergänzenden Informationen haben, mit denen sie den historischen Verbrauch detailliert selbst kontrollieren können.“<sup>29</sup> Wie der „leichte Zugang“ zu ergänzenden Informationen, deren Inhalt noch in Artikel 10 der Richtlinie präzisiert wird, erfolgen soll, wird nicht weiter ausgeführt. Mit einem abgesetzten Display in der Wohnung dürfte diese Forderung erfüllt sein, mit einem Display am Zähler, der sich häufig in weniger leicht zugänglichen Kellerräumen befindet, dagegen nicht.

Die neue Richtlinie konkretisiert damit im Wesentlichen den bisherigen Ansatz für eine nach dem Dritten Binnenmarktpaket in der Hoheit der Mitgliedstaaten liegende (nach positiver Kosten-Nutzen-Bewertung) flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme/Zähler und stellt den Kunden hinsichtlich Datenzugang, Datenverwendung und Datenschutz in den Mittelpunkt.

### Messinstrumente-Richtlinie (MID-Richtlinie)

Mit der Europäischen Messgeräte-Richtlinie (MID) 2004/22/EG vom 31. März 2004 wurden die Anforderungen an Messgeräte harmonisiert. Die MID gilt unter anderem für Wasser-, Gas-, Elektrizitäts- und Wärmezähler und spezifiziert grundlegende Anforderungen an diese Messgeräte. Anforderungen nach der ersten Inbetriebnahme, wie beispielsweise Verkehrsfehlergrenzen, Nacheichung und Eichgültigkeitsdauer, unterliegen nationalem Recht.

Entsprechend Artikel 8 Abs. 1 MID darf kein Mitgliedsstaat Regelungen erlassen, die die Markteinführung und die Verwendung MID-konformer Messgeräte behindern. Sämtliche Änderungen der in der MID festgelegten Verfahren oder der Wunsch zur Schaffung neuer Normen müssen gem. Artikel 16 MID dem Messgeräteausschuss zur Beratung und Entscheidung vorgelegt werden. Dem Messgeräteausschuss gehören alle EU-Mitgliedsstaaten sowie die EU-Kommission an.

Datenschutz und -sicherheit finden nur sehr allgemein Beachtung innerhalb der MID: „Ein Messgerät muss ein hohes Niveau an Messsicherheit gewährleisten, damit die Betroffenen den Messergebnissen vertrauen können; Entwurf und Herstellung müssen hinsichtlich der Messtechnik und der Sicherheit der Messdaten ein hohes Qualitätsniveau aufweisen.“<sup>30</sup>

Zwar fordern Richtlinien neueren Datums der EU die Mitgliedstaaten dazu auf, bei intelligenten Messsystemen Datenschutz und Datensicherheit im Wege des „data protection by design“ zu berücksichtigen, demgegenüber verwehrt die MID den Mitgliedstaaten jedoch jegliche Vorgaben für Messeinrichtungen. Da diese aber notwendiger Bestandteil eines Messsystems sind, sorgt der insoweit inkonsistente europäische Rechtsrahmen für Umsetzungsschwierigkeiten, Rechtsunsicherheiten und verursacht unnötige Kosten. Gerade auch unter den Aspekten von Datenschutz und Datensicherheit wäre die Möglichkeit zu „data protection by design“-Vorgaben der Mitgliedstaaten gegenüber Messeinrichtungen notwendig, um das notwendige Maß an Sicherheit gewährleisten zu können. Messeinrichtungen könnten ansonsten die europäisch geschützte Schwachstelle innerhalb von intelligenten Messsystemen sein.

### 2.2.2 Deutschland

Die maßgeblichen gesetzlichen Grundlagen im Zusammenhang mit dem Einsatz von intelligenten Messsystemen und Zählern in Deutschland sind bzw. werden sein:

- ▶ das Energiewirtschaftsgesetz,
- ▶ das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG),
- ▶ eine novellierte Messzugangsverordnung,

---

<sup>28</sup> EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2001, Art. 9 Abs. 2.

<sup>29</sup> EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2001, Art. 10 Abs. 2.

<sup>30</sup> EU-Richtlinie: 2004/22/EG, 2004, Anhang I.

- ▶ die aktuell im Entwurfsstadium befindliche Messsystemverordnung,
- ▶ Anforderungen an Datensicherheit, Datenschutz sowie Interoperabilität durch Verordnungen, Schutzprofile und Technische Richtlinien, sowie
- ▶ Eichrechtliche Bestimmungen.

Diese werden im Folgenden kurz skizziert.

## Energiewirtschaftsgesetz

---

Der deutsche Gesetzgeber hat Teile der Richtlinie 2006/32/EG durch das Energiewirtschaftsgesetz, nachfolgend „EnWG genannt<sup>31</sup>, und durch das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (nachfolgend „EDL-G“ genannt) umgesetzt.<sup>32</sup> Damit hat der deutsche Gesetzgeber frühzeitig die Möglichkeit für die Einführung intelligenter Stromzähler und Messsysteme in Deutschland geschaffen.

Des Weiteren hat der Bundesgesetzgeber die Richtlinie 2009/72/EG mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften umgesetzt.<sup>33</sup> Das Änderungsgesetz hat die gesetzliche Grundlage für die Einführung bzw. Nutzung lastvariabler und zeitabhängiger Tarife geschaffen, bei gleichzeitiger Sicherung des Datenschutzes und der Datensicherheit.

Die Richtlinie 2012/27/EU wurde vom deutschen Gesetzgeber noch nicht umgesetzt.

Nachfolgend sind daher die wesentlichen Bestimmungen des geltenden EnWG zusammengefasst, die sich auf die Einführung und den Betrieb von intelligenten Messsystemen und Zählern beziehen.

### a) Messsystem

„Ein Messsystem im Sinne dieses Gesetzes ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“<sup>34</sup> „Nähere Anforderungen an Funktionalität und Ausstattung von Messsystemen werden in einer Verordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 3 EnWG festgeschrieben.“<sup>35</sup>

Damit macht der Gesetzgeber im Energiewirtschaftsgesetz deutlich, dass ein „Messsystems“ zumindest aus einem „Zähler“ (Messeinrichtung) und einem Kommunikationssystem bzw. einer Kommunikationskomponente besteht.<sup>36</sup> In dem Entwurf zur Messsystemverordnung (MsysV-E) werden diese Begrifflichkeiten näher definiert:

- ▶ **Messeinrichtung:**  
Eine Messeinrichtung ist ein Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen Messeinrichtungen für die Gewinnung eines oder mehrerer Messwerte eingesetzt wird.
- ▶ **Messsystem:**  
Ein Messsystem im Sinne von § 21d Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, das aus einem Smart Meter Gateway und einer oder mehreren hieran angeschlossenen Messeinrichtungen besteht.
- ▶ **Smart Meter Gateway:**  
Das Smart Meter Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit eines Messsystems, die ein oder mehrere Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen wie insbesondere Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz sicher in ein Kommunikationsnetz einbinden kann und über Funktionalitäten zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Messwerten verfügt.

---

<sup>31</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 1 u. 2 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) zuletzt geändert worden ist.

<sup>32</sup> Gesetz zur Umsetzung der Europäischen Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen vom 17.05.2010 (BGBl. 17/1719).

<sup>33</sup> Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26.06.2011, BGBl. Nr. 41, S. 1554 vom 03. August 2012.

<sup>34</sup> § 21d Abs. 1 EnWG.

<sup>35</sup> § 21d Abs. 2 EnWG.

<sup>36</sup> Vgl. zu den weiteren Begriffsdefinitionen Kapitel 3.1.

b) Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Übergangsfristen

- ▶ Die für den Messstellenbetrieb wesentlichen Regelungen sind in den §§ 21b ff. EnWG zusammengefasst und sehen bereits jetzt eine Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messsystemen unter bestimmten Voraussetzungen vor. Messstellenbetreiber haben nach § 21c Abs. 1 EnWG intelligente Messsysteme in den folgenden Fällen einzubauen: In neu an das Netz angeschlossene Gebäude oder solche, die einer größeren Renovierung im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG<sup>37</sup> unterzogen werden. Von größeren Renovierungen spricht man, wenn die Gesamtkosten der Maßnahmen 25% des Gebäudewertes übersteigen oder 25% der Gebäudehülle betroffen sind.
- ▶ Bei allen Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden (eine Familie hat einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.500 - 4.000 kWh),
- ▶ bei Neuanlagen<sup>38</sup> nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW, und
- ▶ „in allen übrigen Gebäuden, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist.“

Damit ist bereits jetzt eine Verpflichtung für die umfassende schrittweise Einführung intelligenter Messsysteme gesetzlich festgeschrieben. Hervorzuheben ist, dass für Anlagen zur Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien mit einer Anschlussleistung von mehr als 7 kW, die technischen Voraussetzungen geschaffen werden, diese in ein mögliches Einspeisemanagement auf Niederspannungsebene einzubinden. Hierdurch könnten Stabilisierung und Netzausbauplanung verbessert werden, die durch den zu erwartenden Zubau von weiteren 23,5 GW Photovoltaikleistung bis insgesamt 52 GW in den kommenden Jahren erforderlich werden.

c) Gas

Auch für den Gasbereich sieht das EnWG vor, dass nur noch intelligente Zähler eingebaut werden dürfen, die sicher in ein Messsystem, das den Anforderungen des § 21d und § 21e EnWG genügt, eingebunden werden können.<sup>39</sup> Zusätzlich gilt - wie im Strombereich - die verlängerte Übergangsfrist bis zum 31.12.2014 - bis zu diesem Zeitpunkt dürfen Geräte bisheriger Bauart eingebaut und bis zu acht Jahren verwendet werden.<sup>40</sup>

d) Flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen

Die flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme wird entsprechend der europäischen Vorgaben vom Gesetzgeber davon abhängig gemacht, ob deren Einbau wirtschaftlich vertretbar ist.<sup>41</sup> Dies ist dann der Fall, wenn „dem Anschlussnutzer für Einbau und Betrieb keine Mehrkosten entstehen oder wenn eine wirtschaftliche Bewertung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft, und eine Rechtsverordnung im Sinne von § 21i Abs. 1 Nr. 8 EnWG ihn anordnet“. Unbeschadet der Einbauverpflichtungen aus § 21c Abs. 1 EnWG „kann in einer Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Nr. 8 EnWG vorgesehen werden, dass sobald dies technisch möglich ist und in Fällen, in denen dies wirtschaftlich vertretbar ist, zumindest Messeinrichtungen einzubauen sind, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln und sicher in ein Messsystem... eingebunden werden können“<sup>42</sup>, also sog. upgradefähige Messeinrichtungen nach § 21c Absatz 5 EnWG.

Upgradefähige Messeinrichtungen nach § 21c Absatz 5 EnWG in der Ausstattungsvariante, dass sie den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein externes Display des Letztverbrauchers widerspiegeln, werden in diesem Gutachten als intelligente Zähler bezeichnet und spielen eine besondere Rolle. Für die Verwendung der Schnittstellen eines intelligenten Zählers gelten besondere Voraussetzungen, die im Rahmen des Gutachtens an anderer Stelle erläutert werden.<sup>43</sup>

---

<sup>37</sup> EU-Richtlinie: 2002/91/EG, 2002, ABl. L 1 vom 4.1.2003, S. 65.

<sup>38</sup> Nach Inkrafttreten des novellierten EnWG, also nach dem 4. August 2011 installiert.

<sup>39</sup> § 21f Abs. 1 EnWG.

<sup>40</sup> § 21f Abs. 1 EnWG.

<sup>41</sup> Vgl. § 21c Abs. 2 Satz 2 EnWG.

<sup>42</sup> § 21c Abs. 5 Satz 1 EnWG.

<sup>43</sup> Vgl. dazu Kapitel 3.2.1.

e) Übergangsfristen zum Einbau „nichtzertifizierter Messsysteme“

Der Gesetzgeber sieht Übergangsfristen für die Messsysteme vor, die den Anforderungen eines speziellen Schutzprofils nicht genügen und/oder die nicht interoperabel sind. Diese können noch bis 31. Dezember 2014 eingebaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden, d.h. bis zum nächsten Ablauf der bestehenden Eichgültigkeit. Dabei schränkt das EnWG jedoch ein: sofern die Nutzung nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist und solange eine schriftliche Zustimmung des Anschlussnutzers in Kenntnis erteilt hat, das der Zähler nicht den Anforderungen an ein zertifiziertes Messsystem entspricht.<sup>44</sup> Hierdurch erhält der Kunde trotz Übergangsfrist die Möglichkeit, den Einbau eines nicht zertifizierten Messsystems zu verhindern.

f) Ausgestaltung über Rechtsverordnungen

Die Bundesregierung wird gem. § 21i Abs. 1 EnWG ermächtigt, durch zahlreiche Rechtsverordnungen die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern in Deutschland zu konkretisieren. Diese bedürfen der Zustimmung des Bundesrates und in vielen Fällen auch der Zustimmung des Bundestages. Im Einzelnen:

Der Gesetzgeber kann Regelungen der Bedingungen für den Messstellenbetrieb festlegen, den sowohl der Netzbetreiber als auch Dritte durchführen kann.<sup>45</sup> Der Kunde hat weiterhin ein Wahlrecht. Im Mittelpunkt stehen hierbei die durch intelligente Messsysteme und Zähler erhobenen Daten und ihre Verwendung: Auch wenn der Netzbetreiber zur Systemstabilisierung und zum Netzausbau Interesse an den Daten haben dürfte, kann die Erhebung, Verarbeitung und Weitergabe und ggf. ein Weiterverkauf durch einen Dritten erfolgen. Der Gesetzgeber kann die bereits jetzt bestehenden Regelungen zum verpflichtenden Einbau von intelligenten Messsystemen/Zählern näher ausgestalten und bundesweite technische Mindeststandards vorgeben<sup>46</sup>, er kann also den Anwendungsbereich erweitern und sicherstellen, dass die intelligenten Messsysteme/Zähler „kompatibel“ sind. Des Weiteren kann er Voraussetzungen regeln, unter denen die BNetzA Anforderungen und Bedingungen in Bezug auf Messstellenbetrieb, verpflichtenden Einbau und technische Mindeststandards ausgestalten kann.<sup>47</sup> Der Gesetzgeber kann Sonderregelungen in Bezug auf Pilotprojekte und Modellregionen vorsehen.<sup>48</sup> Die bestehenden Regelungen zum Bestandsschutz können inhaltlich und zeitlich näher bestimmt werden, die Frist zum Betrieb bisheriger Technologien verlängert werden.<sup>49</sup>

Zur Sicherstellung des Datenschutzes kann der Verordnungsgeber in Bezug auf Schutzprofile und Technische Richtlinien Bestimmungen zum Datenschutz, zur Datensicherheit und zur Interoperabilität der Messsysteme und das Verfahren für eine Zertifizierung vorgeben.<sup>50</sup> Dies ist mit dem Entwurf der Messsystemverordnung (MsysV-E) erfolgt, die im März der EU Kommission zur Notifizierung vorgelegt wurde. In der MsysV-E werden sowohl die technischen Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme als auch die technischen und organisatorischen Anforderungen an den Betrieb von intelligenten Messsystemen geregelt.

Nach Abschluss der wirtschaftlichen Betrachtung der Einführung von intelligenten Zählern entsprechend den Vorgaben der Richtlinie 2009/72/EG kann der Gesetzgeber den Einbau von intelligenten Messsystemen bzw. Zählern unter bestimmten Voraussetzungen und Fällen vorsehen und einen Zeitplan sowie Vorgaben für einen Rollout bestimmen.<sup>51</sup> Nach Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse besteht die Möglichkeit, die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern für einzelne Kundengruppen oder für alle auszugestalten. Die durch intelligente Messsysteme erhobenen Daten wie auch die Steuerfähigkeit angeschlossener Verbrauchsgeräte hat für den Netzbetreiber einen Wert - der Gesetzgeber kann bezüglich des Nutzens, den ein Netzbetreiber durch die Unterbrechbarkeit hat, Vorgaben zur Reduzierung des Netznutzungsentgelts treffen.<sup>52</sup>

---

<sup>44</sup> § 21e Abs. 5 EnWG.

<sup>45</sup> § 21i Abs. 1 Nr. 1 EnWG.

<sup>46</sup> § 21i Abs. 1 Nr. 2 EnWG.

<sup>47</sup> § 21i Abs. 1 Nr. 5 EnWG.

<sup>48</sup> § 21i Abs. 1 Nr. 6.

<sup>49</sup> § 21i Abs. 1 Nr. 11.

<sup>50</sup> § 21 Abs. 1 Nr. 12 i.V.m. §§ 21e und 21d EnWG.

<sup>51</sup> § 21i Abs. 1 Nr. 8 EnWG.

<sup>52</sup> § 21i Abs. Nr. 9 i.V.m. § 14a EnWG.

## **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)**

---

Neben dem EnWG ist das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) wesentlich für ein zukünftiges Energieversorgungssystem, da es die Umstellung auf eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung und eine Umstellung auf Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien regelt.<sup>53</sup> Im Hinblick auf die Einführung intelligenter Messsysteme sind insbesondere die Technischen Vorgaben des § 6 EEG sowie die Regelungen zur Abnahmeverpflichtung (§ 8 EEG), zur Erweiterung der Netzkapazität (§ 9 EEG), zur Schadensersatzpflicht (§ 10 EEG), zum Einspeisemanagement (§ 11 EEG) sowie sämtliche Regelungen zur Vergütung des eingespeisten Stroms aus Erneuerbaren Energien (§§ 12, 16ff. EnWG) relevant.

Grundsätzlich gilt, dass „Netzbetreiber ... vorbehaltlich des § 11 verpflichtet (sind), den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.“<sup>54</sup> Um dieser Abnahmeverpflichtung nachkommen zu können, sind „Netzbetreiber ... auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.“<sup>55</sup> Eine Abregelung der Einspeisung (Einspeisemanagement) ist nach aktueller Gesetzeslage nur in Ausnahmefällen und nur für bestimmte Anlage gestattet: „Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 1, Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, zu regeln...“<sup>56</sup>

Betroffen sind KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW (§ 6 Abs. 1 EEG) sowie Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW (§ 6 Abs. 2 EEG). Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW, die Strom aus solarer Strahlungsenergie erzeugen, können entweder

- ▶ einer ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung erfüllen, oder
- ▶ am Verknüpfungspunkt mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Die Durchführung von Maßnahmen zum Einspeisemanagement ist netzausbauauslösend, da der Netzbetreiber ggü. Einspeisewilligen der Schadensersatzpflicht nach § 10 Abs. 1 EEG unterliegt, wenn der Netzbetreiber seiner Pflicht zum Netzausbau nach § 9 Abs. 1 EEG nicht nachkommt. Die Ergreifung von Maßnahmen zum Einspeisemanagement kann daher unter dem aktuellen Rechtsrahmen als Indiz dafür gewertet werden, dass Netzengpässe bestehen, die sich durch Netzausbaumaßnahmen beseitigen ließen.

Mit diesen Regelungen gibt das EEG dem Ausbau der Netze der Steuerung und Abregelung von Einspeisung (Einspeisemanagement) eindeutig den Vorrang. Im aktuellen Rechtsrahmen findet sich keinerlei Abwägung wieder, welche Maßnahmen im Einzelfall unter gesamt- und volkswirtschaftlichen Kostengesichtspunkten günstiger sind, um Netzengpässe zu vermeiden.

Zudem spezifiziert das EEG nicht näher das technische Konzept, über das die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung realisiert werden soll. Es wird lediglich gefordert, dass die Anlagenbetreiber die betroffenen Anlagen "... mit technischen Einrichtungen ausstatten müssen, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann.“<sup>57</sup>

## **Messzugangsverordnung**

---

Mit der MessZV hat der Ordnungsgeber die Voraussetzungen und Bedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung weitergehend geregelt. Dadurch, dass der Messstellenbetrieb wettbewerblich organisiert ist und durch Dritte vorgenommen werden kann, kann der Einbau von intelligenten Messsystemen und Zählern dazu führen, dass der Messstellenwettbewerb bei erhöhter Datenqualität befördert wird. Nicht zuletzt aufgrund der durch die

---

<sup>53</sup> Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) i.d. Fassung vom 1. Januar 2012.

<sup>54</sup> § 8 Abs. 1 EEG.

<sup>55</sup> § 9 Abs. 1 EEG.

<sup>56</sup> § 11 Abs. 1 EEG.

<sup>57</sup> § 6 Abs. 1.

Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler begründeten Veränderungen im Messstellenbetrieb steht die MessZV vor einer grundlegenden Überarbeitung.

## Messsystemverordnung

---

Der § 21i Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, 3, 5, 7, 11, 12 und Satz 2 und 3 in Verbindung mit Absatz 2 des EnWG geben den Rahmen für allgemeinverbindliche Schutzprofile und Technische Richtlinien. Hieran anknüpfend hat der Verordnungsgeber in einer Messsystemverordnung (MsysV-E) die technischen Grundlagen für einen Einbau von intelligenten Messsystemen sowie die Anforderungen an deren Betrieb festgelegt, was der bereits veröffentlichte Entwurf der Verordnung dokumentiert.

Im Einzelnen regelt die MsysV-E u.a.:

- ▶ Die technischen Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme (§ 3 MsysV-E),
- ▶ die Mindestanforderungen an das Smart Meter Gateway durch Schutzprofile und Technische Richtlinien (§ 4 MsysV-E),
- ▶ die sichere Anbindung an das Smart Meter Gateway (§ 5 MsysV-E),
- ▶ die Zertifizierung des Smart Meter Gateway (§ 6 MsysV-E) sowie
- ▶ die Aufgaben und die Zertifizierung des Smart Meter Gateway Administrators (§ 7 MsysV-E).

Danach müssen intelligente Messsysteme in der Lage sein,

1. „die zuverlässige Erhebung, Verarbeitung, Übermittlung, Protokollierung, Speicherung und Löschung von aus Messeinrichtungen stammenden Messwerten gewährleisten...“,
2. „eine Visualisierung des Verbrauchsverhaltens des Letztverbrauchers ermöglichen...“,
3. „sichere Verbindungen in Kommunikationsnetzen durchsetzen...“ und
4. ein Smart Meter Gateway beinhalten, das u.a. „offen für weitere Anwendungen und Dienste ist und dabei über die Möglichkeit zur Priorisierung von bestimmten Anwendungen verfügt, wobei nach Anforderung der Netzbetreiber ausgewählte energiewirtschaftliche und in der Zuständigkeit der Netzbetreiber liegende Messungen und Schaltungen stets und vorrangig ermöglicht werden müssen“.<sup>58</sup>

Aus dem MsysV-E wird deutlich, dass der Einsatz intelligenter Messsysteme sowohl in der Steigerung der Energieeffizienz, der Entwicklung eines intelligenten Energieversorgungssystems, in denen intelligente Messsysteme die Schnittstelle zum Netz darstellen, als auch in der Entwicklung von Energiedienstleistungen und weiteren Mehrwertdienstleistungen gesehen wird. Mit dem expliziten und deutlichen Bezug zum Schutzprofil und der Technischen Richtlinie macht der MsysV-E zudem den hohen Stellenwert von Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen beim Betrieb intelligenter Messsysteme deutlich.

## Datensicherheit, -schutz und Sicherheitsprofile

---

Neben den allgemeinen Datenschutzerfordernungen, die im Bundesdatenschutzgesetz<sup>59</sup> geregelt sind, müssen die besonderen Rechtsvorschriften im Kontext intelligenter Messsysteme und Zähler beachtet werden. Die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten in diesem Zusammenhang bestimmt § 21g EnWG.

Nach § 21e Abs. 3 EnWG haben die an der Datenübermittlung beteiligten Stellen Maßnahmen zur Sicherstellung von Datenschutz und Datensicherheit zu treffen, die dem Stand der Technik entsprechen und insbesondere die Vertraulichkeit und Integrität der Daten sowie die Feststellbarkeit der Identität der übermittelnden Stelle gewährleisten.<sup>60</sup> Im Falle der Nutzung allgemein zugänglicher Kommunikationsnetze sind Verschlüsselungsverfahren anzuwenden, die dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen. Es dürfen ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die den Anforderun-

---

<sup>58</sup> § 3 MsysV-E.

<sup>59</sup> Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14.01.2003 (BGBl. I S. 66) zuletzt geändert durch Gesetz vom 14.08.2009 (BGBl. I S. 2814) m.W.v. 01.09.2009 bzw. 01.04.2010; Stand: 11.06.2010 geändert aufgrund Gesetzes vom 29.07.2009 (BGBl. I S. 2355).

<sup>60</sup> § 21e Abs. 3 EnWG.

gen von Schutzprofilen genügen.<sup>61</sup> Die Einhaltung der Anforderungen des Schutzprofils bedarf einer Zertifizierung.<sup>62</sup>

Seit September 2010 wurden vom BSI unter Einbindung von Herstellern, Interessensverbänden und Betroffenen Schutzprofile für intelligente Messsysteme erarbeitet, die im Januar 2013 veröffentlicht wurden. Neben dem Schutzprofil für die Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) ist ein weiteres Schutzprofil für das Sicherheitsmodul festgelegt worden. Im März 2013 ist die entsprechende Verordnung, deren Gegenstand u.a. die beiden Schutzprofile BSI-CC-PP-0073/BSI-CC-PP-0077 und die Technische Richtlinie BSI TR-03109 sind, der EU Kommission zur Notifizierung vorgelegt worden. Darüber hinaus wird die Weiterentwicklung systematisch fortgeführt, um Rückflüsse aus den Entwicklungsarbeiten bei den Herstellern sowie den Zertifizierungsverfahren aufzunehmen.

### **Eichrechtliche Bestimmungen**

Es dürfen nur Messsysteme verwendet werden, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen.<sup>63</sup> Nach dem Eichgesetz,<sup>64</sup> (nachfolgend „EichG“ genannt), bedürfen Messgeräte zur Bestimmung der elektrischen Energie und der elektrischen Leistung, die im geschäftlichen Verkehr verwendet werden, einer Eichung.

Die intelligenten Zähler und die intelligenten Messsysteme (Smart Meter Gateway als Zusatzeinrichtung) fallen unter die eichrechtlichen Vorschriften. Zähler mit Leistungs- und Lastgangmessung müssen den Vorschriften der PTB Bauartzulassung entsprechen und haben eine eichrechtliche Gültigkeitsdauer von acht Jahren, die unter bestimmten Voraussetzungen um fünf Jahre verlängert werden kann.<sup>65</sup> Wird die Messrichtigkeit der Zähler und Zusatzeinrichtungen vor Ablauf der Gültigkeitsdauer der Eichung durch eine Stichprobenprüfung nach dem in den PTB-Mitteilungen 110 (2000) Heft 1 S. 38 veröffentlichten Verfahren nachgewiesen, verlängert sich die Gültigkeit um jeweils fünf Jahre.<sup>66</sup> Bisherige Zähler haben eine eichrechtliche Gültigkeitsdauer von 16 Jahren.

---

<sup>61</sup> Nach § 21e Abs. 2 Nr. 1 i.V.m. § 21i Abs. 1 Nr. 3 und 12 EnWG.

<sup>62</sup> § 21e Abs. 4 Satz 1 EnWG.

<sup>63</sup> § 21e Abs. 1 Satz 1 EnWG.

<sup>64</sup> § 25 Abs. 1 Nr. 1 lit. a) des Gesetzes über das Mess- und Eichwesen in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. März 1992 (BGBl. I S. 711), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338).

<sup>65</sup> Anhang B Ziff. 20.3 Satz 1 zu den §§ 12 und 14 der Eichordnung vom 12. August 1988 (BGBl. I S. 1657), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 6. Juni 2011 (BGBl. I S. 1035), nachfolgend „EichG“ genannt.

<sup>66</sup> Anhang B Ziff. 20.3 Satz 2 zu den §§ 12 und 14 EichG.



# 3. Technologie- und Funktionsanalyse

Im Rahmen der Technologie- und Funktionsanalyse werden im Folgenden die wesentlichen technologischen Elemente intelligenter Messsysteme und intelligenter Zähler näher spezifiziert und analysiert.

## Vorgehensweise

---

Zunächst erfolgt auf der Basis funktionaler Mindestanforderungen und dem BSI-Schutzprofil eine Definition und Abgrenzung intelligenter Messsysteme/Zähler (Kapitel 3.1).

In Kapitel 3.2 werden die wesentlichen Technologien näher betrachtet, die Teil intelligenter Messsysteme sind:

- ▶ Zähl- bzw. Messtechnologien
- ▶ Kommunikationstechnologien
- ▶ Datenverarbeitungskomponenten und nachgelagerte IT-Systeme

Aufbauend auf den Ergebnissen der Technologie- und Funktionsanalyse werden in Kapitel 3.3 diejenigen Systemvarianten (Kombinationen aus Zähl-/Messtechnologien mit Kommunikationstechnologien) beschrieben und bewertet, die für ein Rollout in Deutschland in Frage kommen. Lediglich diese Systemvarianten werden im weiteren Gutachten näher betrachtet und quantifiziert.

## 3.1 Anforderungen an intelligente Messsysteme und Zähler

Ausgehend von den allgemeinen Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme, wie sie von der EU formuliert sind, sowie deren Konkretisierungen im EnWG und durch das BSI, erfolgt in diesem Kapitel eine Beschreibung der Anforderungen an intelligente Messsysteme.

### 3.1.1 Mindestanforderungen/-funktionalitäten intelligenter Messsysteme

Die Mindestanforderungen und -funktionalitäten aus den EU-Empfehlungen bilden die Grundlage intelligenter Messsysteme.

#### Mindestanforderungen/-funktionalitäten der EU Empfehlungen

---

Die „Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme“ (2012/148/EU),<sup>67</sup> die den EU-Mitgliedsstaaten als Orientierung bei der Konzeption und dem Betrieb intelligenter Messsysteme dienen soll, beinhalten u.a. folgende allgemeine Anforderungen und Mindestfunktionsanforderungen an intelligente Messsysteme:

- ▶ Im Fokus der allgemeinen Anforderungen stehen die Datensicherheit und die Informationspolitik gegenüber den Endkunden, deren personenbezogene Daten erhoben werden.
- ▶ Bezüglich der Datensicherheit empfiehlt die EU-Kommission die Nutzung geeigneter Datenschutz-Zertifizierungsverfahren sowie Datenschutzsiegel und -prüfzeichen. Des Weiteren sollen die von den europäischen Normungsorganisationen entwickelten sicherheitsrelevanten Normen eingehalten werden. Hierzu zählen insbesondere die grundlegenden Anforderungen an die Informationssicherheit intelligenter Netze im Normungsauftrag M/490<sup>68</sup> sowie die internationalen Sicherheitsnormen, wie z.B. die Reihe ISO/IEC 27000.<sup>69</sup>

Weitergehende Anforderungen an die Datensicherheit des Zählers („data protection by design“) werden auf EU-Ebene nicht spezifiziert. Hierzu wäre die Aufstellung eines Schutzprofils für die Messeinrichtung erforderlich. Da jedoch aufgrund der aktuellen MID keinerlei Vorgaben an die Messeinrichtung gestellt

---

<sup>67</sup> EU-Empfehlung, 2012.

<sup>68</sup> EU: Auftrag „Intelligente Netze“, 2011.

<sup>69</sup> Siehe dazu ISO: <http://www.iso.org>, 2013.

werden dürfen, bleiben die konkreten Datensicherheitsanforderungen auf EU-Ebene offen und unspezifisch.

Über die von der EU-Kommission empfohlene Informationspolitik gegenüber Personen, von denen personenbezogene Daten erhoben werden, soll sichergestellt werden, dass die jeweiligen Personen über die Kontaktdaten der für die Verarbeitung der Daten verantwortlichen Personen, die Zwecke der Datenverarbeitung und die Speicherfrist informiert werden. Zudem sollen die Personen über ihre Rechte hinsichtlich ihrer Daten informiert werden.

Darüber hinaus hat die EU Kommission von den unterschiedlichen Markttrollen ausgehend, Mindestfunktionsanforderungen an die Messsysteme formuliert (Tabelle 1).

**Tabelle 1: Empfehlungen der EU an die Mindestanforderungen intelligenter Messsysteme**

Marktrolle	Funktion	Details
Letztverbraucher	Direkte Bereitstellung der Messwerte	Die Bereitstellung der Messwerte ermöglicht den Verbrauchern die Einsicht in ihre Verbrauchsdaten und ermöglicht so Energieeinsparungen auf der Nachfrageseite
	Genormte Schnittstellen für die sichere Datenübertragung an den Verbraucher	Stellt die Interoperabilität der verschiedenen Geräte sicher
	Ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte (Konsens: mindestens 15-Minuten-Takt)	Endkunden müssen die Auswirkungen ihrer Handlung zeitnah erkennen können. Die Aktualisierungsrate der dargestellten Informationen soll an die Reaktionszeit der Energie verbrauchenden oder erzeugenden Produkte angepasst werden können.
	Möglichkeit zur Speicherung der Kundenverbrauchsdaten über einen angemessenen Zeitraum	Ermöglicht eine Berechnung der verbrauchsbezogenen Kosten und bietet die Basis für Vergleiche
	Bereitstellung genauer, benutzerfreundlicher und zeitnaher Messwerte	Schlüssel zur Erbringung von „Demand-Response“-Dienstleistungen und „online“ Energieeinsparungen
Messstellenbetreiber	Möglichkeit zur Fernablesung der Zähler	Grundlage für Prozesskosteneinsparungen beim Ableseprozess
	Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals	Zwischen Messsystemen und externen Netzen für die Instandhaltung und Steuerung des Messsystems - Schlüsselfunktion - ermöglicht darüber hinaus die Steuerung von Geräten beim Letztverbraucher
	Ermöglichung eines ausreichend häufigen Ablesens der Messwerte	Erleichtert z.B. die zeitnahe Ablesung bei Kunden- und Lieferantenwechsel
Kommerzielle Aspekte der Energieversorgung	Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme	Ermöglicht die Einführung fortschrittlicher Tarifstrukturen, Register über den Nutzungszeitpunkt sowie Tarif-Fernsteuerung
	Automatische Übertragung von Informationen über fortschrittliche Tarifoptionen an die Endkunden	Grundlage dafür, dass Endkunde unmittelbar auf Tarifsignale reagieren kann
	Ermöglichung der Fern-Ein-/Ausschaltung der Versorgung, und/oder von Lastflüssen oder einer Strombegrenzung	Beschleunigt Prozesse, z.B. bei Umzügen, da die bisherige Versorgung schnell eingestellt und die neue Versorgung schnell freigeschaltet werden kann
Sicherheit und Datenschutz	Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation	Hohes Sicherheitsniveau für gesamte Kommunikation zwischen dem Zähler und dem Betreiber unerlässlich
	Verhinderung und Aufdeckung von Betrug	Für Schutz des Kunden, z.B. vor dem Fremdzugang durch Hacker
Dezentrale Erzeugung	Bereitstellung von Import-/Exportmessungen und reaktiven Messungen	Notwendig für die Berücksichtigung der Erzeugung Erneuerbarer Energien und der Mikroerzeugung - erhöht die Zukunftssicherheit von Messsystemen

Quelle: EU-Empfehlung, 2012

Diese Mindestanforderungen werden im weiteren Gutachten für die Durchführung der Wirkungsanalyse zugrunde gelegt.

### **Mindestanforderungen und Funktionalitäten entsprechend EnWG**

---

Das EnWG beinhaltet allgemeine technologische und funktionale Anforderungen an intelligente Messsysteme in Deutschland (s. dazu ausführlich Kapitel 2.2.1). Gemäß § 21d EnWG ist ein Messsystem als Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie zu verstehen, welches in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt. In § 21e EnWG wird diese Definition dahingehend spezifiziert und ergänzt, dass nur Systeme eingesetzt werden dürfen, bei denen im Rahmen eines Zertifizierungsverfahrens festgestellt wurde, dass sie die Anforderungen des BSI Schutzprofils für Datensicherheit erfüllen. Die Geräte müssen zudem den Anforderungen zur Gewährleistung von Interoperabilität entsprechen und bei der Datenübermittlung Verschlüsselungsverfahren, die dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen, anwenden, falls diese über allgemein zugängliche Kommunikationsnetze erfolgen sollen.

Das EnWG sieht weiter vor, dass nähere Anforderungen an Funktionalität und Ausstattung von Messsystemen in einer Verordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 3 festgeschrieben werden sollen.<sup>70</sup> Danach sind „... weitere bundesweit einheitliche technische Mindestanforderungen sowie Eigenschaften, Ausstattungsumfang und Funktionalitäten von Messsystemen und Messeinrichtungen für Strom und Gas unter Beachtung der eichrechtlichen Vorgaben zu bestimmen“.<sup>71</sup> Der Entwurf einer Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (Messsystemverordnung - MsysV-E) liegt inzwischen vor und ist der EU Kommission zur Notifizierung vorgelegt worden.

### **3.1.2 Systemabgrenzung auf Basis des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie**

Im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes dürfen zukünftig nur solche intelligenten Messsysteme verwendet werden, die nach den Anforderungen des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie zertifiziert wurden sowie den eichrechtlichen Vorschriften genügen. Zusammen mit der Kommunikationseinheit, dem Smart Meter Gateway (SMGW) inklusive dem zugehörigen Sicherheitsmodul, wird der Zähler zum intelligenten Messsystem. Während die eigentliche Messung weiterhin in der Messeinrichtung stattfindet, ist die Anforderung an die Einbindung in die Kommunikationsnetze neu hinzugekommen.

Im Mittelpunkt der Betrachtung des BSI stehen Datenschutz, Datensicherheit und die Gewährleistung der Interoperabilität. In der entsprechenden Technischen Richtlinie werden die damit verknüpften Anforderungen konkretisiert.

### **Schutzprofile und Technische Richtlinie**

---

Im Rahmen des Schutzprofils für ein Smart Meter Gateway werden die Mindestanforderungen an die Sicherheitsfunktionalität und das notwendige Vertrauen in diese Funktionalität definiert, über die ein zertifizierungsfähiges SMGW verfügen muss. Zähler oder andere komplementäre Komponenten eines intelligenten Messsystems werden im BSI Schutzprofil nicht berücksichtigt, sind jedoch auf Grund ihrer interdependenten Beziehungen zum Gateway implizit von den Anforderungen betroffen, z. B. in Bezug auf die Interoperabilität und die Sicherheit der Kommunikationsschnittstelle oder die Systemarchitektur.

Das Schutzprofil SMGW definiert zudem das mit der Einführung von intelligenten Messsystemen einhergehende Sicherheitsproblem für das SMGW, insbesondere dabei die Bedrohungen für einen sicheren Betrieb. In Kombination mit dem Schutzprofil für das Sicherheitsmodul<sup>72</sup> werden die Mindestanforderungen für Sicherheitsmaßnahmen in intelligenten Messsystemen festgelegt. Die Einbindung von Datensicherheit und Datenschutz stellt somit die Voraussetzung zum Erfolg eines flächendeckenden Rollouts in Deutschland dar und bildet gleichzeitig die Grundlage zur Konstruktion einer einheitlichen, landesweiten Systemarchitektur intelligenter Messsysteme.

Die Technischen Richtlinien dienen in erster Linie dazu, die Interoperabilität zwischen den verschiedenen Komponenten eines intelligenten Messsystems, wie den zahlreich am Markt angebotenen Zählervarianten und Kommunikationstechnologien, zu gewährleisten. Dazu müssen funktionale Vorgaben erarbeitet sowie

---

<sup>70</sup> Vgl. § 21d Abs. 2 EnWG.

<sup>71</sup> Vgl. § 21i Nr. 3 EnWG.

<sup>72</sup> BSI: Security Module PP, Version 1.0, Certification-ID BSI-CC-PP-0077, 2013.

die im Schutzprofil definierten Sicherheitsmaßnahmen um Anforderungen an Kommunikationsprotokolle, Tarif- und Auswertungsprofile, kryptografische Verfahren und weiteren technischen Aspekten näher ausgestaltet werden. Diese zusätzlichen Vorgaben wurden im gleichen Verfahren durch das BSI erarbeitet und in der Technischen Richtlinie (BSI TR-03109) bereitgestellt.

Inhalt und Struktur der Technischen Richtlinie basieren auf folgenden fünf Kernbereichen:

- ▶ BSI TR-03109-1 Technische Richtlinie SMGW
- ▶ BSI TR-03109-2 Technische Richtlinie Sicherheitsmodul für SMGW
- ▶ BSI TR-03109-3 Technische Richtlinie Kryptographische Vorgaben für SMGW
- ▶ BSI TR-03109-4 Technische Richtlinie Public Key Infrastructure für SMGW
- ▶ BSI TR-03109-5 Technische Richtlinie Kommunikationsadapter

Die Evaluierung nach dem Schutzprofil und den Technischen Richtlinien werden durch vom BSI akkreditierte Prüfstellen, die Zertifizierung wird vom BSI selbst durchgeführt.

### **Systemarchitektur gemäß BSI**

---

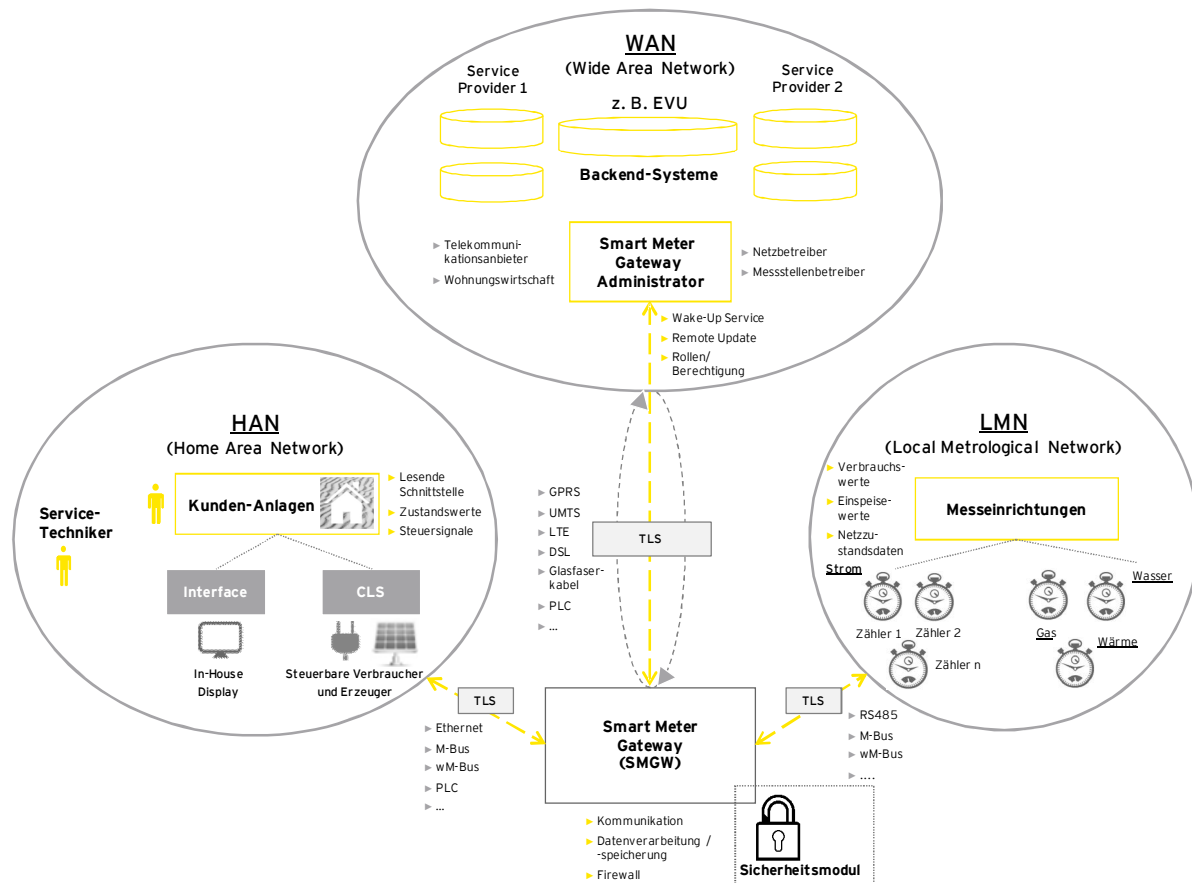
Das SMGW-Schutzprofil und die Technische Richtlinie definieren ferner eine Systemarchitektur intelligenter Messsysteme.<sup>73</sup> Die Systemarchitektur entspricht einem Netzwerk, welches aus verschiedenen, untereinander kommunizierenden Komponenten und Markttrollen besteht. Darin eingeschlossen werden auch die Systeme des Letztverbrauchers, wie Display oder EEG-/KWK-Anlagen, und die Systeme externer Marktteilnehmer, wie das Backendsystem beim Smart Meter Gateway Administrator. Die Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems, das SMGW, befindet sich im Zentrum dieser Architektur und dient als Kommunikationsschnittstelle zwischen den verschiedenen Parteien und deren Systemen. Mit Inkrafttreten des Schutzprofils, der Technischen Richtlinie und den damit verordneten Sicherheitsstandards werden sich die Anforderungen an die Kommunikationsmodule verändern. Zusätzlich werden die Interoperabilität zu den Systemen im Backend ermöglicht und die Prozesse vereinheitlicht.

Die einzelnen Marktteilnehmer und Komponenten eines intelligenten Messsystems werden gemäß Schutzprofil in drei physisch separierte Netze unterschieden. Die nachfolgende Abbildung zeigt auf Basis des BSI Schutzprofils die vorgeschlagene Architektur von intelligenten Messsystemen mit den entsprechenden unterschiedlichen Kommunikationsbereichen sowie die Rolle des SMGW als Kern bzw. Herzstück der Architektur.

---

<sup>73</sup> BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2013, S. 9ff.

Abbildung 2: Darstellung der Architektur intelligenter Messsysteme gemäß BSI Schutzprofil



Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an BSI<sup>74</sup>

Das SMGW dient neben seiner Funktion als zentrale Kommunikationseinheit insbesondere auch als Datenspeicher, Datenaufbereiter und Firewall.<sup>75</sup> Das Sicherheitsmodul, z.B. eine Chipkarte (smartcard), als zentrale Sicherheitskomponente eines intelligenten Messsystems wird zum einen als Speicher verschiedener kryptographischer Schlüssel für das Gateway und zum anderen zur Berechnung sicherheitskritischer Algorithmen genutzt. Deren spezielle Funktionalitäten und sicherheitstechnischen Anforderungen unterliegen einem eigenen Schutzprofil und werden in der Technischen Richtlinie TR-03109-2 des BSI weiter spezifiziert. Die Installation des SMGW sowie dessen Konfiguration, Überwachung und Kontrolle erfolgt durch den Smart Meter Gateway Administrator.

### Smart Meter Gateway Administrator

Der Smart Meter Gateway Administrator (SMGW-Admin) ist verantwortlich für die „Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart Meter Gateway und der informationstechnischen Anbindung von Messgeräten und von anderen an das Smart Meter Gateway angebotenen technischen Einrichtungen...“<sup>76</sup> Dies beinhaltet z.B., dass der SMGW-Admin sowohl für den sicheren Administrationsbetrieb des SMGW, als auch für den sicheren Ablauf des Messstellenbetriebs verantwortlich ist.

Gemäß den im BSI Schutzprofil definierten Mindestanforderungen kann ein externer, autorisierter Marktteilnehmer nur in besonderen Fällen eine direkte Verbindung mit dem SMGW aufbauen:

<sup>74</sup> S. dazu BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2013, S. 9ff.

<sup>75</sup> BSI: Security Module PP, Version 1.0, Certification-ID BSI-CC-PP-0077, 2013; BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2013, S. 17ff.

<sup>76</sup> § 7 MsysV-E.

1. Das SMGW wird von außen mithilfe eines sogenannten Wake-Up-Service vom SMGW-Admin angesprochen. Dabei sendet er ein spezielles Datenpaket an das SMGW, welches den Gateway Administrator gegenüber dem SMGW identifiziert. Nach erfolgreicher Verifizierung der Signatur dieser Datenpakete baut das SMGW eine sichere Verbindung zum Gateway Administrator auf. Anschließend kann das Gateway auf die Administrationsbefehle reagieren und ist somit durch den Gateway Administrator von außen beeinflussbar. Auf diese Weise kann auch eine Verbindung zu anderen autorisierten Marktteilnehmern aufgebaut werden.
2. Das Gateway kann nur durch den SMGW-Administrator konfiguriert werden. Dadurch wird zu einer vorgegebenen Zeit eine Verbindung zwischen Gateway und einem externen Marktteilnehmer zum SMGW aufgebaut. Auf diese Weise kann etwa die regelmäßige Versendung von Daten eingerichtet werden.

Dieser Prozess verdeutlicht die besonders sicherheitsrelevante Rolle des Gateway Administrators in der Architektur des Gesamtsystems.<sup>77</sup>

## Kommunikationsnetze

Das SMGW inklusive Sicherheitsmodul wird typischerweise im Zählerschrank in den Kellerräumen der entsprechenden Haushalte installiert und kommuniziert von dort mit den folgenden drei Netzen:

- ▶ Das SMGW kommuniziert über das lokale metrologische Netz (LMN) des Messsystems mit einem oder mehreren elektronischen Messeinrichtungen. Die Messeinrichtungen können dabei mehrere Letztverbraucher als auch verschiedene Sparten wie Strom, Gas, Wasser oder Wärme betreffen. Bei den übermittelten Daten kann es sich sowohl um Verbrauchsinformationen als auch um Angaben über die in das Netz eingespeisten Energiemengen (z. B. aus Photovoltaikanlagen) handeln. Die Erfassung, Verarbeitung und Speicherung dieser Mess- bzw. Verbrauchsdaten gehört zu den wesentlichen Aufgaben des SMGW und wird von diesem durchgeführt.
- ▶ Über das WAN bzw. Weitverkehrsnetzwerk ist das Smart Meter Gateway mit den externen Marktteilnehmern verbunden. Zu den externen Marktteilnehmern gehören alle potenziellen Kommunikationspartner, wie etwa SMGW-Admin, Messstellenbetreiber, Energielieferanten, Telekommunikationsanbieter oder sonstige Messdienstleister. Die Möglichkeit zur Kommunikation im WAN unterscheidet ein intelligentes Messsystem von einem intelligenten Zähler; sie ist das klassische Ausstattungselement, welches über ein zertifiziertes Smart Meter Gateway eine sichere Anbindung an das intelligente Energienetz ermöglicht.
- ▶ Beim Home Area Network (HAN) handelt es sich um das lokale Kommunikationsnetz des Letztverbrauchers, welches über zwei logische Schnittstellen mit dem SMGW verbunden ist. Über die CLS- (Controllable Local Systems) Schnittstelle können energieverbrauchende Haushaltsgeräte (z. B. Kühlschrank, Gefriertruhe, Trockner) sowie energieerzeugende Komponenten (z. B. KWK-/Photovoltaikanlagen) im HAN-Netzwerk gesteuert werden. Die zweite Schnittstelle dient zur Kommunikation des SMGW mit den entsprechenden Anzeigeeinheiten in den Haushalten der Letztverbraucher (z. B. Inhouse-Displays), wodurch das SMGW jedem Anschlussnutzer die Möglichkeit bietet, Verbrauchswerte sowie weitere relevante Informationen individuell abzurufen. Darüber hinaus können über das HAN einem Servicetechniker vor Ort nach erfolgreicher Authentifizierung Daten bereitgestellt werden, mit deren Hilfe er eine Fehlerdiagnose bei eventuellen Störungen durchführen kann. Der Servicetechniker darf keine personenbezogenen Daten abrufen können.<sup>78</sup>

Die Kommunikation zwischen den drei Netzwerken findet ausschließlich über das SMGW statt. Ein direkter, bidirektionaler Austausch zwischen den jeweiligen Netzen untereinander ist gemäß BSI Schutzprofil nicht gestattet.

Ferner existieren für die Kommunikation und den damit verbundenen Datentransfer unterschiedliche Arten der Übertragungstechnologien, die sich vor allem hinsichtlich der zu überbrückenden Übertragungstrecke unterscheiden. Dabei kann zwischen Nah- und Fernkommunikation unterschieden werden. Dementsprechend werden für die Kommunikation mit dem WAN-Netzwerk auf Basis einer transparenten

<sup>77</sup> Vgl. dazu ausführlich BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2013, S. 17ff.

<sup>78</sup> Vgl. dazu BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 56ff.

TCP/IP-Infrastruktur relevante Übertragungstechnologien, wie z. B. GPRS, UMTS, LTE, Glasfaser, DSL, u. a. benötigt, wohingegen für die Nahkommunikation Technologien, wie z. B. PLC, M-Bus in Frage kommen (Kapitel 3.2.2).

## Anwendungsfälle

Die konkreten Anforderungen an die Kommunikationsverbindung innerhalb eines intelligenten Messsystems unterscheiden sich je nach Anwendungsfall z.T. erheblich, wobei nach dem BSI Schutzprofil und der Technischen Richtlinie die Anwendungsfälle über verschiedene Kommunikationsschnittstellen ermöglicht werden. Die folgende Tabelle fasst die im BSI-Schutzprofil betrachteten Anwendungsfälle zusammen.

**Tabelle 2: Anwendungsfälle gem. BSI-Schutzprofil**

Anwendungsfall	Kommunikationschnittstelle	Beschreibung, Beispiele
Administration und Konfiguration	WAN	Geräteverwaltung, Mandantenverwaltung, Profilverwaltung, Schlüssel-/Zertifikatsmanagement, Firmware-Update, Wake-Up Konfiguration, SMGW Monitoring
Zugriff auf Dienste beim SMGW-Admin	WAN	Zeitsynchronisation, Firmware Download, Auslieferung von tarifierten Messwerten oder Netzzustandsdaten
Alarmierung und Beobachtung	WAN	Benachrichtigung des SMGW-Admin bei unerwarteten Ereignissen oder Fehlersituationen
Übertragung von Daten an den SMGW-Admin	WAN	Abruf von SMGW-Zustandsdaten durch den SMGW-Admin
Übertragung von Daten an externe Marktteilnehmer	WAN	Turnusmäßige Auslieferung von tarifierten Messdaten, Turnusmäßige Netzzustandsdatenauslieferung, Spontane Messwertauslesung
Kommunikation externer Marktteilnehmer mit CLS	WAN	Ermöglicht autorisierten externen Marktteilnehmern die Kommunikation mit CLS über das SMGW und das HAN
Wake-Up Service	WAN	Aufbau eines TLS-Kanals durch den SMGW-Admin
LMN Zählerverwaltung	LMN	Registrierung/Konfiguration, Schlüssel-/Zertifikatsmanagement
Abruf/Empfang von Messwerten	LMN	Einzelabruf von Messwerten, Zulieferung von Messwerten
Bereitstellung von Daten für den Letztverbraucher	HAN	Bereitstellung abrechnungsrelevanter Daten und aktueller Messwerte sowie die zugehörigen Tariffinformationen, Bereitstellung von historischen Daten gemäß Energieeffizienzrichtlinie
Bereitstellung von Daten für den Service-Techniker	HAN	Bereitstellung von Informationen aus dem Systemlog sowie weitere herstellerepezifische Diagnose-Informationen für den Service-Techniker
Transparenter Kommunikationskanal zwischen CLS und externer Marktteilnehmer	HAN	Ermöglicht eine Kommunikation zwischen CLS und einem autorisierten externen Marktteilnehmer über HAN, SMGW und WAN

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an BSI<sup>79</sup>

Daneben legt die TR-03109-1 verschiedene Anwendungsfälle für die Messwertverarbeitung im SMGW fest.<sup>80</sup> Diese Anwendungsfälle spezifizieren näher die Minimalanforderungen an das SMGW hinsichtlich

<sup>79</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 20ff.

<sup>80</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 76ff.

Tarifierung, Bilanzierung und Netzzustandsdatenerhebung sowie für steuerbare Anlagen gemäß EEG und EnWG.

Mit den in der Technischen Richtlinie des BSI beschriebenen Anwendungsfällen werden die technischen Mindestanforderungen an Kommunikationsverbindungen und dem Regelwerk des SMGW innerhalb eines intelligenten Messsystems spezifiziert. Da das Kommunikationssystem und SMGW Teil eines zukünftigen intelligenten Messsystems sind, werden diese Mindestanforderungen im Weiteren auch als Basis für die Kosten- und Nutzenbetrachtung zugrunde gelegt.

### 3.1.3 Mindestanforderungen gemäß BSI-Schutzprofil

Gemäß dem BSI-Schutzprofil hat ein zertifizierungsfähiges bzw. BSI-Schutzprofil konformes SMGW insbesondere folgende Mindestanforderungen und Funktionalitäten zu erfüllen:

a) Firewall

Die durch das BSI vorgesehenen Sicherheitsstandards können nur durch eine physische Trennung der zuvor beschriebenen Kommunikationsnetze erfolgen. Der Verbindungsaufbau zwischen diesen Netzen wird dabei grundsätzlich durch das Smart Meter Gateway (SMGW) initiiert. Allerdings verfügt der Gateway Administrator über die Möglichkeit, einen direkten Verbindungsaufbau - über einen speziellen Wake-Up-Service - zum Smart Meter Gateway vorzunehmen. Das SMGW kann damit so konfiguriert werden, dass beispielsweise zu einem definierten Zeitpunkt der Anlagen-Betreiber einer EEG-Anlage über das Gateway eine Verbindung mit seiner Anlage erhält, dies würde dann durch einen erfolgreichen Aufbau eines Proxy-Kanals erfolgen.

b) Messdatenverarbeitung/-verteilung

Neben dem Empfang, Abruf und der Verteilung von Messdaten an autorisierte Marktteilnehmer ist das SMGW auch für die Erstellung von Zeitstempeln und die Prüfung sowie Hinterlegung der entsprechenden Tarifierungsprofile zuständig. Diese sollen auf dem Gateway vorgehalten werden, alternativ können auch Backend-Systeme für eine zentrale Tarifierung genutzt werden.

c) Datenschutz

Um Bedrohungen aus den Netzwerken ausschließen zu können, erfordert das Schutzprofil, dass alle Verbindungen mittels TLS (Transport Layer Security) verschlüsselt werden. Ferner müssen Daten, die ins Weitverkehrsnetz fließen sollen, mit einer zusätzlichen kryptographischen Verschlüsselung der Inhalte ausgestattet werden. Ein transparenter Informationsfluss für den Endverbraucher sollte dabei zu jeder Zeit gewährleistet sein.

d) Kommunikation für CLS (Controllable Local Systems)

Darüber hinaus sieht das BSI Schutzprofil vor, dass das SMGW die Kommunikation zwischen den „Controllable Local Systems“ und den Backend-Systemen gestattet, dabei soll es jedoch selbst über keine Steuerungsfunktionalitäten für CLS-Systeme verfügen.

e) Zeitsynchronisation des Gateway

Die Messwerte müssen mit einem Zeitstempel<sup>81</sup> (z. B. für die korrekte Tarifierung) versehen und deshalb mit einer vertrauenswürdigen<sup>82</sup> Quelle im Weitverkehrsnetz (z. B. der Atomuhr) in regelmäßigen Abständen synchronisiert werden.

Die Evaluierung und die Zertifizierung der technischen Machbarkeit basieren dabei auf folgenden drei Anforderungsdokumenten bzw. Zertifizierungen (s. Abbildung 3):

- ▶ Zertifizierung gemäß Schutzprofil des BSI
- ▶ Zertifizierung gemäß den Technischen Richtlinien des BSI
- ▶ Eichrechtliche Bauartzulassung gemäß PTB-Anforderungen

---

<sup>81</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 15.

<sup>82</sup> Vertrauenswürdig im Sinne des BSI bedeutet eine kryptografische Verschlüsselung der Kommunikation.



Um sicherzustellen, dass ein Smart Meter Gateway den gesetzlichen Vorgaben an Sicherheit und Interoperabilität genügt, muss es sowohl nach Schutzprofil als auch nach Technischer Richtlinie durch das BSI zertifiziert werden. Des Weiteren bedarf es aufgrund des Eichrechts einer Zulassung durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), die zukünftig als eine Konformitätsbewertungsstelle fungiert. Die Zertifizierungsergebnisse des BSI bilden hierbei eine notwendige Voraussetzung für die Erteilung der Zulassung.

Bei der Entwicklung des Schutzprofils und der Technischen Richtlinie wurde darauf geachtet, dass möglichst viele eichrechtlichen Anforderungen der PTB in die Dokumente des BSI einfließen, um Mehraufwände und Doppelprüfungen im Zertifizierungs- und Zulassungsprozess zu vermeiden.

**Abbildung 3: Prüfanforderungen Smart Meter Gateway**



Quelle: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)

### 3.2 Analyse von intelligenten Messsystemen

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten intelligenter Messsysteme (Zähler- bzw. Messtechnologie, Kommunikationstechnologie, IT-Systeme) näher beschrieben, analysiert und qualitativ hinsichtlich deren Eignung für einen (flächendeckenden) Rollout in Deutschland bewertet.

Die Tabelle 3 gibt eine Übersicht zu ausgewählten Pilotprojekten und flächendeckenden Rollouts, deren Erkenntnisse primär im Rahmen dieser Technologie- und Funktionsanalyse genutzt wurden.<sup>83</sup>

<sup>83</sup> Daneben bilden die Informationen der Expertenbefragungen, die im Rahmen der Gutachtenerstellung durchgeführt wurden, eine weitere wichtige Datengrundlage für dieses Kapitel (S. Anhang IV).

**Tabelle 3: Übersicht zu wesentlichen Pilotprojekten und Rollouts**

	Smart Metering Märkisches Viertel <sup>84</sup>	Modellprojekt: Modellstadt Mannheim <sup>85</sup>	„Mühlheim zählt“ <sup>86</sup>	Pilotprojekte der Stadtwerke Düsseldorf <sup>87</sup>	Pilotprojekte der Rheinenergie in Köln <sup>88</sup>	Smart-Meter-Programm in Bayern <sup>89</sup>	Intelliekon <sup>90</sup>	Stw. Haßfurth <sup>91</sup>
Projektbeginn	2010	2010	2008	2008	2007	2008	2008	2007
Projektstatus	laufend	Laufend	laufend	Laufend	laufend	beendet	beendet	Beendet
Verantwortliche/Initiator	Vattenfall Europe New Metering	MVV Energie AG	RWE AG	Stadtwerke Düsseldorf	RheinEnergie AG	E.ON Bayern	Fraunhofer ISE	Stw. Haßfurth
Beteiligte		u.a. DREWAG, IBM Deutschland, PPC	u.a. Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld, ProSyst	Landis+Gyr	SAP AG, Cuculus GmbH	E.ON Metering	u.a. Stadtwerke (Münster, Schwerte, Ulm)	EV Energy Solutions
Schwerpunkt der Pilotstudie	Smart Meter, breiter Rollout, Visualisierungstechnologien, Online Applikation, Mieterakzeptanz	Messsysteme, Intelligente Netze, variable Tarife, Demand Side Management, elektronischer Marktplatz, Geschäftsmodelle	Messsysteme, Kommunikationstechnologien, Feedbackinstrumente, Lastverlagerung	Smart Meter, Feedbackinstrumente	Smart Meter, Multisparten, Kommunikationstechnologien, Verbrauchsdarstellung	Smart Meter, Kommunikationstechnologien, Feedbackinstrumente	Smart Meter, zeitvariable Tarife, Feedbackinstrumente	Flächendeckender Rollout von Smart Metern an über 10.000 Haushaltskunden

Quelle: Ernst & Young

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten intelligenter Messsysteme näher beschrieben und analysiert.

### 3.2.1 Zähl- und Messsysteme

Die Systemlandschaft zur Messung und Verarbeitung von Verbrauchs- und Erzeugungsdaten im Strombereich ist von einer Vielzahl unterschiedlicher Produkte geprägt. Diese lassen sich in drei Kategorien entsprechend Abbildung 3 differenzieren:

- ▶ Klassisch wurde der Stromverbrauch entweder im Standardlastprofil (SLP)-System oder durch registrierende Leistungsmessung (RLM) erfasst. Beim SLP-System werden die Verbrauchsdaten einmal pro Jahr vor Ort abgelesen. Für Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh werden die Verbrauchsdaten mithilfe des RLM-Systems alle 15 Minuten erfasst und tagesgenau fernausgelesen. Die genannten Systeme, die auch heute noch vorwiegend im Betrieb sind, werden im Folgenden als „konventionelle Zähler“ bezeichnet.
- ▶ Durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes zum 09. September 2008 forderte die Bundesregierung in Anlehnung an die Richtlinie 2006/32/EG der Europäischen Union<sup>92</sup>, dass bei Neubauten, größeren Renovierungen und auf Wunsch des Kunden, ab dem 1. Januar 2010 Messeinrichtungen einzubauen waren, die dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, m.a.W. mit einem Display auszustatten waren. Diese Stromzähler werden als EDL21-Zähler bezeichnet.<sup>93</sup> Bei Ausstattung entsprechend § 40 EnWG mit einem Kommunikationsmodul, z.B. einem MUC-Controller, wird es als EDL40-Zähler bezeichnet.<sup>94</sup> Der zweite Abschnitt dieses Kapitels beschreibt diese Zähler näher,

<sup>84</sup> Vattenfall: <http://www.vattenfall.de/de/maerkisches-viertel.html>, 2012.

<sup>85</sup> Moma: <http://www.modellstadt-mannheim.de>, 2012.

<sup>86</sup> RWE: <http://www.rwe.com/web/cms/de/368410/muelheim-zaehlt>, 2013.

<sup>87</sup> Vgl. Dena: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/projektlotse/pilotprojekt-stadtwerke-duesseldorf.html>, 2012.

<sup>88</sup> Vgl. RheinEnergie AG: <http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/messung/hammerschlag11.pdf>, 2011.

<sup>89</sup> Vgl. E.ON: <http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/messung/dirnberger11.pdf>, 2011.

<sup>90</sup> Intelliekon: <http://www.intelliekon.de>, 2013.

<sup>91</sup> Stadtwerke Haßfurt: [http://www.stwhas.de/smart\\_metering.htm](http://www.stwhas.de/smart_metering.htm), 2013.

<sup>92</sup> EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, EU-Energieeffizienzrichtlinie.

<sup>93</sup> FNN im VDE: Lastenheft EDL, 2010.

<sup>94</sup> FNN im VDE: Lastenheft EDL, 2010; FNN im VDE : Lastenheft MUC, 2011.

die am besten mit dem Begriff des „Modernen Messsystems“ beschrieben werden können und dem Begriff des Smart Meter am nächsten kommen.

- Im dritten Abschnitt dieses Kapitels wird schließlich die Architektur von Messsystemen erläutert, die den wesentlichen Gegenstand dieses Gutachtens bilden. Diese Architektur genügt den zusätzlichen Ansprüchen des BSI Schutzprofils, den Technischen Richtlinien TR 03109 sowie den Bauartzulassungen der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt. Ein solches System wird im Folgenden als „Intelligentes Messsystem“ bezeichnet. Handelt es sich um eine upgradefähige Messeinrichtung nach § 21c Abs. 5 EnWG, die zusätzlich über eine abgesetzte Anzeigeeinheit verfügt, so sprechen wir von intelligenten Zählern.

**Tabelle 4: Übersicht Zähler und Messsysteme**

Bezeichnung	Messeinrichtung	Kommunikations-Modul	Beschreibung
„Konventionelle Zähler“	Standardlastprofil-Zähler (SLP) (Ferrariszähler oder vergleichbar)	Kein Modul	Repräsentatives Lastprofil zur Prognose des Verbrauchs, Ablesung einmal jährlich vor Ort
	Registrierende Leistungsmessung (Lastgangzähler - RLM Zähler)	Kommunikation 1 mal pro Tag via TEA Dose oder Modem	Messwertermittlung für jeweils 15 Minuten, Fernauslesung der Daten, für Kunden mit Verbrauch > 100 MWh pro Jahr
„Moderne Messsysteme“ (Smart Meter)	EDL21-Zähler (elektronischer Basiszähler EDL21)	Kein Modul (Aufrüstung möglich)	Messwertermittlung für jeweils 15 Minuten, Auslesung über Display am Zähler vor Ort
	EDL40-Zähler (elektronischer Basiszähler EDL21)	MUC-Controller	EDL21-Zähler + Kommunikationsmodul, Fernauslesung und Weiterkommunikation der Daten möglich
„Intelligente Messsysteme“ (Smart Metering Systeme)	Elektronischer Basiszähler plus Möglichkeit zur Integration in eine BSI schutzprofilkonformes Kommunikationssystem (upgradefähige Messeinrichtung nach § 21c Abs. 5 EnWG)	Smart Meter Gateway nach BSI Schutzprofil	Weiterentwicklung des EDL40-Systems nach BSI Schutzprofil, Funktionalität wird auf SMGW konzentriert

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Bundesnetzagentur, BSI, FNN, VDE und PTB

## Konventionelle Zähler

Bei den konventionellen Zählern ist zwischen Standardlastprofil (SLP)-Zählern und Zählern für die registrierende Leistungsmessung (RLM) zu differenzieren.

### a) SLP-Zählsystem (Standardlastprofil-Zähler)

In der Vergangenheit war es technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht vertretbar, Daten zum Stromverbrauch verbrauchs- und zeitgenau zu erheben. Stattdessen beschränkte man sich darauf, den Verbrauch einmal pro Jahr abzulesen und anhand der Differenz, die sich aus dem Vorjahreswert und dem aktuellen Wert ergab, die Rechnung zu erstellen. Dies erfolgt überwiegend mit Hilfe des sogenannten Ferrariszählers. Auch 2012 ist dieses Verfahren mit insgesamt rd. 44,4 Mio. Zählpunkten<sup>95</sup> (bei insgesamt 44,8 Mio. Zählpunkten in 2012) das mit Abstand am weitesten verbreitete.

Um den in Abhängigkeit der Jahres- und Tageszeit schwankenden Strombedarf zu antizipieren, werden Standardlastprofile eingesetzt. Diese stellen repräsentative Lastprofile dar, die den durchschnittlichen Verbrauch einer Kundengruppe aufzeigen sollen. Das Lastprofil der Kundengruppe HO beispielsweise stellt

<sup>95</sup> BNetzA: Monitoringbericht 2012.

den durchschnittlichen Verlauf des Stromverbrauchs der privaten Haushalte in Deutschland dar. Häufig wird hierbei auf die Standardlastprofile des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zurückgegriffen.

Der Ferrariszähler, benannt nach seinem Erfinder Galileo Ferraris, misst den Stromverbrauch anhand einer Aluminiumscheibe, auf die mit Hilfe eines Magnetfeldes ein bestimmtes Drehmoment ausgeübt wird. Dieses Drehmoment ist zu jedem Zeitpunkt proportional zur elektrischen Wirkleistung. Der Ferrariszähler überträgt die Anzahl der Umdrehungen der Aluminiumscheibe auf ein Rollenzählwerk, das den entsprechenden Wert als Energie (in Kilowattstunden) anzeigt und für den Endverbraucher oder einen Dritten ablesbar macht. Die Eichfrist eines Ferrariszählers beträgt 16 Jahre. Allerdings werden nicht alle Zähler nach 16 Jahren überprüft, sondern es wird auf Grundlage einer repräsentativen Stichprobe geprüft, ob diese korrekt arbeiten, so dass die Nutzungsdauer der Ferrariszähler i.d.R. deutlich über 16 Jahren liegt.

#### **b) Lastgangzähler RLM (registrierende Leistungsmessung)**

Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh<sup>96</sup> werden per registrierende Leistungsmessung (RLM) erfasst. Normalerweise handelt es sich hierbei um Gewerbe- oder Industriekunden. Für RLM-Kunden benötigt man einen Lastgangzähler, der für jeweils 15 Minuten die durchschnittliche Leistung und häufig auch den Blindstromverbrauch erfasst. Diese Messwerte werden einmal pro Tag fernausgelesen.

Für die Datenübertragung wird zusätzlich zum Lastgangzähler eine Telekommunikationseinrichtung benötigt. Dafür ist ein Telekommunikationsanschluss wie etwa ein Telefonanschluss oder eine Funklösung erforderlich.<sup>97</sup> Falls der Kunde den Strom aus dem Mittel- oder Hochspannungsnetz bezieht, benötigt man zusätzliche Spannungswandler. Die Abrechnung für RLM-Kunden erfolgt monatlich. Sämtliche Abrechnungen werden elektronisch versandt. Papierrechnungen per Post werden hier i.d.R. nicht verwendet.

#### **Moderne Messsysteme (Smart Meter)**

Laut § 21b EnWG vom 07. Juli 2005 müssen seit dem 01. Januar 2010 bei Neubauten und größeren Renovierungen Messeinrichtungen installiert werden, die dem Letztverbraucher den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Zum 30. Dezember 2010 sollen dem Endverbraucher laut § 40 EnWG<sup>98</sup> zusätzlich last- oder tageszeitenvariable Tarife angeboten werden, um diesen für den bewussten Umgang mit Energie zu sensibilisieren. In Anlehnung an das EnWG 2005 wurde das Konzept des sogenannten EDL21-Basiszählers entwickelt. Dieses soll modular aufgebaut sein, um mit Hilfe eines Kommunikationsmoduls, i.d.R. über einen sogenannten MUC-Controller, zum EDL40-System aufgerüstet werden zu können.

Modular bedeutet in diesem Kontext, dass Messtechnik und schnellelebige Technologien für die Weitverkehrskommunikation in getrennten Geräten realisiert werden und somit entsprechend dem Stand der Technik jeweils aufgerüstet werden können. Es sollen Module verschiedener Anbieter herstellerunabhängig kombinierbar sein. Unter dem Dach des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN)<sup>99</sup> haben aus diesem Grund Anwender, Hersteller, Verbände und Institutionen zusammengearbeitet, um für EDL21- und EDL40-Systeme entsprechende Lastenhefte zu erstellen, die eine herstellerunabhängige, modulare Architektur von Smart Metern garantieren sollen. Eine Übersicht der entstandenen Lastenhefte zeigt die folgende Abbildung. Im Nachgang werden die Eckpunkte des Lastenheftes EDL (EDL21 Basiszähler) und des Lastenheftes MUC, das in Kombination mit einem Zähler entsprechend des Lastenheftes EDL ein EDL40-System ergibt, erläutert.

---

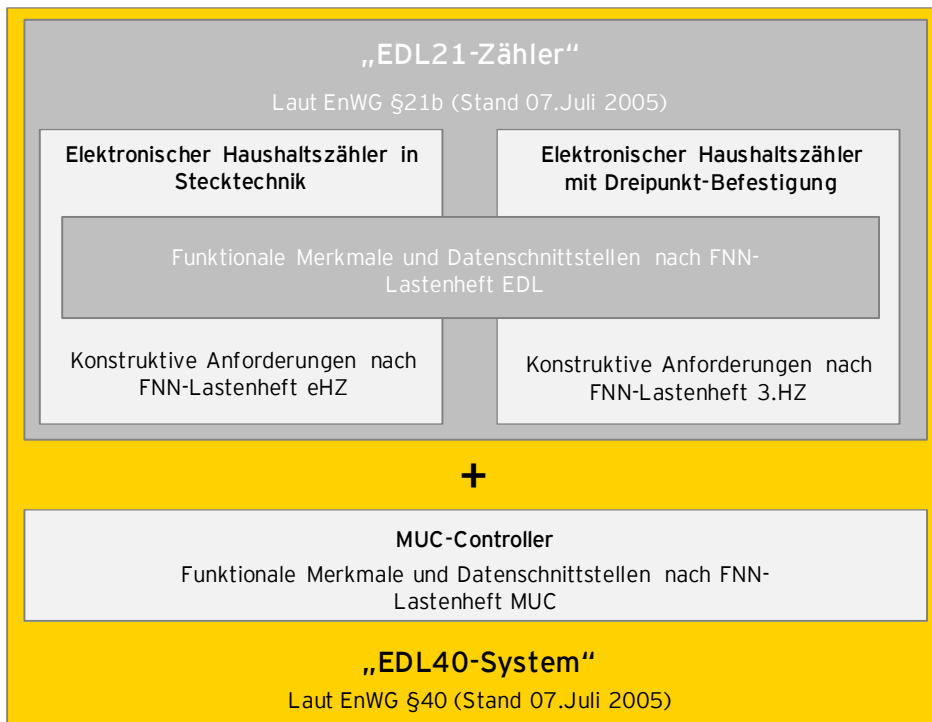
<sup>96</sup> § 12 Abs. 1 StromNZV.

<sup>97</sup> BNetzA: Studie LBD, 2008, S. 78.

<sup>98</sup> Stand 07. Juli 2005.

<sup>99</sup> FNN im VDE: Lastenheft EDL, 2010; FNN im VDE : Lastenheft MUC, 2011.

Abbildung 4: Abgrenzung EDL21-/EDL40-System nach FNN-Lastenheften



Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an FNN im VDE

## 1. EDL21-System

Der elektronische EDL21-Zähler muss in der Lage sein, mindestens alle 15 Minuten einen aktuellen Messwert zu erfassen. Dieser wird im Zähler mit einem von zwei Tarifregistern tarifiert und mindestens 365 Tage lang gespeichert. Die Tarifregister müssen über die im Folgenden beschriebene MSB-Schnittstelle steuerbar sein. Die Summe der zu beiden Tarifen gespeicherten Messwerte ergibt den gesamten Zählerstand.<sup>100</sup>

Zum Auslesen der Messwerte stellt der EDL21 zwei voneinander unabhängige Datenschnittstellen zur Verfügung:

### f) INFO-Schnittstelle

Diese dem Endkunden zugängliche Schnittstelle dient ausschließlich dem Auslesen von Informationen. Für diese Schnittstelle wird kein Zugangsschutz gefordert. Jeder, dem der Zähler zugänglich ist, kann Informationen ablesen. Die INFO-Schnittstelle wird über ein zweizeiliges LC-Display realisiert. Zur Bedienung wird ein „optischer Taster“ verwendet, der durch Anleuchten per Taschenlampe bedient werden kann. Zusätzlich kann der Kunde die INFO-Schnittstelle dazu nutzen, um die aktuellen Verbrauchsdaten an ein Inhouse Display, das i.d.R. direkt in der Wohnung platziert ist, weiterzuleiten und unabhängig vom Zähler diese Daten abzulesen.

### g) MSB-Schnittstelle

Diese Schnittstelle ist ausschließlich dem Messstellenbetreiber zugänglich und kann für das Auslesen sowie für das Eingeben von Informationen genutzt werden. Über diese Schnittstelle können zudem Steuerungsbefehle an den Zähler eingegeben werden. Die Schnittstelle muss per Betriebsplombe/Betriebssicherung vor dem Zugang Dritter geschützt werden.

Relevante Betriebsereignisse werden in einem Logbuch auf dem Zähler festgehalten. Diese Einträge müssen rückwirkend über mindestens drei Monate verfügbar sein. Das Logbuch ist nur über die MSB-Schnittstelle auszulesen. Die Einträge sind per Signatur kryptographisch zu verschlüsseln, um die Authentizität und Integrität der Daten zu gewährleisten.

<sup>100</sup> FNN im VDE: Lastenheft EDL, 2010, S. 17.

Das FNN definiert zusätzlich zwei unterschiedliche konstruktive Anforderungen an den Zähler, abhängig von der Einbaufunktionalität. Klassischerweise werden Zähler mit der sogenannten Dreipunkt-Befestigung im Zählerschrank verbaut. Diese werden vom FNN als „elektronische Haushaltszähler 3.HZ“ bezeichnet. Diese Technik ist aufwendig und teurer im Einbau. Alternativ wurden auch Zähler in Stecktechnik entwickelt, mit dessen Hilfe Zähler im Zählerschrank einfach aufgesteckt werden können. Diese Zähler werden als „elektronische Haushaltszähler eHZ“ bezeichnet.

Es ist beabsichtigt, dass zukünftige EDL21-Zähler grundsätzlich auch mit einem SMGW zu einem „intelligenten Messsystem“ aufgerüstet werden können, welches dann den Anforderungen des BSI-Schutzprofils und der Technischen Richtlinien genügt. Ziel ist es, den herkömmlichen EDL21-Zähler als upgradefähige Messeinrichtung nach § 21c Absatz 5 EnWG auszugestalten. Das bedeutet, wenn der EDL21-Zähler über eine Inhouse-Kommunikation an ein externes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers angebunden wird, wird er zu einem intelligenten Zähler in dem hier betrachteten Sinne. Für die Verwendung solcher intelligenten Zähler sind besondere Anforderungen zu beachten.<sup>101</sup>

## 2. EDL40-System

Durch die Kombination eines EDL21-Zählers mit einem Kommunikationsmodul, einem sogenannten MUC-Controller, ist das EDL21-System auf ein EDL40-System erweiterbar. Durch das Kommunikationsmodul werden die Fernablesung und die Weiterkommunikation der Daten an nachgeschaltete Datenverarbeitungssysteme ermöglicht. In diesem Fall übernimmt der MUC-Controller die Verbrauchsinformation des Endkunden. Um widersprüchliche Informationen zu vermeiden, wird die Verbrauchsinformation am Zähler deaktiviert.

Im EDL40-System wird eine im Zähler vorhandene Baugruppe, die für die Kombination der Messwerte mit der aktuellen Systemzeit sowie die Signierung der Daten zuständig ist, automatisch aktiviert. Die so erweiterten Messwerte werden nicht mehr auf dem Zähler selbst, sondern in nachgelagerten Datenverarbeitungssystemen tarifiert. Dadurch werden auch komplexere Tarife, wie zeit- und lastvariable Tarife möglich. Der Verbraucher kann hiermit zu einem bewussteren Umgang mit Energie incentiviert werden.<sup>102</sup>

## Intelligente Messsysteme

---

Der entscheidende Unterschied zwischen einem modernen Messsystem und einem intelligenten Messsystem besteht in der Einbindung in ein Kommunikationssystem, bei der die vom EnWG festgelegten Anforderungen an Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität erfüllt werden.

Im Zuge des Betriebs von intelligenten Messsystemen werden personenbezogene Daten in großem Umfang erhoben, verarbeitet, gespeichert und versendet. Daher hat der Gesetzgeber im EnWG festgehalten, dass nur solche Messsysteme eingesetzt werden dürfen, die den Anforderungen eines Schutzprofils zur Erfüllung von Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen entsprechen. Dieses Schutzprofil ist zwischenzeitlich vom BSI erstellt und veröffentlicht worden. Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, stellt der Gesetzgeber außerdem Anforderungen an die Interoperabilität der intelligenten Messsysteme, diese werden in den Technischen Richtlinien TR-03109 spezifiziert. Es dürfen zudem nur solche intelligenten Messsysteme eingesetzt werden, bei denen durch ein Zertifizierungsverfahren des BSI festgestellt wurde, dass sie den formulierten Anforderungen entsprechen. Dieses Verfahren wird auch durch die Bauartzulassung des PTB anerkannt. Messsysteme, die diesen Anforderungen genügen, werden im Folgenden als intelligente Messsysteme bezeichnet.

Bei intelligenten Messsystemen verschiebt sich im Gegensatz zu EDL21- und EDL40-Systemen ein Großteil der Funktionen vom Zähler zum SMGW hin. Der Zähler beschränkt sich auf die Erfassung und die Verschlüsselung der Daten. Diese Daten werden verschlüsselt zum SMGW übertragen. Das SMGW befindet sich, wie bereits beschrieben, im Zentrum der drei Netze WAN, HAN und LMN. Sämtliche Kommunikation zwischen diesen Netzen läuft über das SMGW. Dementsprechend hat das BSI im Schutzprofil konkrete Anforderungen hinsichtlich der Funktionen des Datenschutzes, der Datensicherheit und der Interoperabilität an das SMGW gestellt. Für die Zähler selbst und für Schnittstellen zum Letztverbraucher sowie zu den Marktteilnehmern aus dem WAN bestehen keinerlei explizite aber implizite Anforderungen.

Das SMGW muss gemäß BSI Schutzprofil verschiedene Funktionen erfüllen können. Die wichtigsten Anforderungen an das SMGW werden im Folgenden aufgelistet und erläutert.

---

<sup>101</sup> Vgl. dazu 3.3.2.

<sup>102</sup> FNN im VDE: Lastenheft EDL, 2010; FNN im VDE : Lastenheft MUC, 2011.

Abbildung 5: Übersicht über wesentliche Anforderungen an das Smart Meter Gateway

Allgemeine Anforderungen	Anforderungen LMN	Anforderungen WAN	Anforderungen HAN
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Datenschutz/ Datensicherheit                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Physische Trennung der Netze</li> <li>▶ Anonymisierung/ Pseudonymisierung</li> <li>▶ Verschlüsselte Inhaltsdaten</li> <li>▶ Verschlüsselter Informationsfluss</li> </ul> </li> <li>▶ Messwerte                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erfassung, Übertragung und Zeitstempelung</li> <li>▶ Tarifierung/Verarbeitung</li> <li>▶ Speicherung</li> <li>▶ Weiterversendung</li> </ul> </li> <li>▶ Multi-Mandantenfähigkeit</li> <li>▶ Zeitsynchronisation</li> <li>▶ Logbücher</li> <li>▶ Versiegelung/Einbau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zählerverwaltung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Registrierung und Konfiguration</li> </ul> </li> <li>▶ Schlüssel- und Zertifikatsmanagement</li> <li>▶ Implizite Anforderungen an Zähler</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Übertragung der Messwerte</li> <li>▶ Updatefähigkeit und Fernkonfiguration</li> <li>▶ Wake-Up Service</li> <li>▶ Alarm- und Benachrichtigungsfunktion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ CLS-Schnittstelle</li> <li>▶ Letztverbraucher-Schnittstelle</li> <li>▶ Service-Techniker-Schnittstelle</li> </ul>

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an BSI

## 1.) Allgemeine Anforderungen

### Datenschutz/Datensicherheit

Datenschutz und Datensicherheit kommen bei den Anforderungen an intelligente Messsysteme eine zentrale Bedeutung zu. Die physische Trennung der einzelnen Kommunikationsnetze ist dabei elementar. Jede Kommunikation zwischen den Netzen muss über das SMGW laufen.

Der Informationsfluss muss zu jeder Zeit für den Letztverbraucher transparent und nachvollziehbar sein. Auf der anderen Seite muss die Möglichkeit bestehen, den Informationsfluss gegenüber Dritten zu verschleiern. Zudem sind die Daten des Endkunden soweit möglich, zu anonymisieren und zu pseudonymisieren (z.B. für nicht abrechnungsrelevante Messwerte, für deren Weiterverarbeitung die Identität des Anschlussnutzers nicht notwendig ist).

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Verschlüsselung der kommunizierten Daten, um die Datensicherheit auch im Falle eines Zugriffs Dritter gewährleisten zu können. Die hierfür notwendigen Funktionen sollen auf dem Sicherheitsmodul, das in jedem SMGW verbaut sein muss, konzentriert sein. Für das Sicherheitsmodul hat das BSI ein eigenes Schutzprofil formuliert. Das Sicherheitsmodul des SMGW ist dafür verantwortlich, dass jegliche vom SMGW ausgehende und empfangene Kommunikation nach Vorgaben der TR-03109 verschlüsselt sein muss. Hierfür fungiert das Sicherheitsmodul als Speicher für das kryptographische Schlüsselmaterial. Es stellt die Kernroutinen für die Signaturerstellung und -prüfung bereit, außerdem ist es zuständig für die Schlüssel- und Zufallszahlengenerierung. Der sichere Aufbau von TLS Verbindungen oder anderer gesicherter Übertragungstunnel zu Zählern im LMN oder autorisierten Marktteilnehmern aus dem WAN ist ebenfalls Aufgabe des Sicherheitsmoduls.

## Messdatenverarbeitung

Das SMGW empfängt in regelmäßigen, vom SMGW Administrator konfigurierbaren Zeitabständen die Messwerte der angeschlossenen Zähler und prüft diese auf technische Richtigkeit. Die Technische Richtlinie 03109-1 des BSI schlägt vor, dass mindestens alle 15 Minuten ein aktueller Messwert vom Zähler an das Gateway übertragen werden muss.<sup>103</sup> Nach Entschlüsselung der Daten und deren Prüfung auf Integrität werden die Messwerte mit einem Zeitstempel versehen. Dieser wird von der Systemuhr des SMGW bereitgestellt.

Die Tarifierung, also die eindeutige Zuordnung der zeitgestempelten Messwerte mit Hilfe eines Auswertungsprofils zu einem Tarifregister, kann sowohl in zentral nachgelagerten Systemen, zum Beispiel in Backend-Systemen im WAN, als auch dezentral direkt auf dem SMGW durchgeführt werden. Das SMGW muss dabei mindestens folgende Anwendungsfälle für die Tarifierung unterstützen:

### a) Datensparsame Tarife

Dieser Anwendungsfall beschreibt Tarife mit einem hohen Interesse an Datensparsamkeit. Ziel ist es, hierbei zu verhindern, dass mit Hilfe der verwendeten Messwerte und Auswertungen Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten des Endkunden gezogen werden können. Hierzu wird nur ein Tarif verwendet und die Messwerte für jeden Abrechnungszeitraum aufaddiert. Somit wird nur ein Verbrauchswert pro Abrechnungszeitraum an autorisierte Marktteilnehmer versendet.

### b) Zeitvariable Tarife

Bei diesem Anwendungsfall werden für unterschiedliche Zeiträume verschiedene Preise für die angefallenen Energiemengen in Rechnung gestellt. Für jede Tarifstufe wird die angefallene Energiemenge kumuliert und mit dem entsprechenden Preis versehen. Die gesamte Energiemenge innerhalb eines Zeitraums wird so auf mehrere Tarifstufen verteilt.

### c) Lastvariable Tarife

Das SMGW ermöglicht den Anwendungsfall, dass unterschiedliche Tarifstufen in Abhängigkeit der aktuell anfallenden Last verwendet werden. Wenn eine Lastschwelle unter- oder überschritten wird, schaltet das SMGW auf den jeweils anderen Tarif um. Die Last kann mithilfe des Leistungsmittelwertes oder auf Basis der Momentanleistung bestimmt werden.

### d) Verbrauchsvariable Tarife

Verbrauchsvariable Tarife unterscheiden sich von lastvariablen Tarifen dahingehend, dass nicht die aktuell anfallende Last als Unterscheidungsgrundlage der Tarifstufen genutzt wird, sondern die in einem Abrechnungszeitraum kumuliert bereits angefallene Verbrauchsmenge. Wird ein Schwellenwert überschritten, aktiviert das SMGW die nächste Tarifstufe.

### e) Ereignisvariable Tarife

Hierbei werden Tarife modelliert, bei denen aufgrund des Eintritts bestimmter Ereignisse zwischen den verschiedenen Tarifstufen gewechselt wird. Diese Ereignisse müssen nicht SMGW-interne Ereignisse sein, sondern können auch durch externe Marktteilnehmer aus dem WAN oder durch steuerbare Verbraucher/Erzeuger aus dem HAN hervorgerufen werden (z.B. durch Wettersensoren bei Eintritt von Wind). Was genau ein solches Ereignis ausmacht, wird in den Technischen Richtlinien nicht näher definiert. Es muss jedoch mindestens eine Tarifumschaltanweisung, die vom SMGW Administrator versendet wird, unterstützt werden.

Darüber hinaus muss das SMGW noch weitere Datenverarbeitungsfunktionen bieten:

### f) Abruf von Messwerten im Bedarfsfall

In begründeten Ausnahmefällen, wie z.B. dem Auszug, Umzug und Einzug des Letztverbrauchers oder einem Lieferantenwechsel, kann der SMGW Administrator im Auftrag eines Marktteilnehmers die auf dem SMGW vorgehaltenen Messwerte auslesen und weiterleiten. Um dies zu ermöglichen, muss das SMGW tagesgenaue Zählerstände vorhalten.

---

<sup>103</sup> Für eine verpflichtende Anforderung müsste diese Empfehlung noch in der MessZV gesetzlich verankert werden.



g) Zählerstandsgangmessung

Diese Funktion erlaubt die Erfassung und Versendung von Zählerstandsgängen. Die Zählerstandsgangmessung basiert auf der Ermittlung viertelstündlicher Zählerstände. Aus den Differenzen der Zählerstände errechnet man eine Reihe an viertelstündlichen Verbrauchswerten, aus denen wiederum Leistungswerte und damit ein Lastgang generiert werden kann.<sup>104</sup>

h) Erfassen von Extremwerten für Leistung

Das SMGW muss in der Lage sein, die Maximal- bzw. Minimalleistungswerte zu erfassen und zu definierten Zeitpunkten an autorisierte Marktteilnehmer zu versenden.

i) Abruf der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage

Zusätzlich zur Erfassung der Verbrauchsdaten muss das SMGW auch in der Lage sein, entsprechende Einspeisedaten von dezentralen Erzeugungsanlagen zu erfassen.

j) Abruf von Netzzustandsdaten

Dieser Anwendungsfall ist vorgesehen, um den Netzbetreibern die Beurteilung des Netzzustandes zu ermöglichen. Über- oder unterschreitet beispielsweise ein Messwert einen bestimmten Schwellenwert, kann dies auf dem SMGW gespeichert und im Bedarfsfall Dritten zur Verfügung gestellt werden.

Das SMGW speichert sämtliche empfangene Messwerte in sogenannten Messwertlisten. Diese Einträge müssen laut BSI TR 03109-1 mindestens drei Monate nach Abrechnungserstellung aufbewahrt werden. Mithilfe eines Regelwerks, welches im Abschnitt WAN noch genauer beschrieben wird, ermittelt das SMGW entsprechende Messwerte und versendet diese an autorisierte Marktteilnehmer.

#### *Multi-Mandantenfähigkeit*

Zusätzlich muss ein SMGW die Daten mehrerer Kunden und damit mehrere Zähler parallel bearbeiten können. In Mehrfamilienhäusern kann es beispielsweise notwendig sein, die Messwerte verschiedener Letztverbraucher zu erfassen, zu bearbeiten und zu speichern. Ein SMGW muss diese Multi-Mandantenfähigkeit und die zugehörigen Authentifizierungsanforderungen umsetzen können.

#### *Zeitsynchronisation*

Das SMGW muss außerdem die jeweils aktuelle Zeit vorhalten. Um dies zu gewährleisten, soll das SMGW die Uhrzeit regelmäßig<sup>105</sup> mit einer verlässlichen Quelle im WAN abgleichen. Wenn die Abweichung der lokalen Uhrzeit und der im WAN akzeptabel ist<sup>106</sup> soll das SMGW die Zeit aus dem WAN übernehmen, andernfalls die Funktion einstellen und den Gateway Administrator informieren.

#### *Logbücher*

In drei verschiedenen Logbereichen protokolliert das SMGW die verschiedenen durchgeführten Aktionen:

1. System-Log

Alle wichtigen Ereignisse (z.B. Ausfall der WAN-Verbindung, Fehlermeldungen, Aktivitäten des SMGW Administrators) werden im System-Log mitgeschrieben. Dieses Log kann nur vom SMGW Administrator und einem autorisierten Service-Techniker vor Ort über eine lokale Diagnose-schnittstelle eingesehen werden. Ziel ist das Erkennen des aktuellen Status sowie das Identifizieren eventueller Fehlerquellen oder Störungen.

2. Kunden-Log

Sämtliche Transaktionen des SMGW werden im Kunden-Log festgehalten. Ein authentifizierter Endverbraucher kann die ihn betreffenden Informationen über die HAN Schnittstelle des SMGW auslesen. Ziel ist die Nachvollziehbarkeit eventueller Änderungen an benutzerbezogenen Daten bzw. des Versandes von Daten. Der SMGW Administrator hat aus Gründen der Vertraulichkeit und Integrität der personenbezogenen Protokolldaten keinen Zugriff auf das Kunden-Log.

---

<sup>104</sup> BNetzA: Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen, 2010, S. 103ff.

<sup>105</sup> Das BSI Schutzprofil schreibt einen Synchronisationsintervall zwischen 1 Minute und 24 Stunden vor, S. 62.

<sup>106</sup> Laut BSI Schutzprofil maximal 3%, S. 62.

### 3. Eichtechnisches Log

Alle eichtechnisch relevanten Ereignisse werden im eichtechnischen Log festgehalten. Zusätzlich erfolgt hier die Registrierung von Änderungen an eichtechnisch relevanten Parametern. Nur der SMGW Administrator darf dieses Log einsehen. Bei Bedarf stellt der Administrator diese Daten den Eichbehörden zur Verfügung.

#### *Versiegelung/Einbau*

Grundsätzlich ist im Rahmen der Versiegelung zu beachten, dass beim SMGW durch Verwendung einer Plombe dasselbe Schutzniveau zu erreichen ist wie bei konventionellen Zählern. Des Weiteren soll im Falle eines unberechtigten Öffnens des Gehäuses der SMGW Administrator informiert werden. Im Rahmen des Einbaus des Sicherheitsmoduls ist schließlich sicher zu stellen, dass zur gegenseitigen Authentifizierung das PACE-Verfahren („Password Authenticated Connection Establishment“) verwendet wird und die dafür benötigte PIN sicher im SMGW geschützt wird.

## 2.) Anforderungen LMN

### *Zählerverwaltung*

Vor Betrieb des intelligenten Messsystems muss jeder Zähler im SMGW über ein sogenanntes Zählerprofil registriert, konfiguriert und einem Endverbraucher zugeordnet werden. Bei jeder Datenübertragung muss sich der Zähler als der jeweils registrierte Zähler ausweisen können. Zur gegenseitigen Authentifizierung müssen sogenannte LMN-Zertifikate<sup>107</sup> verwendet werden. Der Zähler muss solche Zertifikate verwenden und versenden können. Die hierfür benötigten Schlüssel und Zertifikate muss das SMGW erstellen und verarbeiten können.

Die Übertragung der Daten muss über einen sicheren Transportkanal erfolgen. Für kabelgebundene sowie drahtlose, bidirektionale Kommunikation fordert die Technische Richtlinie TR-03109-1 eine TLS-Verbindung. Für drahtlos, unidirektional kommunizierende Zähler wird hingegen ein symmetrisch kryptographisches Verfahren verlangt.

Für die Zähler selbst bestehen keine explizite Vorgaben, lediglich implizite Anforderungen. Hierzu schreibt die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), dass das EnWG den freien Warenverkehr der in der Richtlinie 2004/22/EG beschriebenen Zähler nicht einschränken soll. Dementsprechend sollen keine in Deutschland für sinnvoll erachteten Zeitstempel- und Verschlüsselungsfunktionen für Stromzähler verpflichtend sein, sondern nur für eine „Zusatzeinrichtung“, dem Smart Meter Gateway.

Dennoch ergeben sich aus den Anforderungen an das Gateway und dessen Kommunikation mit dem LMN einige indirekte Anforderungen, denen ein Zähler ggf. durch Nachrüsten mittels eines Adapters genügen kann:

- ▶ Der Zähler darf nur über das SMGW kommunizieren.
- ▶ Um die Datensicherheit, den Datenschutz und die Integrität der Datenübertragung sicherzustellen, müssen die vom Zähler übertragenen Daten als auch der Übertragungsweg verschlüsselt werden können.
- ▶ Bei kabelgebundener sowie kabelloser, bidirektionaler Datenübertragung muss vom Zähler eine TLS-Verbindung und bei kabelloser unidirektionaler Übertragung eine symmetrisch kryptographische Verbindung aufgebaut werden können.
- ▶ Der Zähler muss auf dem SMGW registriert werden und sich per Zertifikat<sup>108</sup> authentifizieren können. Bei einem symmetrischen Verfahren wird auf ein Zertifikat verzichtet. Hier wird ein symmetrischer Schlüssel im Zähler durch den Hersteller hinterlegt.

Es bestehen noch weitere Anforderungen, z.B. für die Genauigkeit der Messwerte und der Temperaturunabhängigkeit der Geräte. Diese unterscheiden sich allerdings nicht von den Anforderungen an bestehende (elektronische) Zähler. Diese sind in der Richtlinie PTB A50.7 und in der Measuring Instruments Directive (MID)<sup>109</sup> der EU festgehalten.

---

<sup>107</sup> TR 03109-1: Hierfür werden sogenannte X.509-Zertifikate verwendet, S. 47.

<sup>108</sup> Hierfür müssen laut TR 03109-1 sogenannte X.509 Zertifikate verwendet werden.

<sup>109</sup> EU-Richtlinie: 2004/22/EG, 2004.

### 3.) Anforderungen WAN

#### *Übertragung der Messwerte*

Auf dem SMGW werden vom SMGW Administrator in Auswertungsprofilen Regelwerke hinterlegt, die die Weiterverarbeitung der Messwerte regeln. Diese legen Details zur Weiterversendung der Messdaten an autorisierte Marktteilnehmer im WAN fest. Die Übertragungsparameter für die Versendung von Daten werden in entsprechenden Kommunikationsprofilen auf dem SMGW gespeichert.

#### *Wake-Up Service*

Aus Sicherheitsgründen kann kein externer Marktteilnehmer direkten Kontakt zum SMGW aufnehmen. Im Normalbetrieb baut nur das SMGW Kommunikationsverbindungen auf. Mithilfe der Wake-Up Funktion kann der SMGW Administrator dennoch mit dem Gateway kommunizieren. Hierfür sendet der Administrator ein signiertes Datenpaket an das Gateway, welches nach erfolgreicher Verifizierung des Paketes eine vorkonfigurierte Verbindung zum SMGW Administrator aufbaut. Über diese Verbindung kann der Administrator dann mit dem Gateway kommunizieren.

#### *Updatefähigkeit/Fernkonfiguration*

Auch die auf dem SMGW verwendete Software muss updatefähig sein, um z.B. die jeweils neuste Firmware und Tarifierungsmodelle aufspielen zu können. Diese Updates werden vom Gateway Administrator initiiert. Hierzu steuert er das SMGW per Wake-Up Funktion an und installiert im Anschluss die aktualisierte Software. Auch entsprechende Neukonfigurationen können durch den SMGW Administrator per Remote aufgespielt werden.

#### *Alarm- und Benachrichtigungsfunktion*

Im Regelbetrieb können unerwartet Ereignisse oder Systemfehler auftreten, über die der SMGW Administrator informiert werden muss. Das SMGW muss dazu einen Dienst zur Verfügung stellen, so dass beim Eintreten solcher Ereignisse Nachrichten an den SMGW Administrator versendet werden können.

### 4.) Anforderungen HAN

Im HAN stellt das SMGW drei logische Schnittstellen bereit.

#### *CLS Schnittstelle*

Über die CLS-Schnittstelle können steuerbare Verbraucher im HAN, wie z.B. intelligente Haushaltsgeräte, Photovoltaikanlagen oder Klimaanlage, gesicherte Kommunikationsverbindungen mit autorisierten Marktteilnehmern aus dem WAN aufbauen. Hierfür stellt das SMGW TLS-gesicherte Verbindungen bereit.

#### *Letztverbraucher-Schnittstelle*

Berechtigte Letztverbraucher haben die Möglichkeit, die ihnen zugeordneten Informationen mit Hilfe der Letztverbraucher-Schnittstelle abzurufen. Hierfür ist eine erfolgreiche Authentisierung erforderlich, außerdem erfolgt der Zugriff nur lesend. Zum Auslesen können verschiedenste Geräte, wie ein Inhouse Display, ein lokaler PC oder eine anderes CLS-Gerät im HAN Bereich genutzt werden. Das SMGW muss dabei mindestens folgende Informationen zur Verfügung stellen: Abrechnungsrelevante Daten, Tarifinformationen, aktuelle Zählerstände, historische Daten gemäß Energieeffizienzrichtlinie (EER), granulare Messwerte entsprechend der Übertragung vom Zähler zum SMGW sowie alle Daten des Kunden-Logs.

#### *Service-Techniker-Schnittstelle*

Ein Service Techniker vor Ort kann diese Schnittstelle nutzen, um Konfigurationsprofile und das System Log einzusehen. Dies dient der Unterstützung bei der Analyse von Fehlersituationen.

### 3.2.2 Kommunikationstechnologien

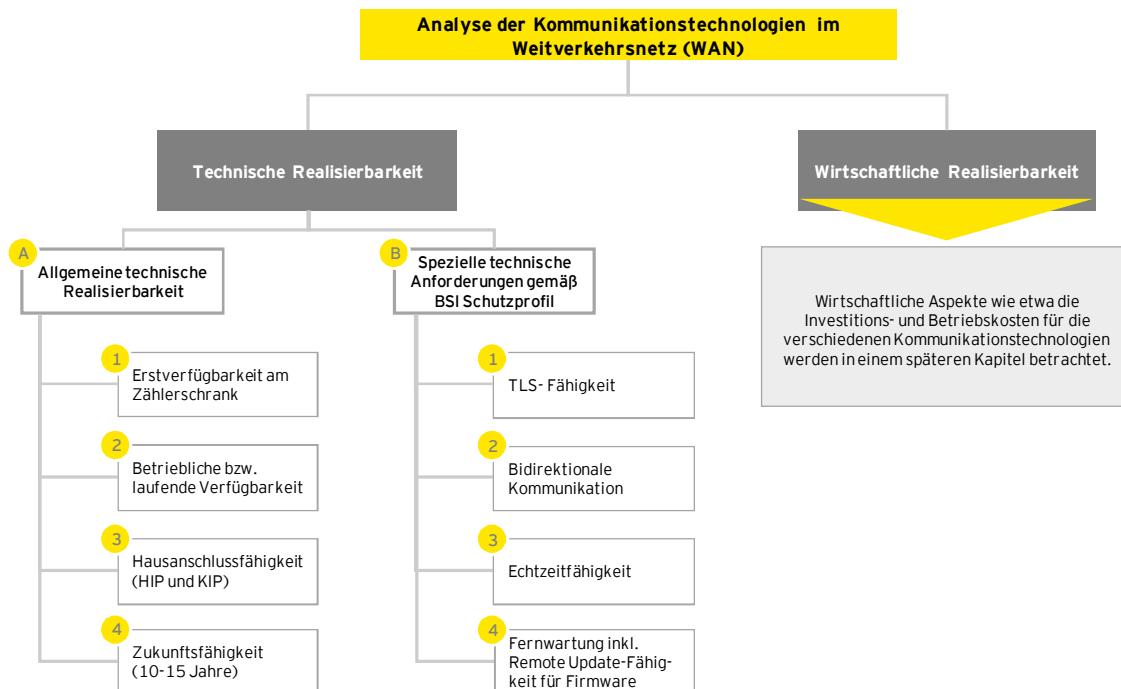
Intelligente Messsysteme erfordern den Zugang zu einer Kommunikationsinfrastruktur, die einen leistungsfähigen, bidirektionalen Datentransfer zwischen den verschiedenen Teilnehmern innerhalb der Systemlandschaft ermöglicht. Die Kommunikationsinfrastruktur muss neben der allgemeinen technischen Realisierbarkeit insbesondere die Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit erfüllen. Die verschiedenen Kommunikationstechnologien müssen dabei aus technischer sowie wirtschaftlicher Perspektive bewertet werden, wobei der wirtschaftliche Aspekt erst zu einem späteren Zeitpunkt im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse aufgegriffen wird (s. dazu Kapitel 6.).

Die der zu bewertenden Kommunikationstechnologien unterscheiden sich u.a. bezüglich der für die Datenübertragung zu überbrückenden Übertragungsstrecke, so dass zwischen Technologien für den Nah- und Fernbereich differenziert wird. Der Bereich für die Nahkommunikation entspricht der Kommunikationsschnittstelle zu den Zählern im LMN sowie der Schnittstelle zu den steuerbaren Systemen (CLS) im Heimnetzwerk (HAN). Demgegenüber kommuniziert das Smart Meter Gateway im Fernbereich (WAN) mit den externen, autorisierten Marktteilnehmern und dem SMGW Administrator. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die jeweiligen Übertragungstechnologien analysiert und hinsichtlich ihrer Eignung für einen Rollout intelligenter Messsysteme bewertet. Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt auf den Technologien, die für die Kommunikation mit den externen Marktteilnehmern im Weitverkehrsnetz (WAN) zum Einsatz kommen. Aufgrund der Beteiligung von Dritten ist die WAN-Kommunikation mit besonders hohen Sicherheitsrisiken behaftet, die es gemäß dem BSI Schutzprofil durch geeignet sensible Datenschutz- und Datensicherheitsstandards zu entschärfen gilt.

## Kommunikationstechnologien im Weitverkehrsnetz (WAN)

Die Abbildung 6 beschreibt acht Hauptanforderungen bzw. Kernkriterien anhand derer die Einsatzfähigkeit der relevanten Übertragungstechnologien für die WAN-Kommunikation analysiert und bewertet wird.

Abbildung 6: Bewertungskriterien der Übertragungstechnologien für die WAN-Kommunikation



Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an BSI Schutzprofil

Aus technischer Sicht ist zwischen allgemeinen sowie spezielle Anforderungen zu differenzieren. Allgemein müssen die Kommunikations- bzw. Übertragungstechnologien, die für intelligente Messsysteme eingesetzt werden, zunächst verfügbar, geeignet (Hausanschlussfähigkeit) und zukunftsfähig sein. Spezielle Anforderungen ergeben sich aus dem BSI-Schutzprofil.

### ► Verfügbarkeit

In Bezug auf die technische Verfügbarkeit ist zwischen der Erstverfügbarkeit am Zählerschrank und der betrieblichen Verfügbarkeitsrate zu unterscheiden:

- Mit der Erstverfügbarkeit am Zählerschrank wird auf die tatsächliche Einsatzfähigkeit der jeweiligen Übertragungstechnologie an dem für einen Rollout von intelligenten Messsystemen vorgesehenem Standort des Zählers abgezielt. In den meisten Fällen ist dies der in den Kellerräumen der Endverbraucher bereits installierte Zählerschrank. Zentraler Bewertungsmaßstab ist der mit der Zählerinstallation verbundene Mehraufwand vor Ort (z.B. Inhouse-Verkabelung,

Anbringung von Antennen, etc.), welcher für den Anschluss des intelligenten Messsystems an das verfügbare Kommunikationsnetz zusätzlich erforderlich ist.

- ▶ Die betriebliche bzw. laufende Verfügbarkeit setzt die Erstverfügbarkeit am Zählerschrank voraus, bezieht sich jedoch auf die tatsächliche Signal- bzw. Datenerfassungsquote. Sie beschreibt die prozentuale Häufigkeit der Kommunikationsfähigkeit zwischen den beteiligten Komponenten des intelligenten Messsystems in einer bestimmten Periode (Stunde, Tag, Monat). Die betriebliche Verfügbarkeit kann daher auch als „Erreichbarkeitsrate je Zeiteinheit“ bezeichnet werden. Sie wird insbesondere durch Eigenschaften wie Störanfälligkeit und Ausfallrate der Technologien beeinflusst.

- ▶ **Hausanschlussfähigkeit:**

Die Kommunikation in das Weitverkehrsnetz kann über verschiedene Anschlüsse bzw. Übertragungswege erfolgen. Zum einen können die Daten vom SMGW über ein Modem übertragen werden, welches sich im Verantwortungsbereich der Letztverbraucher bzw. Kunden befindet (Kunden-IP-Anschluss = KIP). Eine Möglichkeit des KIP ist in den bereits vorhandenen privaten Teilnehmeranschlüssen der Letztverbraucher zu sehen. Andererseits können auch die einzelnen Zählerleinrichtungen der Verbraucher über eine eigene IP-Schnittstelle verfügen und damit isoliert von den restlichen Zählern kommunizieren.

Alternativ kann die Datenübertragung auf Basis der Router bzw. Server eines hierzu eigens implementierten Hausanschlusses (Haus-IP-Anschluss = HIP) erfolgen. Dieser eignet sich insbesondere dazu, um Daten und Verbrauchsinformationen mehrerer Wohneinheiten aggregiert und unabhängig von den Privatanschlüssen, Vertragskonditionen und Router-Technologien der Letztverbraucher zu übertragen. Während für die Datenübertragung über einen KIP-Anschluss keine besonderen technischen Herausforderungen an die Übertragungstechnologien bestehen, muss ihre technische Realisierbarkeit analysiert bzw. überprüft werden. Hierbei gilt es insbesondere die für einen aggregierten Datenversand erforderlichen Ansprüche an die Bandbreite bzw. Übertragungskapazität näher zu betrachten, weshalb die Hausanschlussfähigkeit der Kommunikationstechnologien als zusätzliches Entscheidungskriterium herangezogen wird.

- ▶ **Zukunftsfähigkeit**

Ferner müssen die Kommunikationstechnologien zukunftsfähig und damit auch noch in 10 - 15 Jahren für die Übertragung von Daten relevant, verfügbar und einsatzfähig sein. Für bereits etablierte Technologien bedeutet dies, dass eine Verlängerung der auslaufenden Lizenzen mittel- bis langfristig geplant und auch absehbar ist. Demgegenüber kann die Zukunftsfähigkeit der jüngeren Kommunikationstechniken anhand der geplanten Investitionen für deren Weiterentwicklung und Netzausbau gemessen werden.

Neben diesen allgemeinen technischen Voraussetzungen ergeben sich zusätzlich spezielle Anforderungen aus dem BSI-Schutzprofil und den Technischen Richtlinien. Darin werden primär die Themen Datensicherheit und Datenschutz adressiert, die vor allem neue Anforderungen an die Kommunikation mit dem Weitverkehrsnetz (WAN) stellen.

- ▶ **TLS -Fähigkeit**

Das Schutzprofil enthält die Vorgabe, dass alle Kommunikationsflüsse in das Weitverkehrsnetz vom SMGW ausgehen müssen, wobei die Kommunikation zwischen dem Gateway und den externen Marktteilnehmer zu jeder Zeit nur auf Basis einer verschlüsselten TLS (Transport Layer Security) Verbindung stattfinden darf.

- ▶ **Bidirektionale Kommunikation**

Eine weitere technische Voraussetzung ist der Aufbau einer bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur für den Datentransfer zwischen dem SMGW und den externen Akteuren im Weitverkehrsnetz. Die Kommunikationsmodule wie Router, Server oder Modems der verschiedenen Übertragungstechnologien müssen dementsprechend jeweils über einen Rückkanal verfügen, der die bidirektionale Kommunikation zwischen Sender und Empfänger ermöglicht.

► Echtzeitfähigkeit

Ferner müssen die Möglichkeiten für eine echtzeitnahe Abfrage der Verbrauchsdaten (mindestens alle 15 Minuten gemäß Vorschlag des BSI), der Fernwartung inklusive Remote Updatefähigkeit der Firmware des SMGW sowie für weitere Dienste wie Wake-Up Service gegeben sein. Dazu muss die Technologie u.a. eine ausreichende Bandbreite bzw. Datenübertragungskapazität gewährleisten.<sup>110</sup>

Vor dem Hintergrund der zuvor definierten Bewertungskriterien werden im Folgenden zunächst die für intelligente Messsysteme relevanten Kommunikationstechnologien beschrieben und in Bezug auf ihre technische Realisierbarkeit bewertet.

Für die Bereitstellung schmal- und breitbandiger Übertragungstechnologien der WAN-Kommunikation sind in Deutschland derzeit folgende netzgebundene und funkbasierte Technologien relevant, auf die im weiteren Verlauf näher eingegangen wird (s. Tabelle 5).

**Tabelle 5: Vergleich Übertragungstechnologien im Weitverkehrsnetz**

	Drahtgebundene Technologien			Übertragung über das Stromnetz		Drahtlose Technologien						
	DSL	Glas-faser	Kabel-model	PLC	BPL	EDGE/GPRS / GSM	UMTS/ HSDPA		LTE	CDMA	Satellit	
Datenüber-tragungsrate	1Mbit/s bis 50Mbit/s	bis zu 40 Gbit/s	bis zu 120 Mbit/s	(shared medium) ~ 100 (Kbit/s - 3 Mbit/s*)	(shared medium) ~1 - 10 Mbit/s*	DL: 220 Kbit/s UL: 110 Kbit/s	UMTS: DL: 384 Kbit/s UL: 64 Kbit/s	HSDPA: DL: 14,4 Mbit/s UL: 5,8 Mbit/s	DL: 350 Mbit/s UL: 75 Mbit/s	DL: 3,1 Mbit/s UL: 1,8 Mbit/s	Endver-braucher: DL: bis 18 Mbit/s UL: bis 6 Mbit/s	Prof. Nutzer: DL: bis 50 Mbit/s UL: bis 20 Mbit/s
Verfügb-arkeit zur Nutzung	ca. 38 Mio. Haushalte	ca. 1 Mio. Haushalte	ca. 24 - 28 Mio. Haushalte	ca. 300.000 Haushalte	k.A.	ca. 39 Mio. Haushalte	ca. 33 Mio. Haushalte		ca. 13 Mio. Haushalte	k.A.	k.A.	
Tatsächliche Nutzung	ca. 23,4 Mio. Haushalte	ca. 166.000 Haushalte	ca. 3 Mio. Haushalte	ca. 10.000 Haushalte	k.A.	ca. 3,2 Mio. Nutzer - nur EDGE/GPRS	ca. 29 Mio. Nutzer		ca. 150.000 Nutzer	k.A.	ca. 41.000 Haushalte	

\* in Abhängigkeit von der Frequenz sowie der Anzahl der Netzteilnehmer (shared medium) DL: Download; UL: Upload; k.A.: keine Angaben

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an: BITKOM, Bundesnetzagentur, BMWI, statistisches Bundesamt und eigenen Recherchen

## Drahtgebundene Übertragungstechnologien

### a) DSL (Digital Subscriber Line)

Digital Subscriber Line, kurz DSL, ist eine Breitbandtechnologie bei der Daten mit einer hohen Übertragungsrate von zurzeit 1Mbit/s bis 50Mbit/s (s. Tabelle 5) über einfache Kupferleitungen gesendet und empfangen werden können. Damit verfügt die Technologie über eine ausreichende Übertragungskapazität, um die Daten mehrerer Zählleinrichtungen über einen einzelnen Hausanschluss in aggregierter Form zu übertragen sowie die erforderlichen Fernwartungen und/oder Updates auf dem SMGW durchzuführen. Auch können Daten bidirektional und in Echtzeit übertragen werden. Ferner wird auf Basis einer durchgängigen, transparenten TCP/IP-Kommunikationsinfrastruktur die TLS-Verschlüsselung von DSL unterstützt und somit eine sichere Kommunikation zwischen SMGW und externen Marktteilnehmer gewährleistet.

Die DSL-Technik ist mit 23,4 Millionen Anschlüssen und einem Marktanteil von ca. 86% die dominierende Technologie unter den Breitbandanschlüssen in Deutschland.<sup>111</sup> Während die Übertragungstechnik in Ballungsräumen weitestgehend flächendeckend verfügbar ist, bestehen vor allem in ländlichen Gebieten Angebotslücken in der DSL-Versorgung. Mitte 2012 wurde die DSL-Infrastruktur für 93,7% aller Haushalte bereitgestellt,<sup>112</sup> wonach die Technologie in Bezug auf die potenzielle Erstverfügbarkeit eine bedeutsame Rolle als Kommunikationstechnologie für einen Rollout von intelligenten

<sup>110</sup> Die konkreten Anforderungen an Bandbreite und Übertragungskapazität hängen dabei von dem jeweiligen Anwendungsfall ab.

<sup>111</sup> BNetzA: Jahresbericht 2011, S. 73.

<sup>112</sup> TÜV Rheinland: Bericht zum Breitbandatlas Mitte, 2012, S. 7.

Messsystemen einnimmt. Allerdings befindet sich die DSL-Leitung in aller Regel nicht in unmittelbarer Nähe des Zählerschranks, weshalb in Abstimmung mit dem Hauseigentümer häufig zusätzliche Leitungen in den Kellerräumen verlegt werden müssen. Die erforderliche Inhouse-Verkabelung verursacht einen nicht unerheblichen technischen sowie prozessualen Mehraufwand, der als zusätzlicher Kostenfaktor zu berücksichtigen ist.

Hinsichtlich der technischen Verfügbarkeit im Betrieb ist bei der DSL-Technologie von einem sehr stabilen Datentransfer mit hohen Datenerfassungsquoten auszugehen. Verschiedene Pilotstudien belegen die Angaben der Telekommunikationsanbieter, wonach regelmäßig eine Datenerfassungsquote von ca. 99,5% erzielt wird.<sup>113</sup>

Durch die hohe Verfügbarkeit bzw. Ausbreitungsgrad von DSL ist zu erwarten, dass die Technologie auch mittelfristig eine wichtige Rolle am Markt einnehmen wird. Dennoch wird sie langfristig mit Zukunftstechnologien wie beispielsweise Glasfaserleitungen konkurrieren müssen, die über höhere Geschwindigkeiten und Datenvolumina verfügen.

## b) Durchgehende Glasfaserleitung

Bei der Glasfaserleitung erfolgt die Übertragung der Daten mittels codierter Lichtsignale, die durch eine optische Leitung versendet werden. Anbindungen über Glasfaser sind im Vergleich zu Anbindungen über Kupferkabel mit einer Geschwindigkeit von bis zu 40 Gigabit pro Sekunde (s. Tabelle 5) wesentlich schneller, wodurch sich diese Technologie besonders gut für eine aggregierte Datenübertragung via Haus-Anschluss eignen würde. Ferner werden die Daten mit weniger Verlusten übertragen und erweisen sich zudem als unempfindlich gegenüber elektromagnetischen Störungen.<sup>114</sup>

Glasfaser eignet sich daher ideal, um große Datenmengen sicher und in hoher Geschwindigkeit zu übertragen. Die hohe Bandbreite ermöglicht den Einsatz des verschlüsselten Internet-Protokolls für die Datenübertragung sowie die Möglichkeit einer Fernwartung inklusive eines Updates der SMGW Software. Die Anforderungen bzgl. Bidirektionalität und Echtzeitfähigkeit werden ebenfalls erfüllt. Auch wenn die Technologie hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und Übertragungssicherheit momentan führend ist, eignen sich die Glasfaserleitungen aufgrund ihrer geringen Verfügbarkeit (s. Tabelle 5) und dem hohen Aufwand der zur Einbindung in intelligente Messsysteme notwendig ist, heute noch nicht für einen flächendeckenden Rollout.

Aktuell treibt vor allem die Deutsche Telekom den Glasfaserausbau voran, dennoch waren gemäß den Zahlen des FTTH Council Europe Ende 2011 mit rund 166.000 Anschlüssen nur knapp 0,4% der Privathaushalte in Deutschland mit Glasfaser versorgt.<sup>115</sup> Während sich die Glasfaser-Anbindungen vor allem für Firmen mit großen Datenvolumina eignen, werden die Leitungen in Abhängigkeit von der Nachfrage zunehmend auch Privathaushalten angeboten. Vor allem die Netzbetreiber investieren weiterhin hohe Summen in den Ausbau der Glasfaserstrecken<sup>116</sup>, weshalb Glasfaserleitungen sicherlich eine der zentralen Breitbandtechnologien der Zukunft darstellen.

## c) Breitbandanschluss über das TV-Kabel (Kabelmodem)

Breitbandinternet über das bestehende TV-Kabelnetz stellt eine Alternative zu den klassischen Festnetzanschlüssen dar. Dabei werden die Daten mit der Unterstützung eines speziellen Kabelmodems und einem Kupferkoaxialkabel über die bestehende Infrastruktur der TV-Kabelnetzbetreiber übertragen. Mit der Umrüstung der TV-Kabelnetze auf den neuen Übertragungsstandard für IP bietet diese Übertragungstechnologie oftmals eine höhere maximale Übertragungsgeschwindigkeit als die der gegenwärtigen DSL-Anbieter. Zugleich wird dadurch die erforderliche TLS-Verschlüsselung für die Kommunikation zwischen Smart Meter Gateway und externen Marktteilnehmern möglich.

Vor dem Hintergrund eines Rollouts intelligenter Messsysteme kann die Installation direkt an die bestehende Infrastruktur der Kabelnetzbetreiber erfolgen. Allerdings befindet sich das Kabelmodem – ähnlich wie bei DSL – nicht in unmittelbarer Nähe des Zählerschranks, weshalb in Abstimmung mit dem Hauseigentümer häufig zusätzliche Leitungen in den Kellerräumen verlegt werden müssen, was zu einem nicht unerheblichen Mehraufwand führt. Die aus einem abschirmenden Mantel bestehenden Kupferkabel bieten gute Voraussetzungen in Bezug auf Störanfälligkeit, Reichweite und Übertragungska-

<sup>113</sup> Vgl. dazu Tabelle 5.

<sup>114</sup> BMWI: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/glasfaser-lichtwellenleiter>, 2012.

<sup>115</sup> IDATE: FTTH market panorama for 2011, 2012.

<sup>116</sup> BNetzA: Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2010/2011, 2011.

pazität, was zu einer besonders hohen Stabilität und Versorgungssicherheit sowie betrieblichen Verfügbarkeit dieser Übertragungstechnologie führt.<sup>117</sup>

Dennoch dienen die herkömmlichen bzw. konventionellen TV-Kabel-Anschlüsse lediglich zur unidirektionalen Datenübertragung und müssen daher mit einem Rückkanal versehen werden, um somit auch dem Anspruch an Bidirektionalität gerecht zu werden. Erst durch diesen Rückkanal können die intelligenten Messsysteme Daten nicht nur empfangen, sondern auch versenden.<sup>118</sup> Alle weiteren Anforderungen aus dem BSI Schutzprofil und den technischen Richtlinien sind erfüllt. Gemäß den Berichten der Bundesnetzagentur können derzeit ca. 24 Millionen Haushalte in Deutschland (ca. 60%) über einen rückkanalfähigen TV-Kabelanschluss mit Internet versorgt werden (von insgesamt 28 Millionen Haushalten die an TV-Kabelnetze angeschlossen werden können). Davon sind ca. 16 Millionen Haushalte (ca. 40%) mit dem IP-basierten Übertragungsstandard versorgt, welcher Geschwindigkeiten von bis zu 120 Mbit/s zulässt.<sup>119</sup> Auf Basis dieser hohen Bandbreite könnten die Daten des intelligenten Messsystems an einem einzigen Hausanschluss gesammelt und via Kabelinternet konsolidiert übertragen werden.

Angesichts des planmäßigen Ausbaus der Infrastruktur durch die entsprechenden Kabelnetzbetreiber<sup>120</sup> ist auch in Zukunft mit einer zunehmenden Penetrationsrate für breitbandige Internetanschlüsse über das TV-Kabelnetz zu rechnen.

## Datenübertragung über das Stromkabel

---

### a) Schmalband-Powerline (PLC)

Eine weitere Kommunikationstechnik ist Powerline Communication, kurz Powerline, ein Verfahren bei dem die Daten über die bestehenden Nieder- und Mittelspannungsstromnetze der Energieversorger übertragen werden. Die Datensignale werden bei den Letztverbrauchern in das öffentliche Stromnetz eingespeist und zu Datenkonzentratoren bzw. Transformatorstationen (Trafostation) weitergeleitet. Von dort erfolgt ein Weitertransport über verschiedene drahtlose oder drahtgebundene Kommunikationswege.

Die Erstverfügbarkeit am Zählerschrank von PLC ist vergleichsweise hoch, da sowohl in privaten Haushalten als auch in gewerblichen und öffentlichen Einrichtungen die existierenden Stromleitungen als Kommunikationsinfrastruktur nahezu flächendeckend genutzt werden können.<sup>121</sup> Zudem sind die entsprechenden Stromleitungen leichter zu erreichen als die Leitungen eines DSL- oder Kabelanschlusses, wodurch der Zusatzaufwand für die Inhouse-Verkabelung vergleichsweise gering ausfällt.

Entsprechend den Berichten der Bundesnetzagentur zur Jahresmitte 2011 nutzten jedoch weniger als 10.000 Endkunden diese Zugangsmöglichkeit zum Internet.<sup>122</sup> Gründe für die relativ geringe Relevanz von Powerline sind u.a. die für die Implementierung von Powerline notwendigen Umrüstungen der Stromnetze (z. B. Trafostationen, Datenkonzentratoren). Die Schmalbandtechnik PLC überträgt Daten in einem sehr schmalen Frequenzbereich von 3 bis 95 kHz, wodurch Haushalte mit einer maximalen Bandbreite von 3 Mbit/s versorgt werden können. In der Praxis fallen die Datenübertragungsraten wesentlich geringer aus, da es sich bei Powerline um ein sogenanntes „shared medium“ handelt, d.h. alle an ein PLC-Kommunikationsmodul angeschlossenen Teilnehmer teilen sich die verfügbare Bandbreite (s. Tabelle 5).<sup>123</sup> Daher kommt für die Datenübertragung nur ein separater Kunden-IP-Anschluss in Betracht. Die Nutzung von PLC für intelligente Messsysteme wird unterschiedlich bewertet. Neben der niedrigen Bandbreite bereiten vor allem die Anforderungen an eine echtzeitgetreue Datenübertragung aufgrund hoher Latenzzeiten häufig Schwierigkeiten.<sup>124</sup> Bei Powerline PLC wird der verschlüsselte TLS-Kanal unterstützt, sodass die Kommunikationstechnologie grundsätzlich den Sicherheitsanforderungen des BSI entspricht und daher für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Messsysteme genutzt werden kann.

---

<sup>117</sup> BMWI: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/tv-kabel.htm>, 2013.

<sup>118</sup> BMWI: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Service/publikationen.did=556088.html>, 2012.

<sup>119</sup> BNetzA: Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2010/2011, 2011, S. 74ff.

<sup>120</sup> Kabel Deutschland: [http://www.kabeldeutschland.com/de/presse/pressemitteilung/unternehmensnachrichten/Anga\\_1832013.html](http://www.kabeldeutschland.com/de/presse/pressemitteilung/unternehmensnachrichten/Anga_1832013.html), 2013.

<sup>121</sup> Wik-Consult: eEnergy, 2006, S. 24.

<sup>122</sup> BNetzA: Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2010/2011, 2011, S. 40.

<sup>123</sup> Wik-Consult: eEnergy, 2006, S. 23.

<sup>124</sup> Nordig: Studie, Von der digitalen Landstraße zur Datenaustobahn, 2009, S. 8ff.



In Pilotstudien<sup>125</sup> traten teilweise Probleme bei der Datenübertragung auf, die aufgrund schlechter Abschirmung der Stromkabel oder teilweise langer Kabelverbindungen zwischen Hauptverteilern und angeschlossenen Haushalten zu Störungen führen können. Als weiterer Grund werden häufig die hohen Frequenzen der Stromnetze genannt, die die maximale Übertragungsdistanz verringern und die Kommunikation in Echtzeit entscheidend beeinträchtigen können. Auf der anderen Seite existieren auch positive Projekterfahrung wie z.B. in kleineren Projekten.<sup>126</sup>

Die Powerline PLC Technologie ist über die Jahre hinweg verbessert worden, auch wenn der technische Durchbruch dabei noch nicht erreicht werden konnte. Allerdings verdeutlichen zahlreiche Entwicklungsarbeiten in der Powerline-Industrie<sup>127</sup>, dass das Potenzial von Schmalband PLC im Bereich der Informations- und Datenübertragung noch nicht ausgeschöpft ist. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine leistungsfähige Powerline-Technologie zur Verfügung steht, die in Abhängigkeit ihrer weiteren Entwicklung weiterhin als eine Möglichkeit für die Kommunikation von intelligenten Messsystemen in Betracht kommt.

#### b) Breitband-Powerline (BPL)

Genau wie die PLC-Technik verwendet Powerline BPL das Nieder- und Mittelspannungsnetz der Energieversorger. Die Stromleitungen sind, ebenfalls analog zur PLC-Technik, leichter zu erreichen als die Leitungen eines DSL- oder Kabelanschlusses, wodurch auch hier für die Inhouse-Verkabelung ein vergleichsweise geringer Zusatzaufwand erforderlich ist. Im Gegensatz zur Schmalband-Technologie werden bei Breitband Powerline (BPL) die Daten in einem Frequenzbereich von ca. 1 bis 30 MHz übertragen. Darin ermöglicht BPL vergleichsweise hohe Geschwindigkeiten zwischen 1 und 10 Mbit/s (s. Tabelle 5). Außerdem basiert die Breitbandtechnik BPL auf dem etablierten TCP/IP-Standard und bietet daher einen sicheren, TLS-verschlüsselten Kommunikationsfluss. Die Anforderungen aus den Technischen Richtlinien des BSI sollten mit BPL weitestgehend realisiert bzw. umgesetzt werden können, so dass sich die Technologie grundsätzlich als zentrale Infrastruktur für die Kommunikation ins Weitverkehrsnetz eignet.

Aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Latenzzeiten eignet sich die BPL Technologie für eine Datenübertragung in Echtzeit besser als PLC, obwohl weiterhin geringe Störungspotenziale existieren, die eine echtzeitgetreue Datenübertragung negativ beeinflussen können.<sup>128</sup> BPL wird derzeit nur von einem Anbieter, der Power Plus Communications (PPC) angeboten, so dass die Marktreife der Technologie als gering eingestuft werden muss.

### Drahtlose Übertragung

---

#### a) GPRS / GSM

GPRS („General Packet Radio Service“) kann als Übertragungstechnologie im 900-MHZ-Band der GSM-Netze genutzt werden.<sup>129</sup> Die Technik basiert auf einer paketvermittelten Datenübertragung, wobei die maximale Übertragungsrate vergleichsweise gering ausfällt (s. Tabelle 5) und damit möglicherweise für die konsolidierte Übertragung von Daten über einen einzigen Hausanschluss weniger bzw. nur bedingt geeignet ist.

Übertragungskapazität und Latenzzeit von GPRS genügt nach den Ergebnissen mehrerer Pilotstudien<sup>130</sup> voraussichtlich den entsprechenden Anforderungen wie Update- und Echtzeitfähigkeit. So können etwa größere Updates (z.B. im Bereich von 50 MB Datenvolumen), die grundsätzlich eine hohe Bandbreite erfordern, auch sequentiell, d.h. durch Zerlegung in kleinere Datenpakete, mit der verfügbaren GPRS-Bandbreite durchgeführt werden. Ungeklärt ist die Frage, wie sich Updates mit einer verhältnismäßig niedrigen Bandbreite im Falle eines flächendeckenden Rollouts (also für mehr als 40 Millionen Zähler) realisieren lassen.

Bei GPRS ist eine TCP/IP-Kommunikation realisierbar, und damit die Grundlage bzw. Voraussetzung für eine sichere, bidirektionale Kommunikation gegeben.

---

<sup>125</sup> Vgl. dazu Tabelle 5.

<sup>126</sup> Vgl. dazu z.B. Stadtwerke Haßfurt: [http://www.stwhas.de/smart\\_metering.htm](http://www.stwhas.de/smart_metering.htm), 2013.

<sup>127</sup> BNetzA: Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2010/2011, 2011, S. 249ff.

<sup>128</sup> Vgl. Servatius, Schneidewind, & Dirk, 2011, S. 385ff.

<sup>129</sup> Im Rahmen der Studie wurden zur Bewertung der GPRS-Technologie lediglich Frequenzbereiche die unterhalb 1 GHz liegen berücksichtigt, da sich darüber liegende Frequenzbereiche aufgrund ihrer Ausbreitungseigenschaft für Smart Meter weniger eignen.

<sup>130</sup> Vgl. dazu Tabelle 5.

Schwierigkeiten kann vor allem die mitunter schlechte Netzabdeckung von GPRS im Keller eines Gebäudes darstellen. Studien und Erfahrungen aus Pilotprojekten belegen, dass Mauern und Stahlbeton die Empfangsqualität deutlich negativ beeinträchtigen, weshalb situationsbedingt zusätzliche Empfangsverstärker in Form von Innen- und/oder Außenantennen angebracht werden müssen.<sup>131</sup> Während die Erstverfügbarkeit von GPRS ohne Zusatzeinrichtung zwischen 20 und 50% bemessen wurde, konnten mit Hilfe eines entsprechenden Empfangsverstärkers am Zählerschrank (Innenantenne) Werte zwischen 80-90% erreicht werden. Bei Gebrauch einer Außenantenne wurde in den Pilotstudien sogar eine GSM-Netzabdeckung bzw. Erstverfügbarkeit am Zählerschrank von 90-98% realisiert. Alternativ wurde die Netzabdeckung über zwei große deutsche Telekommunikationsanbieter kombiniert. Dabei wiesen die Testergebnisse für die kombinierte Variante mit zwei Anbietern einen Wert von bis zu 95% auf, wonach mit der GPRS/GSM-Technologie prinzipiell eine relativ hohe Erstverfügbarkeit erreicht werden kann. Die Anbringung eventuell notwendiger Zusatzeinrichtungen führt allerdings nicht nur zu zusätzlichem Installationsaufwand. Ein nicht unerheblicher Mehraufwand entsteht auf prozessualer Ebene, da die Installation eines Empfangsverstärkers eine entsprechende Zustimmung durch den Hauseigentümer voraussetzt.

In Bezug auf die technische Verfügbarkeit im Betrieb haben die Funktechnologien prinzipiell einige Nachteile gegenüber den netzgebunden Kommunikationstechniken, da sie wesentlich sensibler auf physikalische Schwankungen des Sendesystems, bedingt z.B. durch Windeinflüsse, reagieren als drahtgebundene Technologien. Verbindungsabbrüche könnten die erforderliche echtzeitgetreue Kommunikation ins Weitverkehrsnetz gefährden. Dennoch weisen die Testergebnisse der entsprechenden Pilotstudien gute Werte für die Datenerfassungsquote im Rahmen der GPRS-Anwendung auf: Die tägliche Nichterreichbarkeit bei der Verwendung von GPRS liegt zwischen 0,6 und 10%, wobei der Durchschnittswert mit 95,95% für eine hohe Verfügbarkeitsrate spricht.

Allerdings ist die GSM-Technologie technisch bereits teilweise überholt und wird mittel- bis langfristig durch moderne und zugleich leistungsfähigere Funktechnologien wie beispielsweise LTE abgelöst.<sup>132</sup> Andererseits berichtet die Bundesnetzagentur, dass kurzfristig insbesondere von der Mobilfunkbranche eine schnellstmögliche Verlängerung der für die zum 31. Dezember 2016 ablaufenden Frequenz-Lizenzen in den Bereichen 900 MHz und 1800 MHz für einen angemessenen Zeitraum gefordert wird.<sup>133</sup> Demzufolge wird GPRS aller Voraussicht nach mittelfristig zum Einsatz kommen, wenngleich die Ablösung durch neuere Technologien realistisch und absehbar erscheint.

## b) UMTS / HSDPA

Mit dem HSDPA-Datenübertragungsverfahren (High-Speed-Downlink-Packet-Access) ermöglicht die UMTS-Technologie (Universal Mobile Telecommunications System) Datenübertragungsraten von bis zu 14,4 Mbit/s im Download und 5,8 Mbit/s im Upload, womit diese Technologie um ein Vielfaches schneller als GPRS ist und somit als Kommunikationstechnologie für die Datenübertragung über einen einzelnen Hausanschluss geeignet scheint.

Während UMTS mit einer relativ hohen Bandbreite den Einsatz des Internet Protokolls für eine TLS-geschützte Datenübertragung ermöglicht und auch die sonstigen Anforderungen der Technischen Richtlinien erfüllt, ist sie von einer flächendeckenden Verfügbarkeit in Deutschland weit entfernt. So betrug die geographische UMTS-Netzabdeckung im ersten Quartal 2011 zwischen 23% und 53%.<sup>134</sup>

Inzwischen ist mit LTE eine leistungsfähigere Breitbandtechnologie verfügbar, weshalb die Telekommunikationsanbieter massiv in den Netzausbau von LTE investieren,<sup>135</sup> ohne dass jedoch die Investitionen in UMTS vollständig eingestellt werden. Aufgrund der hohen Frequenzbereiche sowie der geringen Ausbreitungseigenschaften, eignet sich die Technologie jedoch weniger für den Einsatz bei intelligenten Messsystemen.

---

<sup>131</sup> So z.B. E.ON: <http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/messung/dirnberger11.pdf>, 2011, S. 480f.

<sup>132</sup> So z.B. Wietfeld, 2012, Folie 13.

<sup>133</sup> BNetzA: Szenarienpapier Projekt 2016, 2012.

<sup>134</sup> BNetzA: Analysepapier Projekt 2016, 2012, S. 17ff.

<sup>135</sup> BITKOM: Presseinformation August 2012.

### c) LTE

Eine Alternative könnte der als Nachfolger von UMTS bezeichnete Mobilfunkstandard Long Term Evolution (LTE) sein.<sup>136</sup> Diese Technologie verfügt sowohl über eine geringe Latenzzeit als auch über hohe Übertragungskapazitäten mit bis zu 350 Mbit/s beim Download. Die Anforderungen an Bidirektionalität, Update-, Echtzeit-, und Hausanschlussfähigkeit werden erfüllt. Zugleich wird auf Basis einer durchgängig transparenten TCP/IP-Infrastruktur eine sichere, verschlüsselte Kommunikation zwischen dem Smart Meter Gateway und den jeweiligen externen Marktteilnehmern unterstützt. Das Grundkonzept des Vorläufermodells UMTS wird dabei beibehalten, so dass schnelle wie auch relativ kostengünstige Nachrüstungen der UMTS-Technologie (3G) auf LTE (4G) möglich sind. Schwierigkeiten kann - äquivalent zu GSM/GPRS - vor allem die mitunter schlechte Netzabdeckung von LTE im Keller eines Gebäudes darstellen, weshalb situationsbedingt zusätzliche Empfangsverstärker in Form von Innen- und/oder Außenantennen angebracht werden müssen.<sup>137</sup>

Es wird davon ausgegangen, dass die Technologie kurzfristig in Ballungszentren, mittel- bis langfristig auch flächendeckend verfügbar sein wird. Nach einer Umfrage von BITKOM konnten im April 2012 in Deutschland 13 Millionen Haushalte den neuen Mobilfunkstandard LTE nutzen, wobei bislang 3.000 LTE-Basisstationen von den Telekommunikationsanbieter in Betrieb genommen wurden.<sup>138</sup> Dies entspricht einer Erstverfügbarkeitsrate von ca. 30%. Demnach ist das Einsatzpotential dieser Zukunftstechnologie für einen Rollout unter kurzfristigen Gesichtspunkten vorsichtig zu bewerten. Mittel- und längerfristig könnte sich LTE jedoch zu einer Option entwickeln. So werden laut BITKOM bis 2015 Investitionen in Höhe von 8 bis 10 Milliarden in den LTE-Netzausbau fließen.<sup>139</sup> Der Umbau könnte relativ schnell erfolgen, da die vorhandene UMTS-Infrastruktur durch die Netzbetreiber kostengünstig aufgerüstet werden kann.

### d) CDMA

Bei der CDMA-Technologie (Code Division Multiple Access) werden die Daten mehrerer Quellen auf derselben Frequenz übertragen. Dabei kommt der CDMA-Standard bei 450 MHz zur Anwendung. Die Technologie erfüllt die erforderlichen Kriterien aus den Technischen Richtlinien des BSI, eine flächendeckende Verfügbarkeit in Deutschland besteht derzeit jedoch nicht. Im Vergleich zu anderen Funktechnologien verfügt CDMA über sehr gute Ausbreitungseigenschaften (Reichweiten bis zu 30 km) weshalb die Übertragungstechnik deutlich weniger Basisstationen benötigt.<sup>140</sup>

Während die CDMA Technologie in Deutschland bislang nur wenig verwendet wird, ist sie international insbesondere für automatisierte - Anwendungen (Machine2Machine) erprobt. In den Niederlanden und Skandinavien wird die CDMA-Technik auch für Smart Grid-Anwendungen eingesetzt.<sup>141</sup> Mit der CDMA Technologie kann auf eine stabile und leistungsfähige Kommunikationstechnik zurückgegriffen werden, die neben einer vergleichsweise hohen Wirtschaftlichkeit auf Grund ihrer internationalen Erprobung über ein gewisses Zukunftspotential in Deutschland verfügt, auch wenn sie derzeit noch relativ wenig betrachtet wird und bisher nur sehr eingeschränkt in Pilotstudien getestet wurde.<sup>142</sup> Zudem bestehen erhebliche Unsicherheiten darüber, welche Kosten mit einer Frequenzvergabe verbunden sind.

### e) Satellit

Im Vergleich zu anderen breitbandigen Datenübertragungstechnologien gilt die satellitengestützte Alternative auf Grund von vergleichsweise hohen Ausrüstungskosten als relativ teuer. Zudem weist die Satellitentechnologie Schwächen hinsichtlich der Leistung auf, die den Anforderungen für einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme u.U. nicht genügen.<sup>143</sup> Aufgrund der großen Entfernung von der Erdstation zum Satelliten ergeben sich insbesondere für die bidirektionale Kommunikation, wozu eine 2-Wege-Satellitenverbindung benötigt wird, besonders hohe Latenzzeiten. Diese ge-

---

<sup>136</sup> Im Rahmen der Studie wurden zur Bewertung der LTE-Technologie lediglich Frequenzbereiche die unterhalb 1 GHz liegen berücksichtigt, da sich darüber liegende Frequenzbereiche aufgrund ihrer Ausbreitungseigenschaft für Smart Meter weniger eignen.

<sup>137</sup> Trick et al: Herausforderungen an die Kommunikationstechnik im Smart Home/Grid, 2012.

<sup>138</sup> BITKOM: Presseinformation vom 2. April 2012.

<sup>139</sup> BITKOM: Presseinformation vom 2. April 2012.

<sup>140</sup> Sörries, 2012, S. 54.

<sup>141</sup> Sörries: Konvergente Entwicklungen im Telekommunikations- und Energiemarkt, 2012, S. 13ff.

<sup>142</sup> Sörries, 2012, S. 55ff.

<sup>143</sup> BMWI: Publikationen, [http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=234438.html?view=renderPrint\\_](http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=234438.html?view=renderPrint_), 2013.

fährden den Anspruch an Echtzeitfähigkeit.<sup>144</sup> Bei der Satellitenverbindung haben vor allem meteorologische Faktoren einen hohen Einfluss auf die erreichbaren Datenraten, die bis zu einem Verbindungsabbruch führen können.<sup>145</sup>

Aktuell werden in Deutschland ca. 41.000 Internetanschlüsse mit Satellitentechnologie unterstützt.<sup>146</sup> Daher ist die Technologie für die Anwendung im Bereich der intelligenten Messsysteme derzeit quasi nicht verfügbar und müsste für einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme zunächst weiter ausgebreitet werden. Die potenzielle Verfügbarkeit ist jedoch sehr hoch, denn die Satellitentechnologie kann flächendeckend eingesetzt werden, auch in entlegenen ländlichen Regionen, die ansonsten nur schwer Zugang zu Breitbandtechnologien haben.<sup>147</sup>

Trotz der Modernisierungsschritte, die zu einer höheren Bandbreite und zu einer bidirektionalen Satellitenverbindung geführt haben, erscheint die Technologie - vor allem auf Grund ihrer hohen Latenzzeiten und vergleichsweise hohen Ausrüstungskosten - für einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme auch in Zukunft wenig geeignet.

#### g) RF-Mesh

Zusätzlich zu den bereits genannten Technologien bestehen noch einige weitere Möglichkeiten, die Datenübertragung störungsunanfälliger und effizienter zu gestalten. Insbesondere Technologien aus dem Smart Grid Bereich stellen hier vielversprechende Möglichkeiten dar. Ein Beispiel wäre die hauptsächlich in Nordamerika eingesetzte RF Mesh Technologie. Hierbei wird durch ein sogenanntes "Neighborhood Area Network" die Möglichkeit geschaffen, Daten nicht direkt vom SMGW zu den nachgelagerten IT Systemen zu versenden, sondern durch ein engmaschiges Netz aus verschiedenen Datenpunkten den jeweils effizientesten Datenweg zu wählen. Sollte ein Datenpunkt ausfallen, kann dies durch Ausweichen auf eine andere Datenroute überbrückt werden, zusätzlich können aktuelle Auslastungen des Netzes berücksichtigt werden. Hierdurch soll eine hohe Störungsresistenz und Verlässlichkeit der Datenübertragung erreicht werden. Diese und weitere Technologien könnten zu einer verbesserten Datenübertragungsrate und Wirtschaftlichkeit führen, müssen aber auch die im BSI Schutzprofil und der Technischen Richtlinie formulierten Anforderungen erfüllen können.

#### Zusammenfassung

---

In der Tabelle 6 sind die technischen Bewertungen für die verschiedenen Kommunikationstechnologien noch einmal zusammengefasst.

---

<sup>144</sup> Fraunhofer ESK: <http://www.esk.fraunhofer.de/de/projekte/SatDSL.html>, 2013.

<sup>145</sup> BMWI: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Service/publikationen.did=446546.html>, 2013, S. 8.

<sup>146</sup> BNetzA: Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2010/2011, 2011, S. 40.

<sup>147</sup> TÜV Rheinland: Bericht zum Breitbandatlas Mitte, 2012, S. 27.

Tabelle 6: Technische Bewertung von Kommunikationstechnologien für die Fernkommunikation

		Allgemeine technische Realisierbarkeit				Spezielle Anforderungen gemäß BSI Schutzprofil			
	Technologie	Erstverfügbarkeit am Zähler-schrank	Betriebliche bzw. laufende Verfüg-barkeit	Hausanschluss-fähigkeit	Zukunftsfähig-keit [10-15 Jahre]	TLS und TCP/IP-Fähigkeit	Bidirektionale Kommunikation	Echtzeitfähigkeit	Fernwartung inkl. Remote Update-fähigkeit für Firmware
Drahtgebundene Übertragung	DSL	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	Glasfaser	○	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	Kabelmodem	●	●	●	●	✓	[✓]	✓	✓
Datenübertragung über Stromkabel	Schmalband Powerline (PLC)	●	●	●	●	[✓]	✓	[✓]	✓
	Breitband Powerline (BPL)	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
Drahtlose Übertragung	GPRS	●	●	●	●	✓	✓	✓	[✓]
	UMTS/ HSDPA	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	LTE	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	CDMA	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	Satellit	○	●	●	●	✓	[✓]	[✓]	✓
	RF-Mesh	○	●	●	●	✓	✓	✓	✓

● Sehr Gut ● Gut ● Mittel ● Schlecht ○ Sehr Schlecht

✓ erfüllt  unter bestimmten Bedingungen erfüllt

Quelle: Ernst & Young

## Kommunikationstechnologien für die LMN-Kommunikation

---

Die Anforderungen der Technischen Richtlinien des BSI fordern für das SMGW mindestens eine drahtgebundene sowie eine weitere Funkschnittstelle zum drahtlosen Anschluss von Zählern, um mit den Zählern bzw. Messeinrichtungen im LMN kommunizieren zu können.

Für die drahtgebundene LMN-Kommunikation zwischen Zähler und SMGW muss auf den EIA Standard RS-485 zurückgegriffen werden, ein bidirektionales Bussystem bzw. Schnittstellen-Standard für leitungsgebundene serielle Hochgeschwindigkeits-Übertragung von digitalen Daten.<sup>148</sup> Der RS-485 Standard ist ein multipointfähiges Bussystem, d.h. es können bis zu 32 Teilnehmer bzw. Verbrauchs- oder Einspeisezähler über ein 2-Draht- oder 4-Draht-System an den RS-485 Bus angeschlossen werden.<sup>149</sup> Hinsichtlich Datenschutz und Datensicherheit erfordert das Schutzprofil auch für den EIA Standard die Verwendung bestimmter Sicherheits- und Vermittlungsprotokolle, zu denen u.a. das von der ISO normierte Netzwerkprotokoll High-Level Data Link Control (HDLC) Format 3 gehört.<sup>150</sup>

Als drahtlose Kommunikationsverbindung zwischen Zähler und SMGW kommt die Wireless M-Bus-Schnittstelle zum Einsatz, über die relevante Daten und Protokolle per Nahfunk übertragen werden. Neben der TLS-Absicherung, muss das SMGW - auf Basis einer drahtlosen Schnittstelle - zusätzlich den kryptografischen Vorgaben der Technischen Richtlinien genügen. Dazu muss das SMGW kryptographische Algorithmen aufweisen, welche den in BSI TR-03109-3 definierten Anforderungen an symmetrische Zählerdatensicherung entsprechen, sowie Vertraulichkeit, Integrität und Authentizität gewährleisten.

„Das SMGW muss gemäß Technischer Richtlinie TLS implementieren.<sup>151</sup> Hierbei muss das SMGW sowohl die Rolle des TLS-Servers als auch die Rolle des TLS-Clients übernehmen können.“<sup>152</sup> Für die Nahkommunikation im LMN kann das SMGW weitere drahtlose oder drahtgebundene Schnittstellen implementieren, sofern sie den in den technischen Richtlinien dokumentierten Sicherheitsstandards entsprechen.

## Vor- und Nachteile drahtloser und drahtgebundener Schnittstellen

---

Nachteil der drahtgebundenen RS-485-Schnittstelle ist, dass bei der Verlegung der Leitungen immer ein baulicher Aufwand anfällt, der jedoch bei der Verbindung zwischen Messeinrichtung und SMGW i.d.R. überschaubar ist. Zudem kann ein SMGW über diese Schnittstelle möglicherweise nicht alle Zähler in einer Wohneinheit gleichzeitig ansprechen, da gängige RS-485 Bussysteme für maximal 32 Teilnehmer konzipiert sind, wobei, in klassischen Mehrfamilienhäusern oftmals 30 und mehr verschiedene Zähler anzusteuern sind. Dieser Umstand erfordert gegebenenfalls den Einsatz mehrerer SMGW, was zu einem höheren prozessualen wie auch wirtschaftlichen Aufwand führt.

Mit einer Wireless M-Bus-Schnittstelle lässt sich das Problem der Teilnehmerbegrenzung leicht lösen. In diesem Fall kann das SMGW mit mehreren Zählern gleichzeitig verbunden werden. Problematisch ist die durch Betondecken und Wände beeinträchtigte Nahfunkverbindung, die dadurch stark gedämpft werden kann und als Folge zu Störungen, Ausfällen oder verlangsamten Datenübertragungsraten führt. Außerdem können weite Strecken in Gebäuden häufig nicht auf Basis von Nahfunktechnologien überbrückt werden.

Die drahtgebundene Übertragungstechnik im LMN-Nahkommunikationsbereich besitzt Vorteile aufgrund der geringeren Störanfälligkeit, der höheren Datenraten, der gesicherten Datenübertragung sowie der Tatsache, dass durch den Einsatz der RS-485-Schnittstelle, je nach Datenrate, Übertragungswege bzw. Leitungslängen von mehreren hundert Metern erreicht werden können.

In einigen Pilotstudien wurde der Datenaustausch via M-Bus per Funk und Kabel kombiniert.<sup>153</sup> Dabei bot sich die Kabelverbindung genau immer dann an, wenn sich die M-Bus-Schnittstelle mit dem Smart Meter Gateway in unmittelbarer Nähe zur Messeinrichtung befand. Demgegenüber hatte die Funkanbindung Vorteile, wenn die Zähler in getrennten Räumen lagen.

---

<sup>148</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, Electrical Characteristics of Generators and Receivers for 2421 Use in Balanced Multipoint Systems, ANSI/TIA/EIA-485-A-98, 1983/R2003.

<sup>149</sup> Plate, 2007.

<sup>150</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 54.

<sup>151</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-3, Version 1.0, 2013.

<sup>152</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 46f.

<sup>153</sup> Vgl. dazu Tabelle 5.

## Kommunikationstechnologien für die HAN-Kommunikation

---

Gemäß den technischen Richtlinien TR 03109-1 muss das SMGW für die Kommunikation mit den Verbrauchern sowie den steuerbaren Systemen im HAN über mindestens eine Schnittstelle verfügen. Diese Schnittstelle muss dabei als Ethernet-Schnittstelle ausgelegt sein und Geschwindigkeiten von mindestens 10 Mbit/s bereitstellen. Die Absicherung der Kommunikation erfordert TLS.

Optional können weitere HAN-Schnittstellen, sofern sie den obigen Anforderungen genügen, am Smart Meter Gateway bereitgestellt werden. Dabei kann u.a. auf WLAN und Powerline (PLC) als Übertragungstechnologie zurückgegriffen werden:

- ▶ WLAN ist ein weit verbreitetes Funknetzwerk, welches unter Verwendung des Transmission Control Protocol (TCP) eine sichere, virtuelle Datenverbindung zwischen dem Smart Meter Gateway und den Geräten der Endverbraucher aufbaut, diese kontrolliert und bei Verlust von Daten gegebenenfalls Datenpakete erneut versendet. Dabei verfügt die Übertragungstechnologie über Verschlüsselungsverfahren wie WPA und AES sowie über eine ausreichend hohe Bandbreite um den Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit aus dem BSI Schutzprofil gerecht zu werden. Die Übertragungsgeschwindigkeit von 54 Mbit/s ist prinzipiell für die Nahkommunikation mehr als ausreichend, dennoch hängen die WLAN Übertragungsraten stark von der Anzahl der Teilnehmer, der Funk- bzw. Netzabdeckung und insbesondere von der Übertragungstrecke ab, weshalb entsprechende Störungen, Ausfälle und Verlangsamungen der Datenübertragung nicht ausgeschlossen werden können.
- ▶ Probleme hinsichtlich der Netzabdeckung können mit der Inhouse-Variante der Powerline Technologie (PLC) überwunden werden. Während die TCP/IP Fähigkeit für die Fernkommunikation nicht gegeben ist, kann Inhouse PLC im Rahmen der Nahkommunikation über eine TCP/IP Infrastruktur kommunizieren. Damit verfügt PLC in diesem Bereich grundsätzlich über die gleichen Möglichkeiten der Sicherheitsmechanismen wie WLAN. Der Grund hierfür liegt an der hohen Bandbreite (bis zu 200 Mbit/s), die sich für die kurzen Übertragungstrecken über das Stromkabel realisieren lässt. Ferner kann mit Inhouse PLC direkt auf die vorhandene Infrastruktur der Stromnetze zurückgegriffen werden, weshalb die Kosten für die Implementierung von PLC relativ gering zu bewerten sind. Dennoch fallen auch hier Kosten für die Verkabelung der Verbrauchsgeräte mit dem Smart Meter Gateway an.

Die Ergebnisse für die Analyse der Nahübertragungsmöglichkeiten können der nachfolgenden Abbildung (Abb. 7) entnommen werden.

Abbildung 7: Technische Bewertung von Kommunikationstechnologien für die Nahkommunikation

Übertragungstechnologien für die Nahkommunikation		
	Drahtgebunden	drahtlos
	RS-485	Wireless M-Bus
LMN-Kommunikation	<b>Vorteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Unempfindlich gegenüber Störungen</li> <li>▶ sichere Datenübertragung</li> <li>▶ Hohe Datenübertragungsraten</li> <li>▶ Hohe Leitungslängen</li> </ul>	<b>Vorteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ hohe Teilnehmerzahl</li> <li>▶ einfache Implementierung</li> <li>▶ Interoperabilität mit zukünftigen Smart Home Anwendungen</li> </ul>
	<b>Nachteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ begrenzte Teilnehmeranzahl</li> <li>▶ Zusatzaufwand durch Inhouse-Verkabelung</li> </ul>	<b>Nachteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ häufig schlechte Empfangsqualität in Keller-räumen</li> <li>▶ relativ kurze Übertragungsstrecken</li> </ul>
	Powerline (PLC)	W-LAN
HAN-Kommunikation	<b>Vorteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ flächendeckende Verfügbarkeit der Übertragungskabel (vorhandene Stromnetzinfrastruktur)</li> <li>▶ hohe Bandbreite / Übertragungskapazität</li> </ul>	<b>Vorteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ hohe Kompatibilität</li> <li>▶ hohe Daten- und Übertragungssicherheit (verloren gegangene Pakete werden erneut gesendet)</li> </ul>
	<b>Nachteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zusatzaufwand durch Inhouse-Verkabelung</li> </ul>	<b>Nachteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ häufig Probleme bei der Funkabdeckung</li> <li>▶ relativ kurze Übertragungsstrecken</li> </ul>

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Treibert und Doumen 2012<sup>154</sup>

### 3.2.3 IT-Systeme

Die Einführung von intelligenten Messsystemen macht zum Teil umfassende Anpassungen und Neuentwicklungen bei den Geschäftsprozessen und IT-Systemen der verschiedenen Marktteilnehmer (Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Energielieferant etc.) notwendig. Insbesondere im Fall eines flächendeckenden Rollouts sind die bisherigen Systeme und relevanten Prozesse häufig nicht auf die nun neu zu verarbeitenden Daten ausgelegt. Daher müssen die bestehenden IT-Systeme in ihrer Leistungsfähigkeit und ihrem Funktionsumfang ausgebaut werden (vgl. hierzu und im Folgenden Capgemini 2010<sup>155</sup>, Umetriq 2011<sup>156</sup> sowie Horváth & Partners 2010<sup>157</sup>).

Für den Betrieb eines intelligenten Messsystems sind grundsätzlich die folgenden drei inhaltlich voneinander abgrenzbaren Funktionen notwendig:

- ▶ Empfang und Aufbereitung der Daten
- ▶ Verwaltung und Organisation der intelligenten Messsysteme sowie
- ▶ Speicherung und Auswertung der Daten

Neben diesen neuen Funktionen für den Betrieb intelligenter Messsysteme müssen auch die Funktionen der bestehenden Backend-Systeme der Marktteilnehmer angepasst bzw. mit der Infrastruktur intelligenter Messsysteme verknüpft werden. Darüber hinaus entsteht Anpassungsbedarf bei der Hardware. Die vor-

<sup>154</sup> Vgl. Doumen, Sascha; Treibert, Rene, 2012.

<sup>155</sup> Capgemini Consulting: Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung, 2010.

<sup>156</sup> Umetriq: Der Weg zu einer zukunftsfähigen IT-Unterstützung im Messwesen, 2011.

<sup>157</sup> Horváth & Partners: Smart-Metering-Studie 2010, 2010.



handenen Speichermedien und Server sind nicht in der Lage, die zusätzlichen Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen sowie ein stark steigendes Datenvolumen, das es zu verarbeiten und zu speichern gilt, zu bewältigen. Für die weiteren Betrachtungen lässt sich somit der Anpassungsbedarf in der IT, in drei Bereich unterscheiden:

1. Neu einzuführende IT-Systeme für intelligente Messsysteme

- ▶ Head End System (HES) für den Empfang und die Aufbereitung der Daten der intelligenten Messsysteme
- ▶ Meter Management System (MMS) für die Verwaltung und Organisation der intelligenten Messsysteme
- ▶ Meter Data Management System (MDM) für die Speicherung und Auswertung der Daten der intelligenten Messsysteme

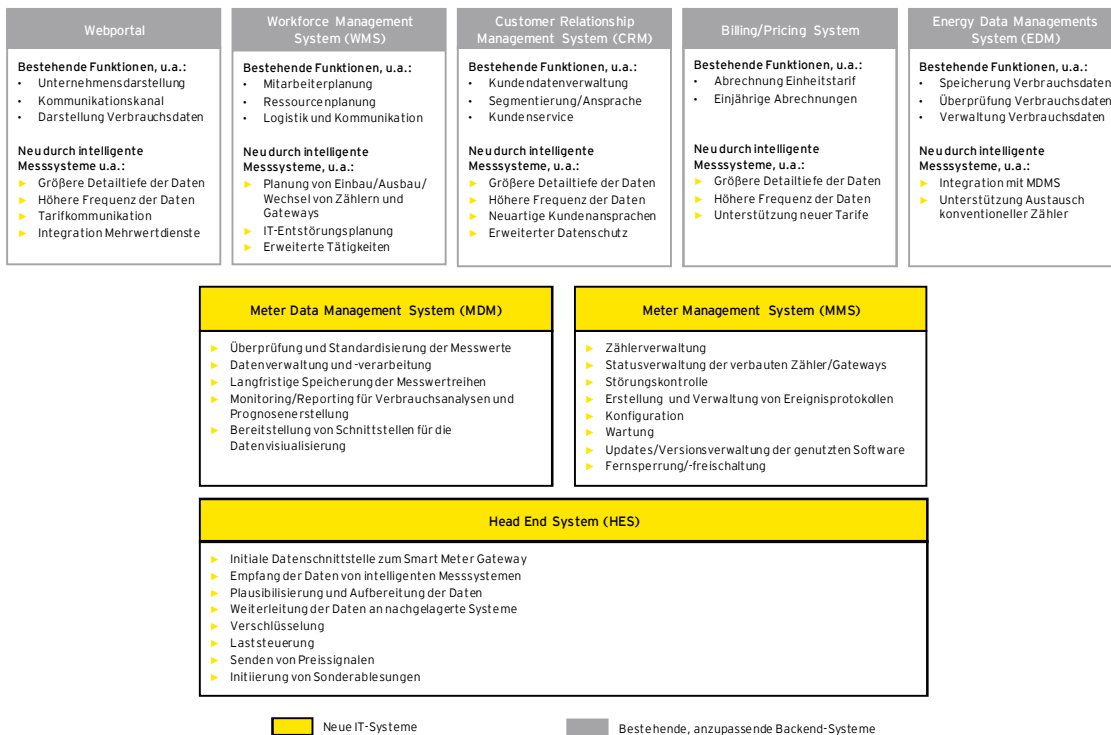
2. Bestehende, anzupassende Backend-Systeme

- ▶ Webportal
- ▶ Workforce Management System (WMS)
- ▶ Customer Relationship Management System (CRM)
- ▶ Billing System
- ▶ Energiedaten Management System (EDM)
- ▶ Weitere Systeme

3. Hardware

Bezüglich der ersten beiden Punkte bildet die Abbildung 8 die Grundlage für die weitere Analyse und zeigt dazu einen Überblick über die anzupassenden Systeme und Funktionalitäten:

Abbildung 8: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme für intelligente Messsysteme



## Neu einzuführende IT-Systeme

---

Die Einführung von intelligenten Messsystemen erfordert die Implementierung der folgenden, bisher i.d.R. nicht bestehenden Systeme:

### a) Head End System (HES)

Das HES bildet die initiale Schnittstelle der IT eines Marktteilnehmers mit den angeschlossenen, externen Systemkomponenten des gesamten intelligenten Messsystems. Es sammelt und plausibilisiert kontinuierlich die durch das SMGW an den MSB gesendeten Daten. Dabei werden die empfangenen Messwerte grundsätzlich überprüft und potentielle Ausreißer identifiziert.

Im Anschluss an die Plausibilisierung und Aufbereitung werden relevante Daten an nachgelagerte intelligente Messsysteme weitergeleitet. So werden beispielsweise Messwerte, Zählerzustandsdaten, Fehlerprotokolle, etc. an das MMS oder das MDM übermittelt, wo diese dann weiter verarbeitet und gespeichert werden.

Je nach Ausführung und bestehender IT-Infrastruktur besitzen Head End Systeme Sicherheitselemente, die einen Schutz vor manipulierten Daten und Angriffen auf das Gesamtsystem bieten. Gerade vor dem Hintergrund der Anforderungen des BSI an Datenschutz und Datensicherheit sollte das Head End System in der Lage sein, im Rahmen der WAN-Kommunikation mit dem SMGW sowohl verschlüsselte Daten zu senden als auch vom SMGW empfangen zu können. Zugleich muss sichergestellt werden, dass auch der Übertragungsweg den Sicherheitsstandards des BSI genügt.

Eine weitere Funktion, die vom Head End System unterstützt werden muss, ist die Laststeuerung. So muss das Head End System in der Lage sein, Messwerte mit Zeitstempel zur Lastverteilung zwischen zu speichern.<sup>158</sup>

Das System muss auch in der Lage sein, Informationen zu Tarifberechnungen mittels Preissignalen an das SMGW weiterzuleiten, falls etwa der Energielieferant Anreize zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens an den Endverbraucher kommunizieren möchte. Da dies eine explizite Anforderung des BSI an intelligente Messsysteme ist und dementsprechend auch im SMGW implementiert wird, ist sicherzustellen, dass diese Funktionalität auch im IT-System des Marktteilnehmers unterstützt wird.

Neben der bereits beschriebenen kontinuierlichen Ablesung und Verarbeitung von Daten, unterstützt das Head End System auch Sonderablesungen. Diese Funktion wird beispielsweise bei außerplanmäßigen Ablesungen - wie etwa bei einem Kundenwechsel - benötigt, um abrechnungsrelevante Daten oder Zählerinformationen verarbeiten und an nachgelagerte Systeme weiterleiten zu können.

### b) Meter Management System (MMS)

Ein Meter Management System (MMS) steuert, überwacht und verwaltet die in der Fläche verbauten intelligenten Messsysteme der Endverbraucher. Im Einzelnen stellt das MMS eine Übersicht über den Status und die Datenlieferungen der Zähler sowie der Gateways bereit und verwaltet die relevanten Informationen (z. B. Betriebsstatus, Benachrichtigungen, Protokolle, etc.).

Im Falle von Fehlern, Störungen oder Systemausfällen werden Daten zu den betroffenen intelligenten Messsystemen erfasst und verarbeitet. Der Smart Meter Gateway Administrator kann dann potentielle Störungen identifizieren, Fehlerursachen analysieren und zentral geeignete Maßnahmen zur Entstörung veranlassen. Zusätzlich werden vom MMS weitere gerätespezifische Ereignisse (z.B. Manipulation, Beschädigung, etc.) erfasst und in Form eines Protokolls vom SMGW empfangen.

In der Rolloutphase der intelligenten Messsysteme übernimmt das MMS auch die Funktion der Konfiguration von Endgeräten. Dies umfasst insbesondere die Erstkonfiguration, in der beispielsweise Einstellungen bezüglich Zählervariante, Anschlussform, Kundenart, etc. festgelegt werden. Falls erforderlich, können zudem im laufenden Betrieb Konfigurationsanpassungen zentral durchgeführt werden.

Zu Wartungszwecken werden vom MMS wartungsrelevante Informationen wie etwa Einbauzeitpunkt, Eichdauer, etc. verarbeitet bzw. gespeichert und zugleich dazu genutzt, andere Marktteilnehmer über bevorstehende Aktionen zu informieren. Bei einer Wartung werden die benötigten Informationen dem Service-Techniker bereitgestellt und Änderungen gespeichert. Mit Einführung der intelligenten Messsysteme kann die Wartung auch per Remote, d.h. ohne persönliches Erscheinen vor Ort erfolgen.

---

<sup>158</sup> Vgl. dazu Aichele & Doleski, 2012, S. 311.

Ähnlich verhält es sich auch mit Software-Aktualisierungen der Hardwarekomponenten intelligenter Messsysteme. Während bei elektronischen Zählern zum Teil ein Austausch oder Update vor Ort durchgeführt wurde, soll in Zukunft das Aktualisieren der Software per Remote möglich sein. Das MMS übernimmt dabei die Rolle eines zentralen Update-Systems über das verschiedene Versionen von Software verwaltet und an verbaute intelligente Messsysteme übertragen werden.

Zusätzlich ist es technisch möglich, dass das MMS auch die Funktion einer Fernsperrung und -freischaltung von Zählern übernehmen kann. Hierbei kann der Marktteilnehmer auch ohne den Einsatz von Technikern vor Ort Geräte in Betrieb nehmen oder abschalten.

### c) Meter Data Management System (MDM)

Das MDM bildet den Kern der IT-Infrastruktur intelligenter Messsysteme und übernimmt darin in erster Linie die Validierung, Verarbeitung, Speicherung und langfristige Bereitstellung der fernausgelesenen Messwerte. Es ist insofern als eine Weiterentwicklung bestehender EDM (Energiedatenmanagement) und ZFA (Zählerfernauslese) Systeme zu verstehen.

Die eintreffenden Messwertreihen der Zähler werden zunächst auf fehlende Einträge, offensichtliche Fehler und ungewöhnliche hohe oder niedrige Werte hin überprüft. Sollten entsprechende Extremwerte gefunden werden, sind diese nach erfolgter Überprüfung durch normalisierte Messwerte zu ersetzen. Hierfür ist eine Analyse des jeweiligen Kunden und seines typischen Energieverbrauchs notwendig.

Das MDM System muss zudem Funktionen für das Monitoring und Reporting von Informationen unterstützen und stellt damit für autorisierte Marktteilnehmer die Datengrundlage zur Erstellung von Verbrauchsprognosen und weitergehenden Analysen bereit. Um diese Anforderungen für eine große Zahl an Daten erfüllen zu können, muss ein MDM System neben der entsprechenden Leistungsfähigkeit auch über ausreichend Speicherplatz verfügen, damit es die Daten redundant und ausfallsicher verwalten kann.

Damit verbrauchs- und abrechnungsrelevante Informationen auch von den Endkunden eingesehen werden können, ist es erforderlich, dass das System eine Schnittstelle zur Datenvisualisierung bereitstellt. Webportale des Marktteilnehmers oder auch Anwendungen von sonstigen Dienstleistern bzw. Anbietern von Mehrwertdiensten können damit beispielsweise über einen Web-Service auf kundenbezogene Daten zugreifen und dem Verbraucher anhand verschiedener Endgeräte (z. B. PC, Tablet, Smartphone) diese grafisch aufbereitet darstellen.

## Bestehende, anzupassende Backend-Systeme

---

Neben den bisher beschriebenen, neu einzuführenden Systemen sind die folgenden, bereits bestehenden Backend-Systeme der Marktteilnehmer anzupassen:

### a) Webportal

Webportale dienen den Marktteilnehmern grundsätzlich als Internetpräsenz zur Eigendarstellung der durch sie ausgeübten Tätigkeiten sowie zur Präsentation des Produktportfolios und der angebotenen Dienstleistungen. Zusätzlich können Webportale auch als Kommunikations- und/oder Absatzkanal gegenüber Endverbrauchern genutzt werden um Produkte und Services zielgerichtet anzubieten. Des Weiteren nutzen viele Anbieter bereits heute die Möglichkeit, ihren Kunden über das Internet verbrauchs- und abrechnungsrelevante Daten zur Verfügung zu stellen.

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen und der damit einhergehenden steigenden Granularität der kundenbezogenen Daten ist davon auszugehen, dass auch die Möglichkeiten zur Abbildung dieser Werte über das Webportal komplexer werden. Dies betrifft sowohl die Detailtiefe des Verbrauchsverhaltens (z.B. Verbrauch nach Uhrzeit) als auch Informationen bezüglich der Eigenerzeugung von Energie über Einspeise-Anlagen (z.B. erwirtschaftete Einnahmen aus steuerbaren PV-Anlagen des Kunden). Zudem werden durch die höhere Frequenz der Datenübermittlung mehr Informationen durch das Webportal verarbeitet, sodass auch hier Anpassungen seitens der Marktteilnehmer erforderlich sind.

Im Rahmen der Tarifkommunikation eröffnen sich für die Anbieter völlig neue Möglichkeiten, da nun auf Grundlage von innovativen Produkten auch zeit-, last- oder ereignisvariable Tarife angeboten und über das Webportal vertrieben werden können. Neben der Möglichkeit zum Online-Abschluss der neu-

en Tarife können Webportale dazu verwendet werden, weitere intelligente messsystemnahe Dienste (z.B. Smart Home Produkte) anzubieten.

#### **b) Workforce Management System (WMS)**

WMS dienen der Optimierung von Mitarbeiterinsatz und Ressourcenverwendung. Dies betrifft sowohl die Koordination der Mitarbeiter im Außendienst (Installateure, Service-Techniker) als auch den optimalen Einsatz von zusätzlich benötigten Ressourcen wie etwa Fahrzeugen, Installationsgeräten, etc. Auch im Rahmen der Logistik übernimmt das WMS eine koordinierende Rolle und ist verantwortlich für eine bedarfsgerechte Verteilung der zu verbauenden Geräte. Neben dieser planungsunterstützenden Funktion verbessert das System den operativen Einsatz der vorhandenen Ressourcen durch den Einsatz geeigneter Kommunikationssysteme wie etwa von Tablet Computern oder sonstigen mobilen Endgeräten.

Die Einführung eines intelligenten Messsystems führt zu zusätzlichen Arbeiten für Techniker, Installateure und weitere Service-Mitarbeiter, die den Ausbau alter Zähler und den Einbau neuer intelligenter Messsysteme vornehmen. Gerade zu Beginn des Rollouts ist ein höherer Arbeitsaufwand für Wartung, Instandhaltung und Entstörung der bereits verbauten Zähler zu erwarten. Dies erfordert eine umfangreichere und dynamische Planung der vorhandenen Ressourcen auf der Basis eines verbesserten WMS. Zusätzlich wird das veränderte Fähigkeiten-Profil der Mitarbeiter, die für Einbau, Wartung und den Betrieb intelligenter Messsysteme eingesetzt werden, zu weiteren Anpassungen des WMS führen.

#### **c) Customer Relationship Management Systeme (CRM)**

CRM-Systeme dienen grundsätzlich der Verarbeitung und Verwaltung sämtlicher Vertrags- und Kundendaten.

Beim MSB beinhaltet das CRM die Vertragsinformationen in Bezug auf seine Zählpunkte und Vertragspartner. Aus Sicht des Energievertriebs umfasst das CRM neben kundenbezogenen Stammdaten auch spezifische Verbrauchs- und Kaufverhaltensinformationen. Auf Basis dieser Informationen können mithilfe des CRM Systems kundenspezifische Profile erstellt und diese dann unterschiedlichen Segmenten zugeordnet werden. Je nach Präferenz, Zahlungsbereitschaft, Servicebedarf, etc. können damit durch geeignete Kommunikationsmaßnahmen gezielt Kundensegmente selektiert und im Rahmen von Kampagnen angesprochen werden. Im Hinblick auf den Kundenservice unterstützt das CRM System außerdem die Marktteilnehmer in der Bearbeitung von Kundenanfragen und Kundenbeschwerden über verschiedenste Kommunikationskanäle wie Call Center, Email oder Webportal.

Durch die Einführung intelligenter Messsysteme werden sich die in CRM Systemen vorhandenen Daten zu Kunden, deren Präferenzen sowie zum Verbrauchsverhalten sowohl in ihrer Menge als auch in ihrer Qualität verändern, da sowohl Detailtiefe als auch die Übertragungshäufigkeit der verfügbaren Daten deutlich zunehmen wird. Neben den damit einhergehenden höheren Anforderungen an die Datenverarbeitungs- und Datenspeicherkapazität sind die bestehenden Funktionen zum Datenschutz an die nun erhöhte Verfügbarkeit von kundenbezogenen Verbrauchsdaten anzupassen.

#### **d) Billing Systeme**

Billing Systeme werden von den Marktteilnehmern zur Abrechnung bezogener oder verkaufter Leistungen sowie zur Festlegung neuer Tarifmodelle im Rahmen der Preisgestaltung genutzt. Billing Systeme aggregieren und bereiten abrechnungsrelevante Informationen auf und initiieren anschließend den Inkassoprozess über die Rechnungserstellung. Hinsichtlich der Tarifierung lässt sich feststellen, dass derzeit die vorhandenen Systeme im Schwerpunkt auf einjährige Abrechnungen eines Einheitstarifes ausgelegt sind.

Die mit der Einführung intelligenter Messsysteme verbundenen neuen Abrechnungs- und Tarifierungsmöglichkeiten erfordern eine Anpassung und Aufwertung der vorhandenen Billing Systeme, um Elemente, die die zukünftig ggf. häufigeren Tarifanpassungen und kürzeren Abrechnungszyklen ermöglichen. Insbesondere die vom BSI geforderten neuen Tarifierungsvarianten (z. B. zeit-, last- oder ereignisvariable Optionen) stellen neue Anforderungen an die Preisgestaltung und erfordern eine Überarbeitung der existierenden Modelle.

#### **e) Energy Data Management Systeme (EDM)**

Energy Data Management Systeme (EDM) dienen den Marktteilnehmern zur Speicherung und Verwaltung der Energie-Verbrauchsdaten und stellen die aktuelle Datengrundlage für Analysen und Prognosen bereit. Das EDM kann als Pendant zu dem bereits beschriebenen Meter Data Management System

(MDM) verstanden werden. So werden in einem Energy Data Management System die Energiedaten verarbeitet, validiert, gespeichert und dem Anwender u.a. für Auswertungs- und Visualisierungszwecke bereit gestellt.

EDM-Systeme müssen alle Typen von Messwerten verarbeiten können. Dabei sollten sie in der Lage sein, große Datenmengen mit einer hohen Performance verwalten zu können und die Anforderungen des jeweiligen Marktteilnehmers an das Erfassen, Sammeln und Speichern von Energiemessdaten erfüllen. Während der Netzbetreiber beispielsweise Funktionen für die Netzanalyse und -planung benötigt, so erwartet der Energielieferant vertriebsorientierte Analysen und Auswertungsmöglichkeiten.<sup>159</sup>

Neben den bisher ausführlich dargestellten Backend-Systemen gibt es zahlreiche weitere Systeme, die von den Marktteilnehmern im Rahmen des IT-Gesamtsystems betrieben werden. Dazu zählen zum Beispiel unternehmensweite ERP-Systeme (z.B. SAP), Bilanzierungs-Systeme oder allgemeine Security-Systeme. Auch bei diesen Systemen führt der (flächendeckende) Einsatz intelligenter Messsysteme zu teilweise nicht unerheblichen Anpassungsbedarf.

### **Zuordnung der vorzunehmenden Anpassungen zu den Marktteilnehmern**

---

Bei der Betrachtung des Anpassungsbedarfs von IT-Systemen ist eine differenzierte Analyse nach Marktrollen notwendig. Dabei kann diese Bewertung nur indikativ erfolgen, da der jeweilige Anpassungsbedarf sehr stark von der individuellen Ausgangssituation (vorhandene IT-Infrastruktur) und dem gewählten Geschäftsmodell des Unternehmens abhängt. Im Wesentlichen werden die folgenden Marktrollen tangiert werden:

- ▶ Messstellenbetreiber (MSB)
- ▶ Energielieferant
- ▶ Verteilnetzbetreiber (VNB)
- ▶ Erzeuger
- ▶ Energiehandel

Der Messstellenbetreiber nimmt dabei eine besondere Rolle ein, da er als „Betreiber“ intelligenter Messsysteme den größten Anpassungsbedarf hat. Dies betrifft sowohl das Head End System als zentrale Schnittstelle zum SMGW, das MMS zur Verwaltung und Organisation der intelligenten Messsysteme als auch das MDM für die Speicherung und Auswertung der Daten. Im Bereich der bestehenden Backend-Systeme ergeben sich größere Anpassungen im WMS und ggf. mittlere Veränderungen im Webportal und Billing-Bereich.

Als direkte Schnittstelle zum Endkunden hat der Energielieferant ebenfalls umfassende Anpassungen im Bereich der bestehenden Backend-Systeme vorzunehmen. Die größten Anpassungen sind im CRM System sowie im Bereich der Abrechnung und Tarifierung notwendig. Daneben besteht größerer Anpassungsbedarf beim Webportal, das in einer intelligenten Energiezukunft deutlich mehr Informationen verarbeiten und darstellen wird.

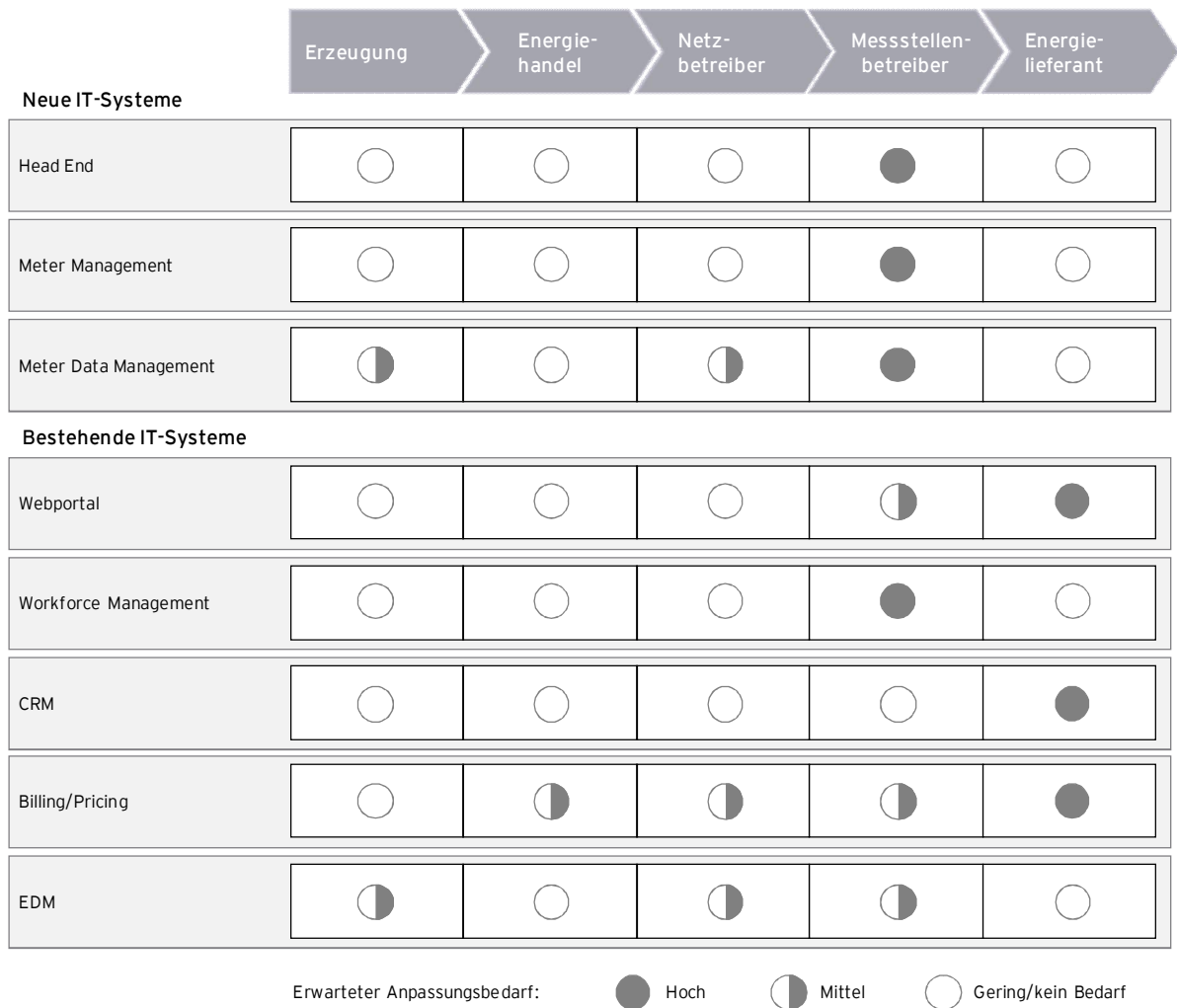
Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Netzinfrastruktur und hat damit ein Interesse an einer optimalen Auslastung der Netze. Es wird daher entsprechende Schnittstellen zum Meter Data Management System aufbauen, um netzdienliche Informationen verarbeiten zu können. Ein zusätzlicher Aufwand dafür findet sich auch in der Anpassung des bereits bestehenden Energy Data Management Systems. Sollte es zukünftig zu einer Änderung der Netzentgeltstrukturen mit einer Einführung einer Leistungskomponente bei Letztverbrauchern kommen, so sind für die Abrechnung der Netzentgelts erhebliche Anpassungen im Billing System durchzuführen.

Erzeugung und Energiehandel haben im Allgemeinen einen geringen Anpassungsbedarf in ihren IT-Systemen, da sie heute nur auf aggregierte Verbrauchsdaten zurückgreifen. Durch einen stärkeren - insbesondere bei einem flächendeckenden Einsatz - intelligenter Messsysteme werden sich jedoch auch in diesen Bereichen neue Geschäftsmodelle durchsetzen, die auf individuelle Verbrauchsdaten zurückgreifen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere auf das Geschäftsmodell des Aggregators hingewiesen, der sowohl Erzeugungs- als auch Nachfragemenge bündelt.

---

<sup>159</sup> Aichele & Doleski, 2012, S. 314f.

Abbildung 9: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme für intelligente Messsysteme



Quelle: Ernst & Young

### Hardware

Bzgl. der Hardware entsteht ein zusätzlicher Investitionsbedarf zum einen aufgrund des deutlich ansteigenden Datenbedarfs, zum anderen aufgrund erhöhter IT-Sicherheits- und IT-Systemanforderungen.

Jede Einzelmessung umfasst ca. 250 Byte Rohdaten.<sup>160</sup> Bei einer 15-minütigen Ablesung der Zählerdaten und 1 Mio. Zählpunkten ergibt sich eine Datenmenge von ca. 8 Terabyte. Die Herausforderung liegt dabei weniger in der Datenspeicherung, als vielmehr in der Bereitstellung von entsprechend leistungsfähigen Rechnerkapazitäten, um dieses Datenvolumen auch sinnvoll und kurzfristig auswerten zu können.

Zusätzlicher Hardwarebedarf wird vielfach in der Anschaffung von Security-Servern sowie eines eigenen Servers für die Rolle des Smart Meter Gateway Administrators gesehen.<sup>161</sup>

### 3.3 Auswahl und Bewertung relevanter Systemvarianten

Im diesem Kapitel werden aus der Vielzahl möglicher und denkbarer Kombinationsmöglichkeiten von Zähler- und Kommunikationstechnologien diejenigen konkreten Ausprägungen intelligenter Messsysteme ausgewählt, die im Folgenden näher betrachtet und analysiert werden (Systemvarianten).

<sup>160</sup> Aichele & Doleski, 2012, S. 311.

<sup>161</sup> So z.B. Landis & Gyr: Anforderungen an die technischen Messsysteme und deren Umsetzung, 2012, S. 16.

### 3.3.1 Auswahl und Beschreibung der Systemvarianten

Das BSI-Schutzprofil und die Technischen Richtlinien geben lediglich eine logische Architektur für ein intelligentes Messsystem vor.<sup>162</sup> Von der logischen Architektur ist die konkrete bautechnische Systemarchitektur zu unterscheiden, die sich in physischen Produkten ausprägt. Aus der Kombination der verschiedenen Zählertechnologien, dem Kommunikationsmodul und Kommunikationstechnologien, sowie IT-Systemen und -komponenten lässt sich so eine Vielzahl an - theoretisch denkbaren - bautechnischen Ausprägungen von intelligenten Messsystemen ableiten, die im Folgenden als Systemvarianten bezeichnet werden.

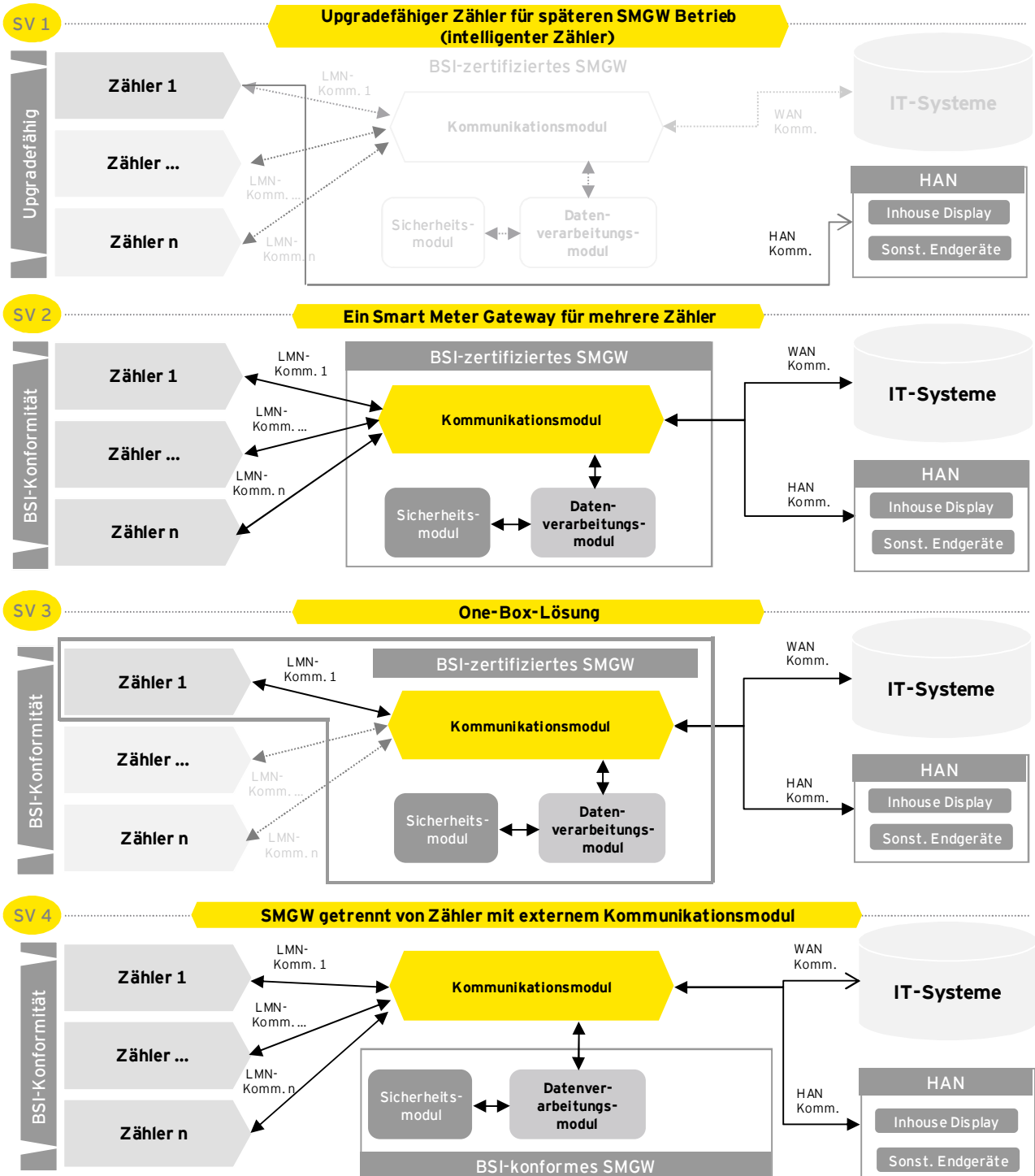
Für die weiteren Betrachtungen sind nur diejenigen Systemvarianten heranzuziehen, die den gesetzlichen Anforderungen des EnWG und insbesondere den Anforderungen des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinien entsprechen. Danach sind die folgenden vier Systemvarianten für einen Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland unter dem derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen relevant (s. Abbildung 10):

- ▶ Systemvariante 1 (SV1): Upgradefähiger Zähler für späteren SMGW Betrieb (intelligenter Zähler)  
Diese Variante spiegelt die Möglichkeit des § 21c Abs. 5 EnWG wieder, in einer ersten Phase upgradefähige Zähler einzubauen und diese ggf. in einer zweiten Phase mit einem nach BSI-Schutzprofil und Technischer Richtlinie zertifizierten Smart Meter Gateway auf ein intelligentes Messsystem aufzurüsten.
- ▶ Systemvariante 2 (SV2): Smart Meter Gateway und Zähler getrennt  
Hierbei werden die sicherheitsrelevanten Bauteile des Gateways, das Sicherheitsmodul und das Kommunikationsmodul in einem Gerät verbaut. An dieses Gerät können mehrere Zähler angeschlossen werden, die alle von SMGW, Sicherheitsmodul und Kommunikationsmodul getrennt verbaut sind. Die Datenverarbeitung und Kommunikation der Messwerte der verschiedenen Zähler finden auf einem Gateway statt.
- ▶ Systemvariante 3 (SV3): One-Box-Lösung  
Es ist außerdem möglich, einen oder mehrere Zähler zusammen mit dem Gateway, dem Sicherheitsmodul und dem Kommunikationsmodul in ein versiegeltes Gehäuse zu verbauen. Die Kommunikation vom Zähler zum Gateway muss allerdings auch in diesem Fall verschlüsselt werden. Zusätzlich muss - wie bei jedem Gateway - eine externe Funkschnittstelle (Wireless MBus) zur Verbindung mit weiteren Zählern vorhanden sein. Hierüber wird die Möglichkeit geschaffen, mit weiteren Zählern verschlüsselt kommunizieren zu können, die sich außerhalb des Gehäuses in dem das Gateway verbaut wurde befinden.
- ▶ Systemvariante 4 (SV4): Smart Meter Gateway getrennt von Zählern und externem Kommunikationsmodul  
Diese Bauweise zeigt, dass Funktionalitäten prinzipiell auch außerhalb des Gateways verbaut werden dürfen. Ein Beispiel hierfür sind die Kommunikationsfunktionen des Gateways. Solange die Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit wie etwa die Trennung der Netze, die Verschlüsselung der Daten und Integrität der Datenübertragung, etc. erfüllt werden, ist es möglich, ein externes Kommunikationsmodul zu verwenden, so dass sich nur Gateway und Sicherheitsmodul als eine bautechnische Einheit ergeben.

---

<sup>162</sup> "It should be noted that this Protection Profile does not aim to imply any concrete system architecture or product design as long as the security requirements from this Protection Profile are fulfilled. Only in cases where the implementation of the Security Functional Requirements will definitely require a certain architecture, this architecture is described in this PP in a mandatory way. It will also be possible to combine the functionalities of Gateway and Meter into one or more modules and devices.", BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2013.

Abbildung 10: Übersicht zu den relevanten Systemvarianten



Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an BSI

Entscheidend für die Definition und Abgrenzung der Systemvarianten sind somit lediglich die Technologien der Messeinrichtung (Zähler), das SMGW und das Kommunikationsmodul. Die verwendeten Kommunikationstechnologien sowohl im Nah- als auch im Weitverkehrsbereich werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet, da sie grundsätzlich unabhängig von der Systemarchitektur (Messeinrichtung, SMGW, Kommunikationsmodul) eingesetzt werden können/müssen. Gleiches gilt für die IT-Systeme und -komponenten, die ebenfalls weitestgehend unabhängig von der Zählertechnologie, dem SMGW und dem Kommunikationsmodul betrachtet werden können.



### 3.3.2 Bewertung der Systemvarianten

Die vier Systemvarianten werden nachfolgend einer qualitativen Bewertung unterzogen. Dabei werden die Vor- und Nachteile der jeweiligen Architekturen anhand der folgenden drei Bereiche betrachtet:

- ▶ Einbau und Systemausstattung
- ▶ Kommunikation und Datenübertragung
- ▶ Betrieb und Wartung

Eine wirtschaftliche Betrachtung der verschiedenen Systemvarianten erfolgt später im Rahmen der Kosten- und Nutzenbewertungen (s. Kapitel 6 und 7).

#### **Einbau und Systemausstattung**

---

Hinsichtlich des Einbaus unterscheiden sich die Architekturen vor allem im Umfang der für die Inbetriebnahme erforderlichen Vorarbeiten am Zählerschrank (z.B. Installation von vorgefertigten Steckplätzen und Trägerplatten, Bohr- und Kabelarbeiten oder die Entsorgung bzw. Aufrüstung alter Zählleinrichtungen). Weitere Unterschiede können in der Geräteinstallation selbst und dem Konfigurationsaufwand der neuen Systeme bestehen (z.B. die Anzahl der An- und Rückfahrten). Die für das Gesamtsystem notwendige Anzahl an Geräten bildet ein weiteres Unterscheidungsmerkmal und steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Systemausstattung.

#### **Kommunikation und Datenübertragung**

---

Mit der Auswahl und anschließenden Installation der Systeme ergeben sich gleichzeitig bestimmte, variantenspezifische Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur. Die Bewertung von Übertragungskapazität, Bandbreite, Stabilität und Übertragungssicherheit der jeweils zu betrachtenden Kommunikationstechnologien steht hierbei im Vordergrund.

#### **Betrieb und Wartung**

---

In diesem Bereich sollen die Unterschiede, die während des Betriebs der jeweiligen Systemvariante entstehen, analysiert werden. Dies betrifft sowohl die anfallenden Wartungsarbeiten bzw. Austauschprozesse als auch die verschiedenen Sicherheitsaspekte je Variante. Des Weiteren werden auch die Unterschiede im Umfang eventueller Mehrarbeiten beim Ausfall einzelner Komponenten betrachtet.

In der nachfolgenden Tabelle 7 werden die Vor- und Nachteile der jeweiligen Systemvarianten für die angeführten Bereiche dargestellt.

Tabelle 7: Die Vor- und Nachteile der Systemvarianten im Überblick

	Einbau und Systemausstattung	Kommunikation und Datenübertragung	Wartung und Betrieb
Systemvariante 1: Upgradefähiger Zähler für späteren SMGW Betrieb (Intelligenter Zähler)	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höhere Flexibilität bei gleichzeitiger Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben</li> <li>▶ Neuentwicklungen sowie Pilotstudien können abgewartet und später für die Auswahl einer geeigneten kommunikativen Einbindung berücksichtigt werden</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höherer Installationsaufwand aufgrund des phasenweisen Einbaus</li> <li>▶ Spätere Verfügbarkeit der vollen Funktionalitäten intelligenter Messsysteme</li> </ul>	<p><b>Bemerkung:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Kriterien werden erst nach Vollausrüstung bzw. Aufrüstung der Systeme relevant. In Abhängigkeit von der Aufrüstungsart siehe Vor- und Nachteile der Systemvarianten 2-4!</li> </ul>	<p><b>Bemerkung:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Kriterien werden erst nach Vollausrüstung bzw. Aufrüstung der Systeme relevant. In Abhängigkeit von der Aufrüstungsart siehe Vor- und Nachteile der Systemvarianten 2-4!</li> </ul>
Systemvariante 2: Smart Meter Gateway und Zähler getrennt	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringerer Gerätebedarf: Ein Gateway verarbeitet die Daten mehrerer Zähler</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höhere Komplexität beim Einbau: Installation und Konfiguration jedes einzelnen Zählers erforderlich</li> </ul>	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Weniger Teilnehmeranschlüsse: Nur ein hausinterner Telekommunikationsanschluss nötig (Haus-IP-Anschluss)</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höhere Anforderung an Bandbreite aufgrund gebündelter Datenübertragung</li> <li>▶ Höhere Anforderung an Übertragungssicherheit: Ausfall des Gateway kann zur Unterbrechung der gesamten Kommunikation für alle Zähler führen</li> </ul>	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringerer Wartungsaufwand: Gateway unabhängig von Zähler austauschbar</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringere Anpassungsfähigkeit an Technologiewechsel, da Gateway und Kommunikationsmodul in einer Einheit verbaut sind</li> </ul>
Systemvariante 3: One-Box-Lösung → Ein Gateway und Gehäuse (One-Box) je Zähler	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringere Komplexität beim Einbau</li> <li>▶ Möglichkeit der Vorkonfiguration des Systems beim Hersteller sowie Einbau mittels Steckverbindung</li> <li>▶ Höhere Manipulationssicherheit: Zusätzlicher physischer Schutz des Zählers inkl. Geräteversiegelung</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höherer Gerätebedarf: Ein Gateway und Gehäuse (One-Box) je Zähler</li> <li>▶ Höherer Material- und Arbeitsaufwand bei Erstmontage: Für die Nutzung der Steckverbindung ist ein zusätzlicher Adapter erforderlich</li> </ul>	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höhere Übertragungssicherheit: Physischer Schutz der Kommunikation zwischen Zähler und Gateway</li> <li>▶ Geringere Anforderung an Bandbreite: Gesamte Bandbreite der Übertragungstechnologie steht für einen Zähler zur Verfügung</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Mehrere Teilnehmeranschlüsse: Jeweils ein Telekommunikationsanschluss je Zähler und Verbraucher erforderlich (Kunden-IP-Anschluss)</li> </ul>	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Einfacherer Austausch der One-Box aufgrund der Möglichkeit der Steckverbindung</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höherer Wartungsaufwand: Bei Defekt einer Komponente muss die One-Box gegebenenfalls geöffnet werden</li> <li>▶ Zusätzlicher Aufwand für Updates/Softwareaktualisierung bei mehreren One-Box-Geräten</li> </ul>
Systemvariante 4: Smart Meter Gateway getrennt von Zählern und externem Kommunikationsmodul	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringer Gerätebedarf: Ein Kommunikationsmodul für mehrere Gateways sowie ein Gateway für mehrere Zähler</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höhere Komplexität beim Einbau: Zusätzliche Prozesse aufgrund der Installation mehrerer Komponenten</li> </ul>	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Weniger Teilnehmeranschlüsse: Nur ein hausinterner Telekommunikationsanschluss auch bei mehreren Gateways nötig (Haus-IP-Anschluss)</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höhere Anforderung an Bandbreite aufgrund gebündelter Datenübertragung über ein Kommunikationsmodul</li> <li>▶ Höhere Anforderung an Übertragungssicherheit: Ausfall des Kommunikationsmoduls führt zur Unterbrechung der gesamten Kommunikation für alle Zähler</li> <li>▶ Niedrigere Übertragungssicherheit: Kein physischer Schutz der Kommunikation zwischen Zähler und Gateway sowie zwischen Gateway und Kommunikationsmodul</li> </ul>	<p><b>Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Geringerer Wartungsaufwand: Alle Systemkomponenten (Zähler, SMGW und Kommunikationsmodul) unabhängig voneinander austauschbar</li> <li>▶ Höherer Anpassungsfähigkeit an Technologiewechsel, da Kommunikationsmodul, SMGW und Zähler modular verbaut werden</li> </ul> <p><b>Nachteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Höherer Betriebsaufwand: Eigene Stromquelle sowie Updates der Firm- und Software je Systemkomponente erforderlich</li> </ul>

Quelle: Ernst & Young

## SV1: Upgradefähiger Zähler für späteren SMGW Betrieb (intelligenter Zähler)

Der Gesetzgeber hat mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 28. November 2012 die Voraussetzungen geschaffen, anstatt des Einbaus intelligenter Messsysteme den Einbau von intelligenten Zählern vorzusehen. Gemäß § 21c Abs. 5 EnWG kann eine Rechtsverordnung den Einbau von Zählern vorsehen, solange diese den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungsdauer widerspiegeln und später sicher in ein intelligentes Messsystem integriert werden können, welches den Anforderungen des Schutzprofils und den Technischen Richtlinien des BSI entspricht. Grundvoraussetzung ist, dass der Einbau technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist – insoweit gilt also der gleiche Maßstab, wie ihn das Energiewirtschaftsgesetz bereits für weitere Einbauverpflichtungen vorsieht.

In einer ersten Phase wird demgemäß durch den Einbau upgradefähiger Zähler die Grundstruktur für intelligente Messsysteme gelegt. In einer zweiten Phase werden die Zähler dann ggf. mittels eines SMGW zu einem intelligenten Messsystem aufgerüstet.

### ► 1. Phase: Intelligenter Zähler

Eine Änderung des Verbrauchsverhaltens beim Letztverbraucher kann nur über ein direktes Feedback erfolgen, das die tatsächlichen Verbräuche und die tatsächlichen Nutzungszeiten widerspiegelt. Daher ist ein abgesetztes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers vorteilhaft, wozu eine Inhouse-Kommunikationsverbindung benötigt wird.<sup>163</sup> In der ersten Phase können aufgrund der MID zurzeit keine speziellen Vorgaben an die Datenübertragung einer Messeinrichtung gestellt werden. Schutzprofile und Technische Richtlinien für die sichere Kommunikation von intelligenten Zählern müssen daher ausscheiden; die MID steht damit im offenen Konflikt zu anderen Richtlinien neueren Datums, wie die Richtlinie des Dritten Binnenmarktpakets und die Energieeffizienzrichtlinie, die allesamt von den Mitgliedstaaten den Rollout von „data protection by design“-Messsystemen fordern. Data protection by design kann allerdings nur außerhalb des Anwendungsbereichs der MID-Richtlinie für das SMGW über Schutzprofile und Technische Richtlinien eingefordert werden.

Diese Inkonsistenz im Europäischen Rechtsrahmen macht es daher äußerst kompliziert, sichere intelligente Messsysteme zu entwickeln. Denn notwendiger Bestandteil jedes Messsystems ist eine Messeinrichtung, die unter den Anwendungsbereich der MID-Richtlinie fällt und für die deshalb keinerlei technische Vorgaben zulässig sind. Technische Vorgaben wären allerdings notwendig, um aus einfachen MID-Messeinrichtungen sichere intelligente Zähler zu machen, für die beispielsweise ebenso Schutzprofile gelten wie für intelligente Messsysteme, womit ein vergleichbares Sicherheitsniveau erreicht werden könnte. Die Inhousedatenübertragung eines intelligenten Zählers ist entsprechend allgemeiner Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen auszugestalten. Die Kommunikationsverbindung von der Messeinrichtung zum Display müsste deshalb über einen verschlüsselten Zugang erfolgen. Zudem darf die Kommunikationsverbindung nur unidirektional ausgelegt sein und ausschließlich zur Information des Letztverbrauchers und nicht als Verbindung zum intelligenten Netz genutzt werden. Ansonsten wäre der intelligente Zähler kompromittiert und daher später nicht mehr auf ein BSI Schutzprofil konformes intelligentes Messsystem aufrüstbar. Sobald eine bidirektionale Verbindung und/oder eine Verbindung zu Dritten aufgebaut wird, ist diese über ein SMGW einzurichten.

---

<sup>163</sup> So schreibt die Energieeffizienzrichtlinie 2012 vor, dass“ die Endkunden die Möglichkeit eines leichten Zugangs zu ergänzenden Informationen haben, mit denen sie den historischen Verbrauch detailliert selbst kontrollieren können.“ Und weiter: „Diese Daten werden dem Endkunden über das Internet oder die Zählerschnittstelle für mindestens die letzten 24 Monate oder für den Zeitraum seit Beginn des Versorgungsvertrags, falls dieser kürzer ist, zugänglich gemacht.“ Artikel 10 EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2001.

## ► 2. Phase: Aufrüstung zum intelligenten Messsystem

Bei einer späteren Überführung in ein schutzprofilkonformes Messsystem durch eine sichere Anbindung an ein Smart Meter Gateway wird eine BSI Schutzprofil konforme Inhouse-Kommunikation ermöglicht, so dass ein abgesetztes Display in der Wohnung BSI Schutzprofil konform angeschlossen werden kann. Um eine Netzkopplung und damit eine Kompromittierbarkeit von Messeinrichtung und Smart Meter Gateway zu vermeiden, muss das intelligente Messsystem BSI Schutzprofil konform durch den SMGW-Admin betrieben werden. Der intelligente Zähler muss immer dann in ein schutzprofilkonformes Messsystem überführt werden, wenn eine sichere Einbindung in Kommunikationsnetze, insbesondere die Einbindung in das intelligente Netz und das WAN, ermöglicht und damit zu Dritten eine Verbindung aufgenommen werden soll.

Diese Systemvariante bietet die Möglichkeit, technische Neuentwicklungen im Bereich der Gateways und der Kommunikationsmodule sowie Ergebnisse aus Pilotstudien im Rahmen der zweiten Phase zu berücksichtigen.

Die Aufteilung des Einbauprozesses auf mehrere Phasen führt partiell zu einer zeitlichen Verschiebung der Kosten. In Summe sind jedoch durch den zusätzlichen Arbeitsaufwand im Rahmen der Nachrüstung höhere Installationskosten zu erwarten. Des Weiteren werden die Funktionalitäten intelligenter Messsysteme erst mit Abschluss der Phase II verfügbar sein.

Da es sich bei den in Phase I zu verbauenden Zählern um elektronische Zähler (z.B. EDL21) handelt, wird diese Variante im weiteren Verlauf des Gutachtens zudem als Basis der Bewertung des § 21e Abs. 5 EnWG herangezogen (Bestandsschutz). Die Unterschiede zur Umsetzung des §21c Abs. 5 EnWG (Upgrade bzw. intelligenter Zähler) liegen darin, dass

- im Rahmen des Bestandsschutzes der Zähler nicht über die Möglichkeit zur Einbindung in ein Kommunikationsnetz nach BSI Schutzprofil und Technische Richtlinie verfügen muss,
- die Nutzungsdauer der Zähler im Falle des Bestandsschutzes acht Jahre beträgt, während diese in SV1 (intelligenter Zähler) acht plus fünf Jahre betragen wird.

Sowohl der Zähler i.S.d. § 21e Abs. 5 EnWG (Bestandsschutz) als auch der intelligente Zähler i.S.d. § 21c Abs. 5 EnWG können in zwei Untervarianten eingebaut werden. Mit einer integrierten oder einer abgesetzten Verbrauchsanzeige in der Wohnung des Endkunden, über die ihm seine Verbrauchsinformationen zur Verfügung gestellt werden können.

## **SV2: Smart Meter Gateway und Zähler getrennt**

Ausgehend vom BSI Schutzprofil beschreibt SV 2 eine Architektur, in der ein SMGW, bestehend aus der Datenverarbeitungskomponente (zuständig für Zeitstempelung, Tarifierung, Logbuch-Erstellung etc.), dem Sicherheitsmodul und dem Kommunikationsmodul, als physische Einheit verbaut und mit mehreren Zählern kombiniert wird. Eingesetzt werden können, wie bei allen Systemvarianten, lediglich multi-mandantenfähige Gateways, d.h. die Messwerte mehrerer Endkunden werden parallel empfangen, bearbeitet, gespeichert und über den Haus-IP-Anschluss weiterversendet, wobei die erhobenen Daten jedoch nur für den jeweiligen Endkunden zugänglich sind. Um über den Haus-IP-Anschluss die Daten mehrerer Zähler gebündelt versenden zu können, muss die Übertragungstechnik zudem über eine entsprechend höhere Bandbreite verfügen.

Da für die Datensammlung und -kommunikation mehrerer Zähler lediglich ein SMGW zum Einsatz kommt, bleibt der Gerätebedarf vergleichsweise gering. Die Zähler und das Gateway müssen jedoch jeweils vor Ort miteinander verbunden und konfiguriert werden, wodurch sich die Komplexität des Einbaus erhöht.

Mögliche Schwierigkeiten im Rahmen dieser SV könnten sich dadurch ergeben, dass ein Ausfall des Gateways oder der Kommunikationsverbindung zu einem Ausfall des gesamten Messsystems führt. Folglich sind entsprechende Anforderungen an die Übertragungssicherheit zu stellen.

## **SV3: One-Box-Lösung**

In einer One-Box sind Zähler und SMGW in einem gemeinsamen Gehäuse bzw. einer gemeinsamen physischen Hülle verbaut, weshalb diese bereits beim Hersteller verkabelt, verbunden und konfiguriert werden können. Zusätzlich bietet die One-Box gemäß den Vorgaben des BSI Schnittstellen, um weiterer Zähler (neben Strom auch z.B. Gas, Wärme etc.) anzuschließen. Einen entscheidenden Vorteil der One-Box bietet

die zusätzliche Möglichkeit der Steckverbindung, über die sämtliche benötigten Komponenten an den Zählerschrank durch Aufstecken angeschlossen werden. Dies vereinfacht und beschleunigt den Einbauprozess. Allerdings ist hierfür einmalig bei der Erstmontage ein Adapter im Zählerschrank zu installieren, auf den die One-Box Systemvariante aufgesteckt werden kann.

Das Gehäuse der One-Box sowie dessen Versiegelung bieten einen zusätzlichen Schutz des Zählers vor Manipulationen. Allerdings besteht ein höherer Gerätebedarf, da in der One-Box ein SMGW je Zähler benötigt wird.

Da jeder Zähler über ein eigenes SMGW und somit auch ein eigenes Kommunikationsmodul verfügt, wird gleichzeitig für jeden Verbraucher ein eigener Telekommunikationsanschluss benötigt (Kunden-IP-Anschluss). Allerdings steht somit die gesamte Bandbreite der gewählten Übertragungstechnologien für die Kommunikationsschnittstelle zur Verfügung. Dementsprechend bestehen geringere Anforderungen an die Bandbreite der Übertragungstechnologie. Außerdem bietet der zusätzliche physische Schutz samt Versiegelung der Kommunikation zwischen Zähler und Gateway eine höhere Ausfallsicherheit des Kommunikationsmoduls.

Hinsichtlich der Wartung und des Betriebs gestaltet sich der Austausch einer One-Box, nach Einbau eines entsprechenden Adapters aufgrund der bereits beschriebenen Steckverbindung relativ unkompliziert. Anders als beim Austausch der gesamten One-Box erweist sich die Wartung ihrer einzelnen Komponenten schwieriger. Für gegebenenfalls anstehende Reparaturen der einzelnen Komponenten müsste das Gehäuse der One-Box, und damit auch die entsprechende Versiegelung geöffnet und anschließend wieder verschlossen werden. Da jeweils ein Gateway pro Zähler verbaut ist, besteht ein zusätzlicher Aufwand für Softwareaktualisierungen. Jedes Gateway muss bei einem Update der Software entsprechend angesteuert und aktualisiert werden.

#### **SV4: Smart Meter Gateway getrennt von Zählern und externem Kommunikationsmodul**

---

SV4 sieht die Entkoppelung des Kommunikationsmoduls vom SMGW vor. Da ein Kommunikationsmodul die Daten mehrerer SMGWs und ein SMGW die Daten mehrerer Zähler verarbeiten kann, entsteht im Rahmen dieser Variante der geringste Gerätebedarf. Für jede Systemkomponente ist jedoch ein eigener Einbauprozess, d.h. Installation und Konfiguration erforderlich. Darüber hinaus muss im Zählerschrank ausreichend Raum für die Anbringung der verschiedenen Geräte zur Verfügung stehen. Aufgrund des modularen Systemaufbaus entsteht zudem ein höherer betrieblicher Aufwand, welcher sich in zusätzlich benötigten Stromanschlüssen und häufigeren Updates für die höhere Anzahl an Komponenten ausdrückt.

Das Kommunikationsmodul überträgt die Daten mehrerer Zähler an das WAN, so dass auch beim Vorhandensein mehrerer Zähler je Gebäude lediglich ein Telekommunikationsanschluss (Haus-IP-Anschluss) erforderlich ist. Somit werden im Vergleich zur Datenübertragung über einzelne Kunden-IP-Anschlüsse höhere Anforderungen an die Bandbreite der verwendeten Übertragungstechnologie und ihre Ausfallsicherheit gestellt, da ein Ausfall des Kommunikationsmoduls oder der Datenverbindung zur Unterbrechung der gesamten Kommunikation aller mit ihm gekoppelten SMGWs und Zähler führt. Die Kommunikation vor Ort ist zudem störungsanfälliger für äußere Einwirkungen, da aufgrund der modularen Bauweise kein zusätzlicher physischer Schutz der Kommunikation zwischen Zähler und Gateway sowie zwischen Gateway und Kommunikationsmodul bereitgestellt wird.

Da alle Systemkomponenten unabhängig voneinander austauschbar sind, entstehen beim Ausfall einzelner Geräte vergleichsweise geringere Wartungsaufwände. Zudem können technologische Neuentwicklungen einzelner Komponenten im Bedarfsfall zeitnah eingebaut werden.

#### **Wertung der Kommunikationstechnologien in der KNA**

---

Grundsätzlich wurde bei der Auswahl der Systemvarianten nicht explizit auf die Vor- und Nachteile der verschiedenen Übertragungstechnologien eingegangen. Eine umfassende Analyse und Bewertung der jeweiligen Kommunikationsformen wurde ausführlich in Kapitel 3.2.2 durchgeführt. Prinzipiell können die empfohlenen Kommunikationstechnologien mit jeder Systemvariante kombiniert werden. Diesem Umstand wird später in der Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen der Monetarisierung sowie den Sensitivitätsanalysen Rechnung getragen.

Zusätzlich ist die Identifikation und Beschreibung der Varianten modelhaft zu verstehen. Es ist denkbar, dass sich in der Praxis Mischformen der hier vorgestellten Varianten durchsetzen werden.

## 4. Szenarienentwicklung

In diesem Kapitel werden die in der KNA betrachteten Szenarien beschrieben. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Herleitung und der Begründung hinsichtlich der Wahl und der Ausgestaltung eines Szenarios sowie der Erläuterung wesentlicher Annahmen. Dazu sind zunächst die mit einem Rollout in Deutschland verknüpften wesentlichen Fragestellungen näher zu diskutieren. Diese sind im Einzelnen:

- ▶ Die Abgrenzung von „Smart Grids“ und „Smart Markets“ sowie die damit verknüpfte Frage nach der Netzdienlichkeit von intelligenten Messsystemen,
- ▶ der Umfang der Einbauverpflichtungen,
- ▶ die Rolle des Smart Metering Gateway Administrators,
- ▶ die für die Datenübertragung verwendete TK-Infrastruktur und
- ▶ die Möglichkeiten für die Erbringung von Mehrwertdienstleistungen.

Die Ergebnisse der Szenarien werden später im Kapitel 7 ausführlich dargestellt.

Bevor wir die für Deutschland untersuchten Szenarien und die damit verknüpften Annahmen erörtern, erfolgt ein Überblick zu den internationalen Erfahrungen, die mit und bei dem Rollout von intelligenten Messsystemen gemacht wurden. Hierbei sollen sowohl die „lessons learned“ als auch ausgewählte Datenpunkte zu Kosten, Nutzen sowie Annahmen dargestellt werden.

### 4.1 Ausgewählte Europäische Migrationsstrategien

Im Folgenden werden Rollout-Szenarien und Migrationsstrategien zur Einführung moderner Messsysteme bei Letztverbrauchern (im wesentlichen Haushaltskunden) für ausgewählte europäische Länder dargestellt. Dabei ist zu betonen, dass die Einführung moderner Messsysteme unter zum Teil völlig verschiedenen Voraussetzungen vorangetrieben wurde und wird. Die politischen, regulatorischen und wirtschaftspolitischen Ziele sind maßgeblich für die Auswahl der Technologien, des Migrationsansatzes, sowie für etwaige Kompensationsmechanismen und regulatorische Änderungen. Vor diesem Hintergrund sind alle Vergleiche und Rückschlüsse, die aus den Erfahrungen anderer Länder gezogen werden, zu relativieren.

Um der Bandbreite europäischer Strategien Rechnung zu tragen, werden die folgenden Märkte betrachtet: Großbritannien, Irland, Italien, Niederlande, Frankreich und Schweden. Die Auswahl berücksichtigt verschiedene Stadien (geplant, begonnen, abgeschlossen), Verantwortlichkeiten (Lieferant oder Verteilnetzbetreiber), Rolloutszenarien (nur Stromzähler bzw. Strom- und Gaszähler) und Nutzenschwerpunkte (Netz gegenüber Kundennutzen). Während die Analysen für Italien und Schweden auf tatsächlichen Erfahrungen bei und nach der Einführung moderner Messsysteme abstellen, werden bei den anderen Ländern die Annahmen und Erfahrungen aus den Kosten-Nutzen-Analysen untersucht und eingeordnet (s. Tabelle 8).

**Tabelle 8: Zielstellungen der Einführung moderner Messsysteme in ausgewählten europäischen Ländern**

Land	Verantwortlich	Mandat	Art der Einführung	Ziele der Einführung
Großbritannien	Lieferant (Abrechnung, Kundenservice und Marketing)	Strom und Gas	Verpflichtend	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Genauere Abrechnung und präzisere Informationen über den Verbrauch, um Kunden einen Anreiz zum Energiesparen zu geben</li> <li>▶ Geringere Zähler- und Ablesekosten für Lieferanten</li> <li>▶ Reduzierte CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> <li>▶ Schaffung der Grundlagen für ein zukünftiges intelligentes Stromnetz</li> <li>▶ Erhöhter Wettbewerb zwischen Lieferanten</li> <li>▶ Verbessertes Service (insbesondere für Prepaid-Kunden)</li> </ul>
Irland	VNB	Strom und Gas	Verpflichtend	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erhöhung der Energieeffizienz</li> <li>▶ Erleichterung von Spitzenlastmanagement</li> <li>▶ Unterstützung von erneuerbarer und dezentraler Erzeugung</li> <li>▶ Stärkung von Wettbewerb und Kundenorientierung</li> <li>▶ Verbesserung von Netzdienstleistungen</li> <li>▶ Untersuchung und Realisierung von Synergien mit Wasserzählern</li> </ul>
Italien	VNB	Strom und Gas	Zunächst freiwillig, seit 2006 verpflichtend für Strom; seit 2008 auch für Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Unterstützung des Wettbewerbs in Energiemärkten</li> <li>▶ Schutz von Kundeninteressen</li> <li>▶ Genauere und häufigere Abrechnung</li> <li>▶ Verbessertes Forderungsmanagement und Management nicht-technischer Verluste (insbesondere Stromdiebstahl)</li> <li>▶ Nachgelagert höhere Energieeffizienz, reduzierte CO<sub>2</sub>-Emissionen, Grundlagen für intelligente Netze, Versorgungssicherheit</li> </ul>
Niederlande	VNB	Strom und Gas	Verpflichtend	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Eliminierung administrativer Probleme bei der Abrechnung</li> <li>▶ Stärkung des Wettbewerbs und Vereinfachung von Lieferantenwechsel</li> <li>▶ Erhöhung der betrieblichen Effizienz von Marktteilnehmern</li> <li>▶ Unterstützung von Energieeinsparbemühungen der Haushaltskunden</li> </ul>
Frankreich	VNB	Strom (angedacht für Gas)	Freiwilliger Pilotversuch; seit 2012 verpflichtend	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erhaltung der Netzstabilität bei vermehrter Einspeisung Erneuerbarer Energien</li> <li>▶ Genauere Netzüberwachung</li> <li>▶ Genauere Abrechnung basierend auf tatsächlichen Verbräuchen sowie Schaffung von Möglichkeiten für zusätzliche Dienstleistungen und neue Tarife</li> <li>▶ Unterstützung von nachfrageseitigem Lastmanagement und Spitzenlastmanagement</li> <li>▶ Erhöhung betrieblicher Kosteneffizienz</li> <li>▶ Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit französischer Produkte und Industrie</li> </ul>
Schweden	VNB	Strom	Verpflichtung zu monatlicher Abrechnung; seit 2012 Verpflichtung zu stundengenauer Abrechnung auf Kundenwunsch	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verbessertes Datenaustausch bei Lieferantenwechsel</li> <li>▶ Monatliche Stromrechnungen aufgrund tatsächlicher anstelle geschätzter Verbräuche</li> <li>▶ Stärkung des Wettbewerbs auf Grund eines höheren Bewusstseins für Energieverbrauch und -kosten</li> <li>▶ Anreize zur Verhaltensänderung (Energieeffizienz) aufgrund einer direkteren Verbindung zwischen Verbrauch und Abrechnung</li> </ul>

Quelle: Ernst & Young

Die bereits abgeschlossene Einführung moderner Messsysteme in Italien und Schweden wird von Herstellern, Branchenbeobachtern und der Politik bisweilen als „Erfolgsmodell“ dargestellt, bei dem die Einführung einen erheblichen (volkswirtschaftlichen) Nutzenzuwachs generiert habe. In beiden Ländern sind jedoch technisch relativ einfache Geräte installiert worden, die zwar die jeweils mit der Einführung verbundenen Ziele erreichten, jedoch nicht den mittlerweile formulierten Anforderungen der EU oder denen des BSI-Schutzprofils voll entsprechen. In jenen Ländern, in denen die flächendeckende Einführung moderner Messsysteme für Haushaltskunden bereits begonnen hat beziehungsweise in Kürze beginnen soll, unterscheiden sich Technologien und Fähigkeiten, Systemvarianten und Zielstellung der Einführung zum Teil erheblich.

Bei der Betrachtung der Kosten-Nutzen-Analysen sind neben den teilweise erheblichen Unterschieden in den Annahmen – z.B. bezüglich der technischen Ausgestaltung – auch die zum Teil unterschiedlichen methodischen Ansätze zu berücksichtigen (betrachtete Modellierungszeiträume, Systemgrenzen, Diskontierungsfaktoren usw.). Außerdem ist zu beachten, dass keiner der o.g. Ansätze den 2012 von der Europäi-

schen Kommission formulierten Leitlinien für Kosten-Nutzen-Analysen folgt. Beim Vergleich und der Einordnung der Kosten- und Nutzenpotenziale sollten zudem die unterschiedlichen Ausgangspunkte hinsichtlich Netzeffizienz, gängigen Mess- und Abrechnungsverfahren u.v.a.m. berücksichtigt werden. Ungeachtet dessen stellen die betrachteten Einführungsszenarien Datenpunkte zur Verfügung, die als hilfreiche Indikation zur Validierung der Annahmen der für Deutschland durchzuführenden Analysen genutzt werden können. Tabelle 9 fasst die betrachteten Kosten-Nutzen-Analysen beziehungsweise die Einführungsszenarien kurz zusammen.

**Tabelle 9: Überblick über die betrachteten Szenarien und die wesentlichen Kennzahlen**

	Großbritannien	Irland	Italien	Frankreich	Niederlande	Schweden
Verantwortlich für die Einführung	Lieferant	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber
Fokus	Strom und Gas Haushalte und Kleingewerbe	Strom und Gas Haushalte und Kleingewerbe	Strom und Gas Haushalte	Strom (angedacht für Gas) Haushalte und Kleingewerbe	Strom und Gas Haushalte und Kleingewerbe	Strom Haushalte
Zeitraumen flächendeckende Einführung	2014-2019 (Vorzeitige Einführung durch einige Lieferanten bereits begonnen)	2015-2019	Strom: 2001-2011 (Gas: Abgeschlossen 2016)	2013-2018 (Großflächiger Test mit 300.000 Zählern abgeschlossen)	2014-2020 (Zweiter Versuch nach Ablehnung des ersten Gesetzesentwurfs in 2010)	2006-2009 (Verpflichtung zur monatlichen Abrechnung; seit 2012 stündliche Abrechnung auf Verlangen des Kunden)
Anzahl Zähler	Strom: ~27 Mio. Gas: ~22 Mio.	Strom: ~2,2 Mio. Gas: 0,6 Mio.	Strom: ~32 Mio. Gas: 21 Mio.	Strom: ~35 Mio.	Strom: ~7.7 Mio.	Strom: ~5.1 Mio.
Nettonutzen (Barwert, € Mio.)	Haushaltskunden: 4.398 (Schätzung für Nur-Strom: 3.042)	Total: 229 Strom: 179 Gas: 59	Nicht verfügbar	100-700	770 (ggü. 1.300 in KNA von 2005)	2002: 69 p.a. 2010: 230
Nutzentreiber	Kosteneinsparungen bei Lieferanten Energieeinsparungen	Netzbetrieb	Netzbetriebskosten Nichttechnische Verluste	Vermiedene Netzinvestitionen Netzbetriebskosten	Energieeinsparungen Einsparungen Kundenbetreuung	Verbesserte Abrechnung Reduzierte Beschwerden Anbieterwechsel
KNA Modellierungszeitraum	2012-2030	2012-2022	Nicht verfügbar	2011-2038	2010-2060	2012-2027
Diskontierungssatz	3,5%	4%	Nicht verfügbar (gesellschaftlicher Diskontierungssatz: 5%)	4%	4,5%	4%
Kommunikationstechnologie	Noch offen Wahrscheinlich drahtlos, abhängig von DCC	PLC, Funk Optional andere	PLC	PLC	80% PLC 20% GPRS	PLC, GPRS und Funk

Quelle: Ernst & Young



### 4.1.1 Großbritannien

Die Einführung moderner Messsysteme bei Haushalts- und Kleingewerbekunden in Großbritannien hat auf freiwilliger Basis durch die Lieferanten in geringem Umfang (einige hunderttausend Zähler<sup>164</sup>) bereits begonnen. Sie soll im Jahr 2019 weitestgehend abgeschlossen sein, wobei größtmögliche Anstrengungen nachgewiesen werden müssen, für 97% der Zählpunkte bei Haushalts- und Gewerbekunden moderne Messsysteme einzubauen. Besonderheiten stellen dabei die Rolle der Energielieferanten als Rollout-Verantwortliche sowie die Einrichtung eines zentralen Datenkommunikationsunternehmens dar. Insgesamt sollen rund 49 Mio. Zähler (rund 27 Mio. Strom- und 22 Mio. Gaszähler) durch moderne Messsysteme ersetzt werden. Dabei legen die Lieferanten ihre Rollout-Pläne zunächst selbst vor, und können diese zu Beginn auch noch anpassen. Sie sind allerdings über ihre jeweilige Versorgungslizenz zum Einbau verpflichtet und werden gegen den Fortschritt der Einführung gemessen. Bei Nichterfüllung bestimmter Meilensteine können sie ggf. auch finanziell mit bis zu 10% ihres jeweiligen Jahresumsatzes belangt werden.

Des Weiteren ist eine parallele Implementierung von Strom- und Gaszählern geplant. Zum einen soll ein wesentlicher Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion durch moderne Messsysteme für Gas erreicht werden, zum anderen trägt die simultane Einführung der hohen Zahl von „Dual-Fuel“ Kunden Rechnung, also jenen Kunden, die Strom und Gas vom selben Versorger beziehen. Die britische Regierung verfolgt mit der Einführung von modernen Messsystemen folgende Ziele:

- ▶ Genauere Abrechnungen sowie genauere Informationen über den Energieverbrauch, um damit Endkunden einen Anreiz zum Energiesparen zu geben,
- ▶ Reduzierung der Messkosten für Energieversorger,
- ▶ Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen,
- ▶ Schaffung der technischen Grundlagen für ein zukünftiges „Smart Grid“,
- ▶ Erhöhter Wettbewerb zwischen Lieferanten und
- ▶ Verbesserter Service (insbesondere für Prepaid-Kunden).

#### Kosten der Einführung

---

Die Gesamtkosten für eine kombinierte Einführung moderner Messsysteme für Strom- und Gashaushalts- und Gewerbekunden werden nach der letzten Kosten-Nutzen-Analyse vom Januar 2013 auf rund 12,1 Mrd. Britische Pfund (14,1 Mrd. Euro) geschätzt.<sup>165,166</sup>

Dabei entfallen rund 11,5 Mrd. Britische Pfund (13,3 Mrd. Euro) auf den Haushaltskundenbereich, der Rest auf Kleingewerbe. Auf Grund des hohen Anteils an sogenannten „Dual Fuel“ Kunden ist keine Aufschlüsselung der Kosten- und Nutzenpositionen nach Strom- oder Gaszähler vorgenommen worden. Mit Hilfe der in der KNA getroffenen Annahmen lassen sich die Kosten für einen Rollout moderner Messsysteme für Strom jedoch auf rund 6,8 Mrd. Britische Pfund (7,9 Mrd. Euro) berechnen.

Eine exakte Verteilung der Kosten nach Marktrollen beziehungsweise Wertschöpfungsstufen ist nur bedingt möglich, da einige Kostenkompensationsmechanismen noch nicht hinreichend definiert sind. Neben reinen Kapitalkosten für die Zähler- und Kommunikationsinfrastruktur (Geräte und Installation am Zählpunkt) in Höhe von rund 2,6 Mrd. Britische Pfund fallen für die Lieferanten zudem direkte Kosten für die Umrüstung der IT-Systeme (294 Mio. Britische Pfund), erhöhte Energieverbräuche (rund 410 Mio. Britische Pfund) sowie andere Kosten in Höhe von rund 3 Mrd. Britische Pfund an (u.a. Betriebs- und Wartungskosten, Kosten des Programms, Marketing und Information, usw.).

Die erheblichen Kosten der zentralen Datenkommunikation in Höhe von rund 1,7 Mrd. Britische Pfund werden ebenfalls auf die Energielieferanten umgelegt werden. Derzeit laufende Regierungskonsultationen sehen diesbezüglich einen Mechanismus vor, bei dem eine Mischung aus festen und variablen Bestandteilen angewendet werden soll.<sup>167</sup>

Langfristig sollen die mit der Einführung verbundenen Kosten über operative Ersparnisse auf Seiten aller Marktpartner sowie Weiterreichungen an die Endkunden kompensiert werden. Laut Kosten-Nutzen-

---

<sup>164</sup> Energy Saving Trust: <http://www.energysavingtrust.org.uk/Electricals/Smart-meters>, 2013.

<sup>165</sup> DECC: Smart meter roll-out for the domestic sector (GB), 2012, S. 2.

<sup>166</sup> DECC: Smart meter roll-out for the non-domestic sector (GB), 2012, S. 2.

<sup>167</sup> DECC: Smart Metering Implementation Programme, 2012, S. 3.

Analyse sind für die Lieferanten die Kosten jedoch höher als der erwartete Nutzen. Aufgrund des stark wettbewerblich geprägten Marktes in Großbritannien wird die Möglichkeit einer vollumfänglichen Weitergabe der Kosten durch die Lieferanten an die Kunden jedoch als unwahrscheinlich angesehen. Für den Fall, dass die Kunden ihren Energieverbrauch nicht im erwarteten Umfang senken, werden höhere Energiekosten erwartet. Die Kosten für das Programmmanagement und die Information der Verbraucher sollen durch die öffentliche Hand getragen werden.

### Qualitativer und quantitativer Nutzen der Einführung

---

Nach Einschätzung der Kosten-Nutzen-Analyse des Energieministeriums übersteigt der Gesamtnutzen die Gesamtkosten deutlich. Eine gemeinsame Einführung moderner Messsysteme für Strom- und Gas bei Haushaltskunden würde demnach einen positiven Nettonutzen von 4,4 Mrd. Britische Pfund (rund 5,1 Mrd. Euro) erbringen.<sup>168</sup> Die isolierte Einführung von lediglich modernen Messsystemen für Strom würde nach unserer Berechnung einen positiven Nettonutzen von 3 Mrd. Britische Pfund (rund 3,5 Mrd. Euro) erzielen.<sup>169</sup>

Gegenüber den oben angeführten Kosten einer Einführung moderner Messsysteme für Strom- und Gas im Haushaltskundenbereich quantifiziert die KNA den volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen auf rund 15,9 Mrd. Britische Pfund. Für eine Einführung von ausschließlich modernen Messsystemen für Strom würde sich nach der oben erläuterten Berechnungsweise ein Gesamtnutzen in Höhe von 9,9 Mrd. Britische Pfund ergeben. Hiervon entfallen rund 3 Mrd. Britische Pfund (3,5 Mrd. Euro) auf die Verbraucher, rund 5 Mrd. Britische Pfund auf die Lieferanten, 810 Mio. Britische Pfund (939 Mio. Euro) auf die Übertragungs- und Verteilnetze sowie rund 745 Mio. Britische Pfund (864 Mio. Euro) auf den Erzeugungsbereich. Zusätzlicher Nutzen in Höhe von rund 235 Mio. Britische Pfund (273 Mio. Euro) entsteht durch die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Als größte Einzelposten werden vom Energieministerium eine erwartete Energieeinsparung in Höhe von 2,8% p.a. je modernem Messsystem (entsprechen rund 3 Mrd. Britische Pfund) sowie vermiedene Ablesekosten von 1,9 Mrd. Britische Pfund angeführt.

Die Höhe der einzelnen Nutzenpositionen ist bei vielen Marktteilnehmern umstritten. Nach derzeitigem Diskussionsstand sollen die Lieferanten nur gegen die Anzahl der modernen Messsysteme und nicht wie zunächst geplant gegen den über die Zeit realisierten Nutzen gemessen werden.

### Systemvariante

---

Die technische Ausgestaltung des Messsystems in Großbritannien ist derzeit noch nicht final bestimmt. Die Veröffentlichung der Ergebnisse der bereits abgeschlossenen Konsultationen zu den „Smart Metering Equipment Technical Specifications 2b“ (SMETS 2b) wird innerhalb des Jahres 2013 erwartet. Um den für die Einführung verantwortlichen Lieferanten sowie den Zählerherstellern dennoch eine Orientierung zu den zukünftigen technischen Anforderungen zu geben, sind die vorläufigen SMETS 1 sowie SMETS 2a mit den folgenden Merkmalen festgelegt worden:

- ▶ Uhr
- ▶ Datenspeicher
- ▶ Stromzähler
- ▶ HAN-Schnittstelle
- ▶ Lastschalter
- ▶ Benutzer-Schnittstelle
- ▶ WAN-Schnittstelle

Bedenken hinsichtlich mangelnder Interoperabilität und (Daten-) Sicherheit haben jedoch die Mehrzahl der Lieferanten daran gehindert, SMETS 1-kompatible Zähler flächendeckend einzuführen.

---

<sup>168</sup> DECC: Smart meter roll-out for the domestic sector (GB), 2012, S. 2.

<sup>169</sup> Eigene Berechnung nach Angaben aus DECC: Smart meter roll-out for the domestic sector (GB), 2012.

Die SMETS 1-Zähler sollten ferner über einen Anschluss an das Stromnetz betrieben werden, die Leistung sollte nicht mehr als 4 Watt betragen. Weiterhin sollten sie nach einem Stromausfall automatisch wieder in Betrieb gehen. Jede Komponente des Messsystems muss eindeutig identifizierbar sein und gegen unautorisierten Zugang gesichert sein. Die HAN- und WAN-Schnittstellen sollten eine auf offenen Standards basierende Kommunikation unterstützen. Letztere sollte unabhängig vom Zähler austauschbar sein.

Zusätzlich zu den Zählern ist ebenfalls das „In Home Display“ als elementarer Bestandteil des Systems näher definiert. Es sollte ebenfalls netzbetrieben sein und mindestens über einen Datenspeicher, eine HAN-Schnittstelle sowie eine Benutzer-Schnittstelle verfügen. Die HAN-Schnittstelle soll dabei offene Kommunikationsstandards unterstützen.

Die Kommunikation wird zentral über die sogenannte „Data Communications Company“ (DCC) organisiert, eine landesweite Lizenz, für die sich privatwirtschaftliche Unternehmen bewerben können. DCC wiederum schließt Dienstleistungsverträge mit drei „Communications Service Provider“ (CSP, z.B. Telekommunikations- oder Kabelunternehmen), von denen je eines für eine bestimmte Region zuständig ist, sowie einem „Data Service Provider“ (DSP) ab. Die Einführung der DCC liegt derzeit hinter dem Zeitplan, was dazu führt, dass Zähler derzeit noch nicht im ursprünglich vorgesehenen Umfang eingeführt wurden. Als besonders kritisch seitens der Lieferanten wird hierbei die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Kommunikationsstandards (z.B. Verschlüsselungsanforderungen) gesehen. Vor dem Hintergrund, dass die britische Regierung eine vorzeitige Einführung moderner Messsysteme vor der vollen Verfügbarkeit von DCC erwartet, werden Übergangslösungen eingesetzt, die wiederum die Gesamtkosten der Einführung erhöhen.

Als „HAN Application Layer“ soll der von der EU vorgeschlagene „DLMS“-Standard verwendet werden. Als „HAN Physical Layer“ sollen sowohl die Funkfrequenzen 2.4 GHz sowie 868 MHz zum Einsatz kommen. In Bereichen in denen drahtlose Kommunikation nicht möglich ist (z.B. Hochhäuser), soll PLC verwendet werden. Drahtgebundene HAN Lösungen sollen im Verlauf des Jahres 2013 weiter getestet werden. Für die Fernkommunikation sollen bevorzugt drahtlose Lösungen (GPRS, Funk) anstelle von PLC eingesetzt werden.

## Status und Erfahrungen

---

Die Einführung moderner Messsysteme in Großbritannien ist von intensiven Konsultationsbemühungen gekennzeichnet. Trotz der zum Teil sehr detaillierten Kosten-Nutzen-Analysen haben sowohl ein Teil der für die Einführung verantwortlichen Lieferanten als auch das National Audit Office (NAO) die Kosten- und Nutzenannahmen in Frage gestellt. Das NAO sieht insbesondere die Annahmen bezüglich der Energieverbrauchssenkungen als Hauptnutzentreiber kritisch.<sup>170</sup>

Die Regierung verfolgt den Ansatz eines „regulierten Rollouts“, bei dem die verantwortlichen Energielieferanten einen Einführungsplan vorlegen und regelmäßig gegenüber ihren Fortschritten bei der Einführung gemessen werden. Trotz der umfangreichen Konsultationen sind nach wie vor Unklarheiten vorhanden, die bislang einige Energieversorger davon abhalten, moderne Messsysteme in großem Ausmaß einzubauen.<sup>171</sup> Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor liegt in den bislang noch nicht final definierten technischen Spezifikationen für moderne Messsysteme, insbesondere hinsichtlich der Kommunikationsstandards (SMETS 2b). Vor diesem Hintergrund haben erst zwei der sechs größten Versorger damit begonnen, über zu Testzwecken hinausgehend moderne Messsysteme zu installieren.

Eine weitere Unsicherheit liegt in der zeitlich nachgelagerten Etablierung der DCC. Diese soll nachzeitigem Stand ab 2014 voll funktionsfähig sein. Wesentliche Bausteine dieses Modells wie z.B. Standards der Informationssicherheit sind hierbei aber erst in der Entwicklung, so dass die Zählerbetreiber Gefahr laufen, ihre derzeit installierten Zähler im Nachgang noch anpassen oder sogar austauschen zu müssen. Die bereits verzögerte Einführung moderner Messsysteme kann zudem dazu führen, dass die Einführungskosten wesentlich höher liegen, als zunächst geplant. Die ausgeprägte Wettbewerbssituation im britischen Energiemarkt setzt zwar einerseits Anreize, moderne Messsysteme schnellstmöglich zu implementieren, um damit verbundene kommerzielle Potentiale wie Kundenbindung oder Zusatzdienste zu heben. Andererseits hemmt die derzeit vorherrschende Unsicherheit die Einführung und stellt ein nicht unerhebliches Investitionsrisiko dar.

---

<sup>170</sup> DECC: Preparations for the roll-out of smart meters, 2011, S. 6.

<sup>171</sup> Zum jeweils aktuellen Status vgl. Energy Saving Trust: <http://www.energysavingtrust.org.uk/Electricals/Smart-meters>, 2013.

## Zusammenfassung: Erfahrungen in Großbritannien

---

Die bisherigen wesentlichen Erfahrungen aus dem geplanten flächendeckenden Rollout moderner Messsysteme in Großbritannien lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ▶ Vor Beginn der Einführung sollten rechtlich bindende bzw. branchenweit vereinbarte technische Anforderungen an Messsysteme und Kommunikationstechnologien festgelegt werden, um Technologie- und Interoperabilitätsrisiken zu minimieren.
- ▶ Die technischen Anforderungen sollten durch einen unabhängigen Akkreditierungsprozess zertifiziert sowie durch umfangreiche Praxistests erprobt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass sich die Marktpartner an diese Anforderungen halten und die Interoperabilität gewährleistet wird.
- ▶ Die benötigte Kommunikationsinfrastruktur sollte vor der Einführung eingerichtet und ausgiebig getestet werden.
- ▶ Annahmen und Ergebnisse der nationalen Kosten-Nutzen-Analyse werden häufig angezweifelt, bevor nicht die tatsächlichen Kosten und Nutzen in Feldversuchen oder vorzeitigen Rollout-Aktivitäten belegt werden können.
- ▶ Komplexität und Einzigartigkeit der Einführung moderner Messsysteme können zu Verzögerungen und Kostensteigerungen führen, die bei der Planung mit berücksichtigt werden sollten.
- ▶ Eine Beschleunigung der Einführung ohne Verfügbarkeit zentraler Infrastruktur kann erhebliche Risiken für mittel- bis langfristige Kostensteigerungen bergen.
- ▶ Bei negativem Nutzen für einige Markttrollen (wie z.B. Lieferanten in Großbritannien) wird ein rechtlich verbindliches Mandat zur Einführung benötigt.
- ▶ Langwierige Diskussionen über Start- und Enddaten zwischen Marktteilnehmern und der Regierung haben die Unsicherheit und somit die Investitionskosten signifikant erhöht.

### 4.1.2 Irland

In der Republik Irland sind derzeit noch keine modernen Messsysteme in nennenswertem Umfang bei Haushaltskunden eingeführt worden, allerdings soll die Einführung auch hier im Jahr 2019 abgeschlossen sein. Die Umsetzung erfolgt schrittweise. In Phase 1 (2008-2011) wurden Technologien und mögliche Verbrauchsverhaltensänderungen bei Endkunden untersucht. Die positiven Erfahrungen aus diesen Pilotprogrammen sowie der positive Business Case haben Phase 2 induziert, in der die technischen Anforderungen spezifiziert sowie die Beschaffung der Zähler erfolgen soll (2012-2014). Insgesamt sollen 2,2 Mio. Stromzähler durch moderne Messsysteme ersetzt werden. Die Verantwortung hierfür liegt bei den Verteilnetzbetreibern, von denen es je einen für Strom bzw. Gas gibt.

Die nationale Regulierungsbehörde CER hat im Jahr 2011 eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung moderner Messsysteme für Strom- und Gas durchgeführt und dabei besonderes Augenmerk auf den Abrechnungsturnus und die Änderung des Verbrauchsverhaltens gelegt. Dabei wurden auch die Erfahrungen aus den nationalen Pilotprojekten berücksichtigt. Das positive Ergebnis der KNA für das letztlich gewählte Szenario sieht eine Einführung moderner Messsysteme in Verbindung mit Displays, zeitvariablen Tarifen und erhöhter Kundeninformation auf der Abrechnung vor. Folgende Erwartungen wurden vom Regulierer an die Einführung moderner Messsysteme gestellt:<sup>172</sup>

- ▶ Erhöhung der Energieeffizienz,
- ▶ Erleichterung von Spitzenlastmanagement,
- ▶ Unterstützung von erneuerbarer und dezentraler Erzeugung,
- ▶ Stärkung von Wettbewerb und Kundenorientierung,
- ▶ Verbesserung von Netzdienstleistungen und
- ▶ Untersuchung und Realisierung von Synergien mit Wasserzählern.

---

<sup>172</sup> CER Irland: NSMP, 2012, S. 9.

## Kosten der Einführung

---

Die von CER im Jahr 2011 durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse liefert lediglich grobe Anhaltspunkte bezüglich der Kosten einer Einführung moderner Messsysteme. Für eine begrenzte Einführung von modernen Messsystemen für den Strombereich werden Gesamtkosten von 600-800 Mio. Euro veranschlagt, die nicht weiter nach Wertschöpfungsstufen oder Marktrollen aufgeschlüsselt wurden.<sup>173</sup>

Als größter Einzelposten auf der Kostenseite werden stückweise für PLC-basierte Zähler 75 Euro, für funkbasierte Zähler 100 Euro und für GPRS-basierte Zähler 100 Euro (110 Euro für G3/UMTS-fähige Geräte) angesetzt. Die Installation wird, abhängig vom Ort, auf 48 Euro (Stadt) beziehungsweise 72 Euro (Land) pro Stück geschätzt. Als Kapitalkosten für die Kommunikationsinfrastruktur je Kunde werden 20 Euro (PLC) beziehungsweise 40 Euro (Funk) angenommen. Für die Anpassung und Erweiterung der IT-Systeme müssen insgesamt rund 30,3 Mio. Euro aufgewendet werden (Head-End, MDM und ERP, Webportal, Sicherheit und Logistik).<sup>174</sup> Die genannten Beträge erhöhen sich noch einmal deutlich bei der Nutzung von Displays. CER veranschlagt hierfür zusätzliche Kosten in Höhe von 37,50 Euro pro Display.<sup>175</sup>

Die Betriebskosten der Einführung moderner Messsysteme werden lediglich für die Bereiche Kommunikation und IT angegeben. Bei Nutzung von PLC ergeben sich demnach rund 464.000 Euro jährliche Betriebskosten, für die funkbasierte Kommunikation rund 211.000 Euro. Für die IT-Betriebskosten wurden zwischen 2,3 Mio. Euro und 2,6 Mio. Euro pro Jahr angenommen.<sup>176</sup> Je nach Wahl der Kommunikationstechnologie entstehen auf Seite der Verteilnetze weitere Kosten unter anderem für die Netzsteuerung. Eine rein auf GPRS basierende Einführung würde dabei mit rund 4,2 Mio. Euro zusätzlichen Betriebskosten veranschlagt, für PLC/GPRS oder PLC/Funk liegt sie mit 4,7 Mio. bzw. 5,1 Mio. jeweils leicht darüber.<sup>177</sup>

## Qualitativer und quantitativer Nutzen der Einführung

---

Die Darstellung und Quantifizierung des Nutzens von modernen Messsystemen erfolgt in Irland nach Marktrollen. Für das von der CER gewählte Migrationsszenario, die Einführung moderner Messsysteme für Strom mit PLC/Funk-Kommunikation sowie Displays unter Beibehaltung des zweimonatlichen Abrechnungsturnus und zeitabhängigen Tarifen wurde ein positiver Nutzenbarwert von 175 Mio. Euro für Haushaltskunden ermittelt.<sup>178</sup> Die Barwerte des Nettonutzens einer Einführung moderner Messsysteme für Strom verteilen sich im Haushaltskundenbereich wie folgt auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen und Marktrollen:<sup>179</sup>

▶ Netze:	Negativ: -173 Mio. Euro
▶ Vertrieb/Energielieferanten:	Negativ: -5 Mio. Euro
▶ Erzeugung:	Positiv: 144 Mio. Euro
▶ Endkunden - verbrauchsbezogen:	Positiv: 207 Mio. Euro
▶ Endkunden - anderer Nutzen:	Positiv: 3 Mio. Euro

Somit entfällt der größte Anteil der Kosten auf die Netzbetreiber, während die Einführung moderner Messsysteme für die Lieferanten nahezu kostenneutral ist. Für Letztverbraucher werden erhebliche Nutzengewinne durch die Einführung moderner Messsysteme angenommen.

## Systemvariante

---

Nach Analyse der Kosten und Nutzen verschiedener Systemvarianten und anschließender Konsultation mit Marktteilnehmern hat sich die irische Regulierungsbehörde für eine Einführung moderner Messsysteme für Strom- und Gas mit PLC/Funk-Kommunikation und Displays entschieden. Diese Variante hatte in der Kosten-Nutzen-Analyse den höchsten Nutzenbarwert aller Optionen mit Display ergeben.

---

<sup>173</sup> CER: Decision on the National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering, 2012, S. 32.

<sup>174</sup> CER: Gas Smart Metering Cost-Benefit Analysis, 2011, S. 38ff.

<sup>175</sup> Ebenda, S. 46.

<sup>176</sup> Ebenda, S. 44.

<sup>177</sup> Ebenda, S. 45.

<sup>178</sup> CER: Decision on the National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering, 2012, S. 31f.

<sup>179</sup> CER: Gas Smart Metering Cost-Benefit Analysis, 2011, S. 101.

Auf der Zählerebene soll die gewählte Systemvariante dabei die Fernauslesung der Zähler, verschiedene Tarifregister, die Verbrauchsdatenspeicherung und den Fernbetrieb unterstützen. Die Nahkommunikation (HAN) erfolgt über physisch am Zähler angeschlossene bzw. integrierte Module und stellt die Verbindung zum Display her, das den Verbraucher mit Informationen in Echtzeit versorgt. Weiterhin wird über die HAN-Schnittstelle gegebenenfalls mit weiteren intelligenten Geräten beziehungsweise Zählern sowie dezentralen Erzeugungsanlagen kommuniziert. Die Fernkommunikation erfolgt über PLC/Funk und ist ebenfalls modular an den Zähler angeschlossen und sorgt für die Verbindung zu IT-Systemen der Marktpartner beziehungsweise eine Rückspeisung der verbrauchsrelevanten Informationen über Internet an den Konsumenten.

Eine genauere Spezifizierung der technischen Anforderungen erfolgt in der Designphase bis Ende 2014. Ebenso sind kommunikationsbezogene Informationen wie Granularität und Zugang zu Daten noch nicht abschließend geklärt. Nach derzeitigem Stand sollen halbstündliche Zählerdaten gesammelt und übermittelt werden, was in der nächsten Phase des Programms näher untersucht wird.<sup>180</sup>

Da sowohl Energielieferanten als auch Verbraucher Zugang zu diesen Daten erhalten sollen, wird zudem in der nächsten Programmphase untersucht, inwiefern ein Datenportal für Versorger wirtschaftlich und technisch so eingerichtet werden kann, dass Datenschutzbestimmungen eingehalten werden. Zur Information der Verbraucher wird trotz teilweiser Kritik an der Einführung von Displays festgehalten.<sup>181</sup> Vor dem Hintergrund, dass Displays und die direkte Darstellung des Verbrauchs ein entscheidender Faktor für Verbrauchssenkungen in Pilotversuchen waren, hat die CER sich für eine Einführung selbiger entschieden. Gleichwohl sollen die Kunden „Eigentümer“ ihrer Verbrauchsdaten bleiben und jederzeit kostenfrei Zugang zu diesen Daten haben.

## Status und Erfahrungen

---

Im Zuge der Einführung moderner Messsysteme in Irland sind Pilotversuche zu Technologien und zum Verbrauchsverhalten sowie Kosten-Nutzen-Analysen abgeschlossen. Als nächste Schritte erfolgen die Formulierung der technischen Anforderungen sowie die Beschaffung der intelligenten Zähler bis 2014, eine weitere Testphase 2014/15 und die flächendeckende Einführung von 2015-2019 schließen sich an.

Die eingehende Analyse von Pilotprojekten ermöglicht Rückschlüsse auf zu erwartende Resultate bei der Einführung von modernen Messsystemen. So wurde festgestellt, dass die Einführung von einem „Energie-monitor“ (also einem Display mit grafischer Darstellung von Verbrauch und Tarif) in Verbindung mit einer detaillierten Aufschlüsselung der Verbräuche bei zweimonatlicher Abrechnungsmethode die Spitzenlast von Haushaltskunden um über 11% senken konnte.<sup>182</sup> Die statistische Relevanz und Validität war bei dieser einjährigen Untersuchung zwar gegeben, gleichwohl ist eine Nachhaltigkeit dieser Effekte längerfristig ungewiss.

Eine weitere Besonderheit stellt die vorgesehene verpflichtende Einführung zeitabhängiger Tarife dar. Während eine genauere Spezifizierung ebenfalls erst in der nächsten Projektphase erfolgt, haben einige Energielieferanten die verbindliche Pflicht zur Einführung kritisiert.

Zusätzlich zu den Kosten und Nutzen einer Einführung moderner Messsysteme für Strom- und Gas lag ein weiteres Augenmerk der Untersuchung auf potenziellen Synergien zur Einführung moderner Wasserzähler. Erste Resultate deuten jedoch darauf hin, dass auf Grund der räumlichen Distanz zwischen den Zählpunkten separate Kommunikationsmodule installiert werden müssten, die einen ökonomisch sinnvollen Einsatz derzeit ausschließen.<sup>183</sup>

Ein Wechsel zu monatlichen anstelle von zweimonatlichen Abrechnungen ist nach Analyse der Kosten und Nutzen verworfen worden. Hauptgrund hierfür sind die unverhältnismäßig hohen Zusatzkosten von rund 3 Euro pro Jahr und Kunde für die Kosten einer gedruckten Rechnung inkl. der Übersicht der Energieverbräuche über den Abrechnungszeitraum.

---

<sup>180</sup> CER: Decision on the National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering,, 2012, S. 47f.

<sup>181</sup> Ebenda, S. 50ff.

<sup>182</sup> CER: Appendices Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT), 2011, S. 8.

<sup>183</sup> CER: Decision on the National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering, 2012, S. 39ff.

## Zusammenfassung: Erfahrungen in Irland

---

Die wesentlichen Erfahrungen aus den bisherigen Pilotprojekten und Analysen in Irland lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ▶ Geringe Synergieeffekte zwischen modernen Messsystemen für Energie- und Wasser.
- ▶ Kosten für häufigere Abrechnung und Verbraucherinformation nicht durch zusätzlichen Nutzen gedeckt.
- ▶ Zeitvariable Tarife als zentrales Element der Einführung moderner Messsysteme werden benötigt, um Nutzen im Haushaltskundenbereich vollumfänglich zu heben. Gleichzeitig müssen hierfür aber auch vorgelagerte Prozesse angepasst werden (z.B. Settlement).
- ▶ Da der Rollout für moderne Strom- und Gas-Messsysteme zeitgleich erfolgen soll, erscheint eine starke Koordination der Aktivitäten der beiden Strom- und Gasnetzbetreiber sinnvoll.

### 4.1.3 Italien

In Italien wurden bereits im Jahre 2001 moderne Messsysteme unter der Federführung von Enel, Italiens größtem Energieversorger, eingeführt. Die Verteilnetztöchter der Enel hat zunächst freiwillig bei seinen Kunden moderne Messsysteme eingebaut. Erst im Anschluss daran wurde ein verpflichtender Einbau für alle Versorgungsunternehmen ab 2006 beschlossen.

Die von Enel im Rahmen des *Telegestore*-Projekts zunächst freiwillig installierten rund 31 Mio. moderne Messsysteme und verbundenen Systeme sind technisch weit weniger anspruchsvoll als beispielsweise das BSI Schutzprofil in Deutschland fordert. Gleichwohl erfüllen die Messsysteme die an sie gestellten Erwartungen und sind in der Lage, Zählerdaten fernauszulesen, in ein anderes Tarifregister umzuschalten und die Zähler fern ab- beziehungsweise zu zuschalten. Die Zähler sowie die Systeme sind dabei als proprietäre Lösung gemeinsam von Enel und den Zählerherstellern entwickelt und in Ostasien produziert worden.

Basierend auf den Erfahrungen von Enel hinsichtlich Kostendeckung, aber auch vor dem Hintergrund einer Senkung von Energieverbrauch und -kosten für die Verbraucher, ist 2006 die flächendeckende Einführung von modernen Messsystemen für alle Verteilnetzbetreiber beschlossen worden. Im Rahmen der verpflichtenden Einführung musste Enel seine Systeme zum Teil anpassen, da es zu einem Problem mit der Interoperabilität und zum anderen erhöhte Ansprüche an die Datenübermittlung sowie -darstellung gab.<sup>184</sup>

Die mit der Einführung verbundenen Ziele sind vom italienischen Energiemarktregulator wie folgt formuliert worden:<sup>185</sup>

- ▶ Unterstützung des Wettbewerbs in Energiemärkten,
- ▶ Verbesserung des Kundenschutzes,
- ▶ Genauere und häufigere Abrechnung,
- ▶ Verbesserung des Forderungsmanagements und des Managements nicht-technischer Verluste (insbes. Stromdiebstahl) sowie
- ▶ Erhöhung der Energieeffizienz, Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, Schaffung der Grundlagen für intelligente Netze sowie die Verbesserung der Versorgungssicherheit (als nachgelagerte Ziele).

### Kosten der Einführung

---

Zu den Kosten der gesetzlich verordneten Einführung moderner Messsysteme in Italien liegen keine öffentlich zugänglichen Daten vor. Enel hat jedoch einen Marktanteil von rund 85% im Haushaltskundensegment, so dass damit ein großer Teil des italienischen Zählerbestands abgedeckt ist.<sup>186</sup>

Enel führt Kapitalkosten von rund 2,1 Mrd. Euro für die Einführung seiner rund 31 Mio. modernen Messsysteme an. Davon entfallen 73% (rund 1,5 Mrd. Euro) auf Zähler und Konzentratoren, 20% (rund

---

<sup>184</sup> KEMA: Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community, 2012, S. 27.

<sup>185</sup> Smart Regions: European Smart Metering Landscape Report 2012, 2012, S. 5.

<sup>186</sup> Ebenda.

400 Mio. Euro) auf die Installation, und 7% (150 Mio. Euro) auf IT Systeme.<sup>187</sup> Die jährlichen Betriebskosten werden mit 67,3 Mio. Euro angegeben. Pro Zähler ergeben sich daraus Investitionskosten in Höhe von rund 68 Euro und jährliche Betriebskosten von rund 2 Euro.<sup>188</sup>

Diese Kosten wurden zunächst über eine Erhöhung der Stromtarife finanziert. Mittelfristig sollen die Einsparungen allerdings wieder an die Verbraucher weitergegeben werden.<sup>189</sup> Die 2006 gesetzlich vorgeschriebene Einführung moderner Messsysteme für alle Verteilnetzbetreiber beinhaltet einen gesetzlichen Mechanismus, nach dem VNB eine Tarifierhöhung zur Finanzierung der Investitionskosten nur durchsetzen können, wenn sie ihre gesetzlichen Ausbauziele erreicht haben.<sup>190</sup>

### Qualitativer und quantitativer Nutzen der Einführung

---

Seitens Enel werden i.d.R. die überwiegenden Vorteile der Einführung moderner Messsysteme in Italien angeführt, die vornehmlich auf VNB und Energielieferanten entfallen. Es wurde keine von neutraler Stelle durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse für den flächendeckenden Einsatz moderner Messsysteme für Strom erstellt, bei dem auch der Nutzen für Verbraucher und andere Marktteilnehmer untersucht oder quantifiziert wurde.

Enel nennt eine jährliche Ersparnis bei den Betriebskosten von rund 500 Mio. Euro durch die Einführung moderner Messsysteme für Strom.<sup>191</sup> Diese setzen sich durch Einsparungen bei Zählerablesekosten und Logistik, reduzierten nicht-technischen Verlusten (z.B. Stromdiebstahl) sowie genaueren Verbrauchsmessungen und einem verbesserten Forderungsmanagement zusammen.

Für den Bereich Zählerablesekosten und Logistik werden unter anderem folgende Nutzen angegeben:

- ▶ Reduzierung des Zähleraustauschs auf Grund von Ausfall um 70%,
- ▶ Reduzierung der manuellen Freischaltung und Sperrung von Zählern um 99%,
- ▶ Reduzierung der physischen Ablesevorgänge um 99% und
- ▶ Reduzierung der Lagerungs- und Beschaffungskosten auf Grund der Beschränkung auf drei Zählertypen um 80%.

Die Erfolgsrate bei der Aufdeckung von Stromdiebstahl hat sich um 70% erhöht und die Möglichkeit der Zählerfernabschaltung hat erfolgreich dazu beigetragen, die Risiken von Forderungsausfällen zu mindern. Weiterhin hat die monatliche Ablesung die Fehlerrate reduziert und zu optimierten Cash Flows geführt.<sup>192</sup>

Eine quantitative Betrachtung seitens Enel ergibt die folgenden realisierten Einsparungen pro Zähler und Jahr (s. Tabelle 10).<sup>193</sup>

---

<sup>187</sup> Enel: AMM Drivers in Italy or "Why to become smart", 2012.

<sup>188</sup> Enel: AMM Drivers in Italy or "Why to become smart", 2012.

<sup>189</sup> KEMA: Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community, 2012, S. 38.

<sup>190</sup> ICER: Case Study Smart Meters in Italy, 2012, S. 11.

<sup>191</sup> Enel: AMM Drivers in Italy or "Why to become smart", 2012, Präsentation abgerufen am 5. Dezember 2012.

<sup>192</sup> Ebenda.

<sup>193</sup> Ebenda.



**Tabelle 10: Realisierte Einsparungen durch die Einführung moderner Messsysteme in Italien\***

Kategorie	Messstellenbetrieb	Beschaffung und Lagerhaltung	Verluste (technisch und nicht-technisch)	Kundenservice, Abrechnung
Kostentreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ablesekosten</li> <li>▶ Fernabschaltung</li> <li>▶ Zählerausfallrate, tarifwechselbedingte Zählerwechsel</li> <li>▶ Wechselkosten</li> <li>▶ Zählerbetriebskosten (Wartung, Eichung)</li> <li>▶ Verifizierung von Manipulation und Diebstahl</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Beschaffungskosten</li> <li>▶ Lagerkosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ablesefehler</li> <li>▶ Stromdiebstahl</li> <li>▶ Zählermanipulation</li> <li>▶ Zählereigenverbrauch</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Forderungs- und Beschwerdemanagement</li> <li>▶ Rechnungsgenauigkeit</li> </ul>
Ersparnis (Euro pro Zähler und Jahr)	~10	~2	~2	~1

\*Keine zusätzlichen Information bzgl. Zeitraum, Diskontierung, etc. verfügbar

Quelle: Ernst & Young

### Systemvariante(n)

Die von Enel in Italien verwendete Systemvariante wurde zunächst intern entwickelt und sah den Einbau elektronischer Ein- beziehungsweise Dreiphasenzähler am Anschlusspunkt vor, die Daten und Signale über das Niederspannungsnetz (via PLC) zum Konzentrator am Niederspannungstransformator oder der Übergabestation übermitteln. Von dort aus sieht das System die Nutzung von Mobilfunk zur Weitergabe der Daten an das Head End System vor.

Im Zuge der gesetzlichen Verpflichtung zum Einbau 2006 sind einige technische Anforderungen an die Zählersysteme näher spezifiziert worden, unter anderem die Übermittlung von Preissignalen an den Kunden. Dabei wird jedoch weiterhin an der Kommunikation über PLC festgehalten, dem Verbraucher wird lediglich die Möglichkeit gegeben, Informationen bezüglich Verbrauch und Tarifen über das Internet abzurufen.

### Status und Erfahrungen

Die Einführung moderner Messsysteme in Italien ist abgeschlossen. Hierbei handelt es sich jedoch um technisch wesentlich weniger komplizierte Systeme als in anderen Märkten vorgesehen sind. Laut Enel sind die primären Ziele der Kostensenkung sowie einer effizienteren Gestaltung des Netz- und Zählerbetriebs erreicht worden.<sup>194</sup> Im Kontext der europäischen Ziele, der Wettbewerbsförderung und einem effizienteren Energieeinsatz, hat die italienische Regulierungsbehörde die gesetzlichen Vorgaben dahingehend angepasst, dass Verbraucher einfacher den Tarif und/oder den Anbieter wechseln können. Desweiteren soll der Abruf von Informationen einfacher und zeitnaher geschehen.

Ob sich für Verbraucher tatsächlich Kostenersparnisse ergeben haben, lässt sich nicht mit letzter Sicherheit sagen, vielmehr scheint der Nutzen primär auf Seiten des VNB zu liegen.

<sup>194</sup> Enel: Automated Meter Management roll-out Enel's experience, 2010.

## Zusammenfassung: Erfahrungen in Italien

---

Die relativ reibungslose Einführung moderner Messsysteme in Italien lässt sich im Wesentlichen auf folgende Faktoren zurückführen:

- ▶ Skaleneffekte durch OEM-Lösung (Reduzierung der Kapitalkosten),
- ▶ Verhältnismäßig einfache technische Lösung mit Fokus auf Nutzeneffekten im Verteilnetz,
- ▶ Nutzung existierender Infrastrukturen im Niederspannungsnetz und Vermeidung des Ausbaus zusätzlicher Kommunikationsinfrastrukturen sowie
- ▶ Simultane Installation durch einen Verteilnetzbetreiber bei 85% aller Zählpunkte des Marktes.

Einige dieser Faktoren wirken sich allerdings limitierend auf den zusätzlich generierbaren Nutzen aus. So ist die Nutzung von PLC als Kommunikationsstruktur sicherlich weit verbreitet, schließt aber den Transport größerer Datenmengen z.B. für Mehrwertdienste aus. Weiterhin werden derzeit noch wenige Anreize zur Verlagerung oder Minderung des Verbrauchs gesetzt. Inwieweit die derzeit verwendete Systemvariante derartige Anreize setzen kann, ist offen.

### 4.1.4 Niederlande

Die Niederlande waren eines der ersten Länder, das eine Einführung moderner Messsysteme verfolgt hat. Bereits im Jahr 2005 wurde im Zuge einer ersten Kosten-Nutzen-Analyse ein positiver Nettonutzen von rund 1,3 Mrd. Euro errechnet.<sup>195</sup> Der Entwurf zur gesetzlichen Ausgestaltung der Einführung sah seinerzeit jedoch einen verpflichtenden Einbau und die Aufnahme und Übertragung sowie Nutzung viertelstündlicher Messwerte vor. Öffentliche Diskussionen unter anderem zum Datenschutz mündeten in einem Rechtsgutachten der Universität Tilburg, wonach die vorgeschlagene rechtliche Ausgestaltung (insbesondere die Erfassung viertelstündlicher Messwerte) gegen Artikel 8 der europäischen Menschenrechtskommission verstoßen würde.<sup>196</sup>

Infolge dessen sind sowohl die technischen Anforderungen als auch die rechtliche Ausgestaltung angepasst und in der Kosten-Nutzen-Analyse von 2010 entsprechend berücksichtigt worden. Der nach wie vor positive Nettonutzen der flächendeckenden Einführung moderner Messsysteme bei Haushaltskunden ist dabei mit 770 Mio. Euro berechnet worden.<sup>197</sup> Die Tatsache, dass Verbraucher den Einbau ablehnen können, ist ebenfalls in der Analyse berücksichtigt worden. Demnach verringerte sich der Nutzenzuwachs auf nahe Null, wenn 20% der Verbraucher einen Einbau ablehnen würden. Als weitere Besonderheit soll auf den verhältnismäßig langen Modellierungszeitraum der Nutzenanalyse hingewiesen werden: der Betrachtungszeitraum ist 2010-2060. Ein Break-even, d.h. positiver Barwert der Zahlungsflüsse, wird nicht vor dem Jahr 2035 erwartet.<sup>198</sup> Dies liegt nicht zuletzt an einer relativ konservativen Betrachtung, was zum Teil den Erfahrungen aus dem bisherigen legislativen Prozess geschuldet ist.<sup>199</sup>

Ungeachtet der zeitweiligen rechtlichen Unsicherheiten hat es dennoch eine Einführung gegeben, bei der Oxxio, ein wettbewerblicher Energielieferant, moderne Messsysteme installiert hat. Allerdings sind Installation und Betrieb mittlerweile gemäß geänderter Rechtslage an die VNB übergegangen.<sup>200</sup> Anfang 2012 ist mit der schrittweisen Einführung moderner Messsysteme begonnen worden, die Erfahrungswerte zur flächendeckenden Einführung ab 2014 liefern soll.<sup>201</sup>

---

<sup>195</sup> KEMA Netherlands: Smart meters in the Netherlands (Draft), 2010, S. 41.

<sup>196</sup> Cuijpers & Koops, 2008, S. 30.

<sup>197</sup> KEMA Netherlands: Smart meters in the Netherlands (Draft), 2010, S. 3.

<sup>198</sup> Ebenda, S. 47.

<sup>199</sup> Ebenda, S. 46ff.

<sup>200</sup> Energiea: <http://www.energiea.nl/preview/1430-Oxxio-stopt-met-slimme-meter.html>, 2011.

<sup>201</sup> Rijksoverheid: <http://www.rijksoverheid.nl/nieuws/2012/02/16/slimme-energiemeter-helpt-energierekening-omlaag.html>, 2012.

Die mit der Einführung verbundenen Ziele wurden wie folgt formuliert:

- ▶ Eliminierung administrativer Probleme bei der Abrechnung,
- ▶ Stärkung des Wettbewerbs und Vereinfachung von Lieferantenwechsel,
- ▶ Erhöhung der betrieblichen Effizienz von Marktteilnehmern und
- ▶ Unterstützung von Energieeinsparbemühungen der Haushaltskunden.

### Kosten der Einführung

---

Eine Auflistung einzelner Kostenpositionen der Einführung moderner Messsysteme erfolgt nicht in der 2010 veröffentlichten Zusammenfassung der Kosten-Nutzen-Analyse. Die Annahmen von 2005 sind zwar teilweise verfügbar, jedoch vor dem Hintergrund geänderter Rahmenbedingungen (Datenschutz und -sicherheit, Kostendegression bzw. -inflation) nur bedingt valide. Für die 2010 durchgeführte Analyse wurden die Annahmen entsprechend angepasst. Einer schematischen Darstellung der Kosten- und Nutzenbarwerte lässt sich folgende grobe Kostenverteilung entnehmen (Nettobetrachtung nach Abzug des Nutzens):<sup>202</sup>

- ▶ Regionale Verteilnetzbetreiber: rund 3 Mrd. Euro
- ▶ Nationale Regierung / Umwelt: rund 3 Mrd. Euro
- ▶ Energielieferanten: rund 500 Mio. Euro
- ▶ Stromerzeugungssektor: rund 50 Mio. Euro

Hiermit wird deutlich, dass die Kosten im Wesentlichen von den VNB getragen werden. Die Kosten für die Regierung und Verwaltung lassen sich im Wesentlichen auf entgangene Steuereinnahmen auf Grund eines verminderten Energieabsatzes zurückführen.

### Qualitativer und quantitativer Nutzen der Einführung

---

Der Nutzen ist nach Funktionalität beziehungsweise Nutzenkategorien quantifiziert worden und weniger nach Wertschöpfungsstufen oder Marktrollen. Im Referenzszenario sind dabei folgende Nutzenpotentiale quantifiziert worden:<sup>203</sup>

- ▶ Energieeinsparungen (rund 1,5 Mrd. Euro)
- ▶ Reduzierte Call-Center-Kosten (rund 930 Mio. Euro)
- ▶ Einsparungen durch erhöhten Anbieterwechsel (rund 680 Mio. Euro)
- ▶ Niedrigere Ablesekosten (rund 500 Mio. Euro)

Energieeinsparungen sind der Haupttreiber für den Nutzen moderner Messsysteme. Diese setzen allerdings eine unmittelbare Information der Verbraucher mit Energieverbrauchsdaten voraus. Die niederländische Analyse stellt fest, dass ein Display nicht mehr als 140 Euro kosten sollte, damit die zusätzlich entstandenen Kosten durch Einsparungen beim Verbrauch gedeckt werden können.<sup>204</sup>

Eine weitere Sensitivität muss bei den Einsparpotentialen der Ablesekosten berücksichtigt werden. Wenn 20% der Verbraucher die Fernauslesefunktion blockieren („administrative off“), sinkt der Barwert des Nettonutzens einer flächendeckenden Einführung auf -15 Mio. Euro.<sup>205</sup> Vor dem Hintergrund der Datenschutzdebatten in den Niederlanden stellt dies ein nicht unerhebliches Risiko dar. Tatsächlich wäre an dieser Stelle sogar eine Nutzung konventioneller Zähler für eben diese 20% der Verbraucher volkswirtschaftlich günstiger. Die Autoren der Kosten-Nutzen-Analyse betonen an dieser Stelle die Wichtigkeit klarer und konsistenter Information der Verbraucher damit die oben genannte Situation vermieden werden kann.<sup>206</sup>

---

<sup>202</sup> KEMA Netherlands: Smart meters in the Netherlands (Draft), 2010, S. 48.

<sup>203</sup> Ebenda, S. 49.

<sup>204</sup> Ebenda, S. 52.

<sup>205</sup> Ebenda, S. 51.

<sup>206</sup> Ebenda, S. 5.

## Systemvariante(n)

---

Die minimalen technischen Anforderungen an moderne Messsysteme wurden zunächst durch das Niederländische Institut für Normung festgelegt (Netherlands Technical Agreement, NTA 8130). Weiterhin sind seitens des Gesetzgebers die Messregeln für Fernauslesung von Strom- und Gaszählern festgelegt worden (AMvB). Mit dem Ziel die Interoperabilität zu erhöhen und weitere Anforderungen hinsichtlich Einbau, Wartung, Datenschutz und -sicherheit sowie Performance zu spezifizieren, haben die niederländischen Netzbetreiber gemeinsam die „Dutch Smart Meter Requirements“ (DSMR) festgelegt.<sup>207</sup> Auf Basis von Version 4.0 der DSMR werden derzeit die modernen Messsysteme durch die Verteilnetzbetreiber beschafft.<sup>208</sup> Nach Abschluss der Testphase soll Anfang 2013 Version 5.0 erscheinen, die eine weitgehende Kongruenz mit europäischen Anforderungen sicherstellen soll.<sup>209</sup>

In der Kosten-Nutzen-Analyse von 2010 wird angenommen, dass 80% der Kommunikation über PLC und 20% über GPRS erfolgen.<sup>210</sup> Die Zähler kommunizieren entweder drahtgebunden oder über Funk mit dem zentralen System, das wiederum mit den jeweiligen Marktpartnern (Netzbetreiber, Messdienstleister, Energielieferant) kommuniziert.

## Status und Erfahrungen

---

Nach den vorerst gestoppten Bestrebungen, moderne Messsysteme für alle Verbraucher verpflichtend einzuführen, haben beide Kammern des niederländischen Parlaments die Einführung auf freiwilliger Basis im Jahr 2011 beschlossen. Der flächendeckende Einbau moderner Messsysteme hat Anfang des Jahres 2012 im Rahmen einer Testphase begonnen. Ab 2014 sollen alle Verbraucher grundsätzlich die Möglichkeit haben, sich ein modernes Messsystem einbauen zu lassen.

Die Gründe für das zwischenzeitliche Scheitern des ersten Gesetzentwurfs sind vielfältig:<sup>211</sup>

- ▶ Datenschutzbedenken und das Rechtsgutachten der Universität Tilburg, wonach der Gesetzentwurf rechtlich bedenklich wäre.
- ▶ Verpflichtung zum Einbau und damit verbundene Strafen bei Nichtbefolgen.
- ▶ Unausgereiftheit der technischen Anforderungen an die Zählersysteme, insbesondere hinsichtlich Datenschutz und -sicherheit.

Datenschutzbedenken werden als wesentlicher Hinderungsgrund für die Einführung in den Niederlanden genannt. Informationen über haushaltsbezogene Verhaltensmuster, Zeiten, zu denen Personen zu Hause sind beziehungsweise Energie verbrauchen, längere Abwesenheiten, unter Umständen auch Informationen über Alter und Struktur des Gerätebestands lassen sich theoretisch über moderne Messsysteme gewinnen. Die Tatsache, dass diese Informationen gesammelt und unter Umständen von Dritten missbräuchlich genutzt werden könnten, hat starken Widerstand in den Niederlanden ausgelöst, so dass der Beschluss zur Einführung verschoben wurde.

Als Reaktion darauf hat insbesondere Netbeheer Nederland<sup>212</sup>, der Verband der Netzbetreiber, eine Reihe von detaillierten technischen Richtlinien entwickelt, die das Risiko von Datendiebstahl oder -missbrauch minimieren sollen. Des Weiteren ist die Regierung vom verpflichtenden Charakter der Einführung abgerückt und erlaubt den Verbrauchern, moderne Messsysteme freiwillig einbauen zu lassen. In der Konsequenz könnten daher die Ausbauziele weitaus später als von der EU verlangt erreicht werden. Zudem ist fraglich, ob die identifizierten Nutzenpotentiale gehoben werden können, insbesondere wenn Verbraucher die Möglichkeit offen steht, eine Fernauslesung zu blockieren.

---

<sup>207</sup> Netbeheer Nederland: Dutch Smart Meter Requirements, 2012.

<sup>208</sup> TNO: Rapport Onderzoek overgangsbepalingen Ontwerpbesluit Slimme Meter, 2011, S. 2.

<sup>209</sup> Ebenda.

<sup>210</sup> KEMA Netherlands: Smart meters in the Netherlands (Draft), 2010, S. 46.

<sup>211</sup> KEMA Netherlands: Smart meters in the Netherlands (Draft), 2010, S. 15f.

<sup>212</sup> Netbeheer Nederland: Dutch Smart Meter Requirements, 2012.

## Zusammenfassung: Erfahrungen in den Niederlanden

---

Zusammenfassend lassen sich die beiden folgenden Punkte aus den Erfahrungen in den Niederlanden festhalten:

- ▶ Datenschutzbedenken von Kunden und Verbraucherverbänden sollten frühzeitig offen und transparent diskutiert werden.
- ▶ Technische Anforderungen an Zähler sollten vor Beginn der Einführung definiert werden.
- ▶ Die Möglichkeit für Verbraucher, den Einbau moderner Messsysteme abzulehnen, könnte die Wirtschaftlichkeit der gesamten Einführung gefährden. Vor diesem Hintergrund sollte sorgfältig zwischen Einbauverpflichtungen und -anreizen abgewogen werden.
- ▶ Bedenken der Verbraucher könnten auf verschiedenen Wegen adressiert werden, wie z.B. durch eine mögliche Verlängerung des Einführungszeitraums oder verstärkte Informationsangebote (diese würden jedoch vielfach Kostenerhöhungen nach sich ziehen).

### 4.1.5 Frankreich

Nach Abschluss mehrerer großflächiger Feldversuche mit insgesamt rund 300.000 moderne Messsysteme für Strom ist deren Einführung von der französischen Regulierungsbehörde CRE vorgeschlagen und vom Energieminister Ende 2011 beschlossen worden. Zwischen 2013 und 2018 sollen ca. 90% der Haushaltszähler durch moderne Messsysteme ersetzt werden. Die restlichen 10% folgen bis 2028. In der ersten Phase wird dabei bereits erprobte Technik genutzt, rund 7 Mio. Zähler sollen ersetzt und 75.000 Konzentratoren eingebaut werden, die denen aus der „Linky“-Pilotphase ähnlich sind („PLC G1“). Rund 28 Mio. Zähler der nächsten Generation („PLC G3“) und 345.000 Konzentratoren sollen im Anschluss von 2015-2018 verbaut werden.<sup>213</sup> Die folgenden Ziele werden mit der flächendeckenden Einführung moderner Messsysteme verfolgt:<sup>214</sup>

- ▶ Erhaltung der Netzstabilität bei vermehrter Einspeisung Erneuerbarer Energien,
- ▶ Genauere Netzüberwachung,
- ▶ Genauere Abrechnung basierend auf tatsächlichen Verbräuchen sowie Schaffung der Möglichkeit zusätzliche Dienstleistungen und neue Tarife anzubieten,
- ▶ Unterstützung von nachfrageseitigem Lastmanagement und Spitzenlastmanagement,
- ▶ Erhöhung betrieblicher Kosteneffizienz und
- ▶ Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit französischer Produkte und der französischen Industrie.

Da ERDF als verantwortlicher Verteilnetzbetreiber ca. 95% der Zählpunkte im Haushaltskundenmarkt versorgt, ist stark auf die Erfahrungen aus dem „Linky“ Projekt zurückgegriffen worden. Hierbei wurden rund 250.000 moderne Messsysteme installiert und getestet.<sup>215</sup> Zur Quantifizierung der Effekte einer flächendeckenden Einführung hat CRE eine Kosten-Nutzen-Analyse durchführen lassen. Gemäß den Annahmen dieser Berechnungen liegen die Kosten der Einführung prinzipiell bei ERDF als VNB. Der Nettonutzen für den VNB ist isoliert betrachtet negativ, auf die gesamte Wertschöpfungskette erweitert stellt sich jedoch ein positiver Gesamteffekt ein.<sup>216</sup>

### Kosten der Einführung

---

Als reine Investitionskosten für die Einführung von rund 35 Mio. moderner Messsysteme werden rund 3,8 Mrd. Euro angegeben. Hierbei entfallen 3 Mrd. Euro auf die Zähler und deren Installation, 500 Mio. Euro auf die Konzentratoren, und 300 Mio. Euro auf die Anpassung und Aufrüstung der IT-Systeme. ERDF selbst schätzt die Kosten auf Grund anderer Annahmen zu Lohnkosten und Diskontsätzen auf rund

---

<sup>213</sup> CRE: ERDF, 2011, S. 5.

<sup>214</sup> CRE: Press Release, 2011.

<sup>215</sup> ICER: Report on Experiences on the Regulatory Approaches to the Implementation of Smart Meters, 2012, S. 8.

<sup>216</sup> CRE: Cost - benefit analysis for the roll-out of a smart metering system in France, 2010.

4,3 Mrd. Euro.<sup>217</sup> Die Kostenkompensation soll mittelbar über eine Erhöhung der Netzentgelte erfolgen, die an die Verbraucher weitergegeben werden.<sup>218</sup> Somit wird weitestgehend Kostenneutralität für die Verteilnetzbetreiber sichergestellt. In den zwei Szenarien der Kosten-Nutzen-Analyse werden jährliche Strompreissteigerungen von 2,3% bzw. 5,75% zwischen 2010 und 2020 sowie 1,8% ab 2020 unterstellt.<sup>219</sup> Die französische Regierung hat CRE jedoch aufgefordert, Vorschläge zu unterbreiten, wie die Einführung auch für Haushalte kostenneutral gestaltet werden könnte.<sup>220</sup>

## Nutzen der Einführung

Eine Quantifizierung des Nutzens ist nur ansatzweise möglich, da die Daten nicht in detaillierter Form öffentlich zugänglich sind. CRE hat Resultate der von Capgemini 2010 durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse auszugsweise veröffentlicht (s. Tabelle 11).<sup>221</sup> Dabei ist keine Erklärung für die Differenz der angenommenen Strompreissteigerungen in den verschiedenen Szenarien und deren Einfluss auf die Vermeidung von Verlusten gegeben worden.

**Tabelle 11: Kosten-/Nutzenbetrachtung Frankreich**

Nutzen	Szenario 1	Szenario 2
Investitionskosten (inkl. Zähler, Konzentratoren und IT)	EUR -3,8 Mrd.	EUR -3,8 Mrd.
Vermiedener Ersatz konventioneller Zähler	EUR 1,5 Mrd.	EUR 1,5 Mrd.
Vermiedene Investitionen in Verteilnetze	EUR 0,1 Mrd.	EUR 0,1 Mrd.
Vermiedene Verluste	EUR 1,2 Mrd.	EUR 1,8 Mrd.
Reduzierte "technische Interventionen"	EUR 1,0 Mrd.	EUR 1,0 Mrd.
Reduzierte Ablesekosten	EUR 0,7 Mrd.	EUR 0,7 Mrd.
Reduzierung anderer betrieblicher Aufwendungen	EUR 0,1 Mrd.	EUR 0,1 Mrd.
Erhöhte Betriebskosten eines modernen Messsystems	EUR -0,7 Mrd.	EUR -0,7 Mrd.
<b>Summe</b>	<b>EUR 0,1 Mrd.</b>	<b>EUR 0,7 Mrd.</b>

Quelle: Nach CRE 2011

## Systemvariante(n)

Die für die erste Phase der Einführung vorgesehenen Zähler basieren auf der technischen Architektur der Linky-Zähler. Diese Lösung sieht prinzipiell moderne Messsysteme mit integrierter Anzeige vor, die sowohl Informationen zum Momentanverbrauch als auch zum Tarif darstellt. Die Kommunikation erfolgt über PLC und Konzentratoren sowie GPRS.

Auf Inhouse-Displays ist explizit verzichtet worden, da der erzielbare Nutzen die Kosten von rund 20 Euro bis 50 Euro nicht decken würde. Da jedoch außer über das Internet oder Smartphones den Konsumenten somit keine Informationen in Echtzeit zur Verfügung gestellt werden, hat CER die Empfehlung ausgesprochen, den zusätzlichen Nutzen von Displays noch einmal gesondert zu untersuchen.<sup>222</sup> Vorerst sieht ERDF bei der Einführung moderner Messsysteme von einem Einbau von Displays ab. Einige in Frankreich nicht vorgesehene Funktionalitäten (z.B. Speicherung von Daten) tragen zu den relativ niedrigen Kosten der gewählten Systemvariante bei.

## Status und Erfahrungen

Der Ausbau einer modernen Messsysteminfrastruktur in Frankreich wird durch die Tatsache erleichtert, dass ERDF für rund 95% der Haushalte der Verteilnetzbetreiber ist. Daraus ergeben sich wesentliche Vor-

<sup>217</sup> CRE: ERDF, 2011, S. 4.

<sup>218</sup> ICER: Case Study Smart Meters in Italy, 2012; ICER: Report on Experiences on the Regulatory Approaches to the Implementation of Smart Meters, 2012, S. 11.

<sup>219</sup> CRE: ERDF, 2011, S. 4.

<sup>220</sup> France Gouvernement: <http://www.gouvernement.fr/gouvernement/phase-de-concertation-autour-du-projet-de-compteurs-electriques-linky>, 2012.

<sup>221</sup> CRE: ERDF, 2011, S. 4.

<sup>222</sup> CRE: Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky, 2011, S. 30.

teile hinsichtlich der Installationskosten, Skaleneffekte bei der Zählerproduktion sowie der Nutzung vorhandener Infrastruktur (PLC-Kommunikation). Durch den Verzicht auf Displays und eine primäre Fokussierung auf Mietshäuser in denen die Zählerinfrastruktur leicht zugänglich ist, können die Kosten der Einführung vergleichbar niedrig gehalten werden. Gleichwohl ist die gewählte Systemvariante unter Umständen nur begrenzt dazu geeignet, den Energieverbrauch entscheidend zu senken, sowie eventuelle Synergien durch ein Angebot von Mehrwertdiensten zu nutzen.

### Erfahrungen: Einführung in Frankreich

---

Die bisherigen Erfahrungen aus Frankreich lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ▶ Großflächigere Pilotprojekte erlauben robustere Annahmen für die Quantifizierung von Kosten und Nutzen, insbesondere hinsichtlich des Betriebs der Verteilnetze.
- ▶ Die schrittweise Einführung mit Fokus auf schnell sichtbare Effekte kann helfen, den zukünftigen Ausbau oder die spätere Erweiterung der Funktionalitäten zu unterstützen.
- ▶ Es sind Bedenken hinsichtlich der mangelnden Berücksichtigung von Verbraucherinteressen geäußert worden. Insbesondere die Tatsache, dass Displays nicht verwendet werden, könnte dazu führen, dass verbraucherspezifische Wirkungen wie Energieeinsparungen nicht vollumfänglich erzielt werden können.

#### 4.1.6 Schweden

Schweden wird ebenfalls häufig als Beispiel für eine erfolgreiche Einführung moderner Messsysteme genannt. Tatsächlich handelt es sich eher um eine Einführung fernauslesbarer Zähler, die von den Verteilnetzbetreibern auf Grund gesetzlicher Bestimmungen zu genaueren Abrechnungen zwischen 2006 und 2009 installiert wurden. Auf Grund hoher Strompreise und intransparenter Stromrechnungen hat die schwedische Regierung im Jahr 2002 die monatliche Abrechnung basierend auf tatsächlichen Verbräuchen beschlossen. Auf Grund der geringen Bevölkerungsdichte haben die VNB daraufhin fernauslesbare Zähler eingeführt, mit der Absicht, die gesetzlichen Bestimmungen kostenminimierend zu erfüllen.

Mit der Einführung wurden im Wesentlichen vier Ziele verfolgt:<sup>223</sup>

- ▶ Verbesserung des Datenaustauschs zwischen Lieferanten und VNB beim Wechsel des Anbieters.
- ▶ Bereitstellung monatlicher Stromrechnungen basierend auf tatsächlichen anstelle geschätzter Verbräuche.
- ▶ Erhöhung des Wettbewerbs auf Grund eines verstärkten Bewusstseins für Energie und Energiekosten.
- ▶ Setzen von Anreizen zu Verhaltensänderungen (Energiesparen, Energieeffizienz), indem eine unmittelbare Verbindung zwischen Verbrauch und Rechnung erfolgt.

Während eine generelle Verbesserung des Datenaustauschs sowie der Rechnungsgenauigkeit konstatiert werden kann, ist keine nennenswerte Erhöhung der Energieeffizienz zu verzeichnen.<sup>224</sup> Dies ist vor allem auf die fehlenden Anreize durch zeit- und lastvariable Tarife oder Displays zurückzuführen. Bereits vor der Einführung ist im Jahr 2002 eine nationale Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt worden, die den volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen auf rund 600 Millionen Schwedischer Kronen pro Jahr (rund 69 Mio. Euro) beziffert hat.

Nach der im Jahr 2009 abgeschlossenen Einführung der modernen Messsysteme ist dann 2010 eine weitere Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt worden, deren Untersuchungsgegenstand die Einführung dynamischer Tarife sowie einer Ablesung in stündlichen Intervallen war. Hierbei wurde ein positiver Gesamtnutzen für die Einführung moderner Messsysteme mit stündlicher Messung ab einem Jahresverbrauch von 8.000 kWh errechnet (entsprechend rund 25% der Haushaltskunden).<sup>225</sup> Zudem haben die VNB bestätigt,

---

<sup>223</sup> VassaETT: Evaluation of residential smart meter policies, 2010, S. 56.

<sup>224</sup> Ebenda, S. 61.

<sup>225</sup> ICER: Case Study Implementation of Electricity Smart Meters in Sweden, 2012, S. 5.

dass 90% ihrer Zählersysteme stundenscharfe Werte liefern können.<sup>226,227</sup> Trotz dieser Resultate hat die schwedische Regierung von einer verpflichtenden Einführung abgesehen und beschlossen, dass den Kunden nur auf Verlangen ab Oktober 2012 stündliche Messwerte bereitgestellt bzw. danach abgerechnet werden muss.<sup>228</sup> Dies gilt allerdings für alle Kundengruppen.

## Kosten der Einführung

Die Gesamtkosten der Einführung der ersten Generation moderner Messsysteme 2006-2009 werden mit rund 1 Mrd. Euro beziffert. In der 2002 durchgeführten Berechnung der Kosten und Nutzen wurde folgende Verteilung der Kosten angenommen.<sup>229</sup>

**Tabelle 12: Angenommene Kosten der Einführung moderner Messsysteme in Schweden**

Kategorie	Investitionskosten
Geschätzte Gesamtkosten pro Kunde	SEK 1500-2500 / EUR 176-293
Elektronische Zähler (Stück)	SEK 400-450 / EUR 47-52
Terminal (Stück)	SEK 700-1600 / EUR 82-187
Moderne Messsysteme (Stück, inkl. Terminal)	SEK 1000-1500 / EUR 117-176
Kommunikationseinheit (pro Stück)	SEK 25-400 / EUR 3-47
Installation pro modernem Messsystem	SEK 240-450 / EUR 28-52
Anpassung IT-Systeme pro Zählpunkt	SEK 25-250 / EUR 3-29

Quelle: Nach Statens energimyndighet 2002

Im Jahr 2010 wurde erneut eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt, um zu ermitteln, wie sich eine Einführung stündlicher Verbrauchsmessungen niederschlagen würde. Dabei sind drei Szenarien untersucht worden, wobei seitens des Regulierers die Empfehlung ausgesprochen wurde, nur für Verbraucher mit mehr als 8.000 kWh Jahresverbrauch eine stündliche Messung und Abrechnung einzuführen.

Diese Kosten-Nutzen-Analyse hat Kapitalkosten von durchschnittlich 2.000 SEK (rund 230 Euro) pro Zähler für den Ersatz der derzeit verwendeten Systeme ermittelt.<sup>230</sup> Vor dem Hintergrund, dass Konzentratoren ursprünglich für die Übertragung monatlicher Daten konfiguriert wurden, wird eine Umstellung auf stündliche Werte mit rund 3.000-5.000 SEK (350-570 Euro) pro Konzentrator veranschlagt.<sup>231</sup>

In Summe wurde für die flächendeckende Einführung moderner Messsysteme mit stundengenauer Abrechnung für Verbraucher mit mehr als 8.000 kWh Jahresverbrauch ein Aufwand von 1,35 Mrd. SEK (156 Mio. Euro) berechnet. Hierbei entfallen rund 900 Mio. SEK (104 Mio. Euro) auf den Ersatz der Zähler, 100 Mio. SEK (11 Mio. Euro) auf die Konzentratoren, und 350 Mio. SEK (40 Mio. Euro) auf die Anpassung der IT-Systeme.<sup>232</sup> Die Betriebskosten variieren je nach Länge des Abrechnungszeitraums von 90 SEK (tägliche Abrechnung) bis 150 SEK (monatliche Abrechnung) pro Kunde und Jahr (10 Euro bzw. 17 Euro).

## Nutzen der Einführung

Für die in der ersten Phase bis 2009 installierten modernen Messsystemen wurde ein positiver Nettonutzen in Höhe von rund 600 Mio. SEK (rund 69 Mio. Euro) ermittelt.<sup>233</sup> Dieser hat sich allerdings sehr unterschiedlich auf die verschiedenen Wertschöpfungsstufen und Marktrollen verteilt. Auf Grund der höheren

<sup>226</sup> Ebenda, S. 15.

<sup>227</sup> Svensk Energi: Frågor och svar, 2012, S. 2.

<sup>228</sup> Energimarknadsinspektion: <http://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyhetsarkiv-2012/ei-ger-ut-nya-regler-om-timmatning/>, 2012.

<sup>229</sup> Statens energimyndighet: Månadsvis avläsning av elmätare, 2002, Bilaga 1.

<sup>230</sup> ICER: Case Study Implementation of Electricity Smart Meters in Sweden, 2012, S. 22.

<sup>231</sup> Ebenda, S. 23.

<sup>232</sup> Ebenda, S. 25.

<sup>233</sup> Ebenda, S. 5.



Abrechnungsgenauigkeit und leichterem Wechselprozesse erfahren die Verbraucher den größten Nutzenzuwachs mit geschätzt rund 800 Mio. SEK (92 Mio. Euro) pro Jahr.<sup>234</sup> Für Lieferanten ergeben sich Einsparungen in Höhe von rund 150 Mio. SEK (17 Mio. Euro) pro Jahr.<sup>235</sup> Für die VNB als Verantwortliche ist ein negativer Nutzen von rund 300 Mio. SEK (34 Mio. Euro) pro Jahr errechnet worden.<sup>236</sup>

Die 2010 durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse hat einen positiven Gesamtnutzen für die Einführung moderner Messsysteme mit stundengenauer, monatlicher Abrechnung für Kunden mit mehr als 8.000 kWh Jahresverbrauch von rund 2 Mrd. Schwedischen Kronen (230 Mio. Euro) berechnet.<sup>237</sup> Die Analyse hat dabei nicht exakt aufgeschlüsselt, wie sich diese Effekte auf Marktrollen verteilen, aber eine grobe Abschätzung ergibt die folgende Verteilung:

- ▶ Endkunden: Positiv, SEK 4 Mrd. (EUR 464 Mio.)
- ▶ Netze: Negativ, - SEK 2 Mrd. (-EUR 232 Mio.)
- ▶ Lieferanten: Negativ, - SEK 200 Mio. (-EUR 23 Mio.)
- ▶ Andere: Positiv, SEK 200 Mio. (EUR 23 Mio.)

Während die direkten Wirkungen für Endkunden zunächst positiv sind, kann dennoch erwartet werden, dass zumindest ein Teil der von den Verteilnetzbetreibern zu tragenden Kosten an den Endkunden weitergegeben wird.

### Systemvariante(n)

---

Auf Grund der fehlenden Vorgabe zum Einbau moderner Messsysteme nutzen die betroffenen Unternehmen zum Teil unterschiedliche Technologien und Systemvarianten verschiedener Hersteller. Aus diesem Grund gibt es keine einheitliche technische Spezifikation der verwendeten Zähler. Vielmehr gibt es vereinzelt Hinweise darauf, dass zunächst auf technisch weniger anspruchsvolle Geräte zurückgegriffen wurde und dann im Laufe der Einführung in Erwartung eines höheren Nutzens leistungsfähigere moderne Messsysteme installiert wurden.<sup>238</sup>

Die im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse von 2010 durchgeführten Untersuchungen ergeben ein relativ klares Bild der verwendeten Systeme. Prinzipiell sind in der Regel fernauslesbare Zähler installiert worden, die mittels PLC (37%), Funk (17%) bzw. GPRS (1%) oder einer Kombination dieser Standards (46%) mit den Konzentratoren kommunizieren.<sup>239</sup> Von diesen wird dann überwiegend (86%) via drahtloser (GPRS) oder drahtgebundener (IP/Glasfaser, PLC, Signalkabel, Festnetz) Technologie an die jeweiligen Head-End-Systeme übertragen.<sup>240</sup> Rund 20% der derzeit installierten Zähler sind fähig, stundengenaue Werte zu erfassen. Der Rest kann entweder tages-, monats-, oder weitere Intervalle erfassen.<sup>241</sup> Rund 64% der Konzentratoren können stundengenaue Werte für einen Monat speichern.<sup>242</sup>

### Status und Erfahrungen

---

Nach abgeschlossener Einführung der monatlichen Abrechnung auf Grund tatsächlicher Verbräuche im Haushaltskundensektor hat sich die Abrechnungsgenauigkeit erhöht. E.ON verzeichnete nach eigener Angabe einen Rückgang der Anfragen zu Ablesedaten um 70% sowie eine Reduzierung der Beschwerden über Rechnungen um 60%.<sup>243</sup> Ob und zu welchem Grad diese Kosteneinsparungen über reduzierte Tarife an die Kunden weitergegeben wurden, lässt sich auf Grund möglicher Überlagerungseffekte jedoch nicht valide quantifizieren.

Die installierten Systeme werden allerdings den Erwartungen hinsichtlich Energieeinsparungen nicht gerecht. Zudem hat die Einführung monatlicher Stromabrechnungen zu hohen finanziellen Belastungen insbesondere von Verbrauchern mit elektrischen Heizungen in den Wintermonaten geführt. Vor diesem Hin-

---

<sup>234</sup> Statens energimyndighet: Månadsvis avläsning av elmätare, 2002, S. 28.

<sup>235</sup> Statens energimyndighet: Månadsvis avläsning av elmätare, 2002, S. 28.

<sup>236</sup> Ebenda.

<sup>237</sup> Energimarknadsinspektionen: Ref: EI R2010:22, 2010, Bilaga 3, S. 24.

<sup>238</sup> VassaETT: Evaluation of residential smart meter policies, 2010, S. 58.

<sup>239</sup> Energimarknadsinspektionen: Ref: EI R2010:22, 2010, Bilaga 2, S. 12.

<sup>240</sup> Ebenda, S. 18.

<sup>241</sup> Ebenda, S. 7.

<sup>242</sup> Ebenda, S. 17.

<sup>243</sup> VassaETT: Evaluation of residential smart meter policies, 2010, S. 60.

tergrund haben Gesetzgeber und Regulierer die Möglichkeiten einer Verbrauchssenkung und -verlagerung mit Hilfe moderner Messsysteme näher untersucht. Die Ergebnisse der Untersuchung haben den Gesetzgeber dazu veranlasst, den Kunden über eine stundengenaue Abrechnung ein besseres Verständnis seines Verbrauchsverhaltens zu ermöglichen. Daneben eröffnen die gesetzlichen Änderungen die wirtschaftlich sinnvollere Einführung von zeit- und lastvariablen Tarifen (Time-of-use und Critical Peak Pricing).

### **Erfahrungen: Einführung in Schweden**

---

Als wichtige Erfahrungen aus der Einführung von modernen Messsystemen in Schweden werden folgende Punkte genannt:

- ▶ Technische Anforderungen an Zähler sollten vor der Einführung festgelegt werden, um kosten-trächtige Änderungen zu verhindern, und
- ▶ Die Bereitstellung von Informationen in Echtzeit über die Energieverbräuche sind notwendig, um dem Letztverbraucher Anreize für effizienteren Einsatz von Energie und Energieeinsparungen zu bieten.<sup>244</sup>

### **4.1.7 Zusammenfassung internationaler Erfahrungen**

Die vorliegenden Erfahrungen zur flächendeckenden Einführung moderner Messsysteme für Haushaltskunden zeigen ein sehr heterogenes Bild zu den tatsächlich erzielten Kosten- und Nutzeneffekten. Kosten und Nutzen sind zudem immer im Kontext lokal teilweise sehr unterschiedlicher Marktgegebenheiten zu bewerten. Es zeigt sich, dass in allen Ländern ein positiver Nettonutzen für den Endkunden ermittelt wurde, der jedoch in seiner Höhe sehr unterschiedlich ausfällt. Während die Energielieferanten im Allgemeinen profitieren – mit Ausnahme Großbritanniens, wo der Energielieferant für den Rollout verantwortlich ist, – ist bei den Netzbetreibern ein negativer Nettonutzen zu beobachten. Die Rolle der Erzeugung ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eher untergeordnet.

### **Funktionale Anforderungen**

---

Insbesondere Länder, die erst in den letzten zwei bis drei Jahren einen Rollout beschlossen haben (Großbritannien, Irland, Niederland, Frankreich), wählen Ansätze, die auch die EU-Mindestanforderungen (s. Kapitel 3.1.1), mit wenigen kleineren Ausnahmen, vollständig erfüllen sollen. Bislang ist jedoch in keinem dieser Länder der Rollout weit vorangeschritten.

Unterschiedlich werden insbesondere folgende Mindestanforderungen umgesetzt:

- ▶ Ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte (Konsens: mindestens 15-Minuten-Takt)
- ▶ Möglichkeit zur Speicherung der Kundenverbrauchsdaten während eines angemessenen Zeitraums
- ▶ Bereitstellung genauer, benutzerfreundlicher und zeitnaher Messwerte
- ▶ Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals, sowie
- ▶ Bereitstellung von Import-/Exportmessungen und reaktiven Messungen

### **Schlussfolgerungen Übertragbarkeit internationaler Erfahrungen auf Deutschland**

---

Trotz dieser unterschiedlichen Ansätze und Zielstellungen können einige zentrale Schlüsse gezogen werden, die bei den Überlegungen zu einer flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler in Deutschland hilfreich sind:

#### **1. Festlegung technischer Anforderungen vor der Einführung**

Die Erfahrungen aus Schweden und den Niederlanden zeigen, wie wichtig industrieweit vereinbarte bzw. rechtlich festgelegte technische Spezifikationen sind, um gestrandete Investitionen zu vermeiden. Das Beispiel Großbritannien zeigt, dass fehlende Richtlinien dazu führen, dass die Zähler nicht in angestrebtem Maße eingebaut werden und somit nationale Marktdurchdringungsziele ge-

---

<sup>244</sup> VassaETT: Evaluation of residential smart meter policies, 2010, S. 61.

fährdet werden. Für den Fall, dass keine bzw. nur sehr grobe technische Anforderungen gegeben werden, sollten Investoren zumindest Garantien gegeben werden, dass die von ihnen verwendeten Systeme nicht vorzeitig ersetzt werden müssen.

Insofern hat Deutschland durch verschiedene rechtliche Maßnahmen hierzu die Voraussetzungen geschaffen. Neben dem BSI Schutzprofil, den Technischen Richtlinien sind in diesem Zusammenhang die FNN Lastenhefte zu nennen, die jedoch an die neuen gesetzlichen Vorgaben anzupassen sind. Mit dem § 21e Abs. 5 EnWG wird allen Investoren zudem ein Bestandsschutz gewährt, der allen Marktteilnehmern einen gleitenden Übergang zu intelligenten Messsystemen erlaubt.

## 2. Frühzeitige Einbindung von Kunden und Öffentlichkeit

Vor dem Hintergrund der datenschutzrechtlichen Diskussionen in den Niederlanden ist die frühzeitige Einbindung der Kunden unumgänglich. Datenbesitz, -zugang, -verarbeitung und -nutzung sollten frühzeitig, klar und transparent geklärt werden, damit eventuelle Bedenken und auch rechtliche Hindernisse ausgeräumt werden können.

Diese Erfahrung kann und sollte auf Deutschland übertragen werden. Durch das BSI Schutzprofil sind dazu die Voraussetzungen geschaffen worden. Mit einer breit und langfristig angelegten Informations- und PR-Kampagne ließe sich zudem eine frühzeitige Einbindung von Kunden und Öffentlichkeit erzielen.

## 3. Erzielung von Skaleneffekten durch koordinierte Ansätze

In Märkten wie Frankreich und Italien, in denen die Einführung von modernen Messsystemen durch einen bzw. einige wenige VNB durchgeführt wurde, sind relativ niedrige Zähler- bzw. Systemkosten zu verzeichnen. Die Kosten der Einführung konnten dabei insbesondere durch Skaleneffekte bei Herstellung und Einkauf in Grenzen gehalten werden.

Aufgrund der Einzigartigkeit der deutschen Versorgungslandschaft im Europäischen Vergleich mit einer Vielzahl an Energieversorgungsunternehmen und Messstellenbetreibern lassen sich diese Erfahrungen nur eingeschränkt auf Deutschland übertragen. Dennoch ist es notwendig, Skaleneffekten bei der Beschaffung der Zähler und Systeme zu erzielen, um einen positiven Nettonutzen für den Rollout zu erzielen.

## 4. Klare Zielstellung der Einführung

Anstelle einer Vielzahl von unterschiedlichen Zielstellungen für die Einführung empfiehlt sich ein schrittweiser Ansatz, bei dem der Schwerpunkt zunächst auf einzelne Marktrollen und Nutzeneffekte gelegt wird. Neben einer Reduzierung der Komplexität kann dies auch dabei helfen, die grundsätzliche Akzeptanz intelligenter Messsysteme zu erhöhen und damit die Basis für neue Produkte und Dienstleistungen zu schaffen.

Diese Erfahrung ist wiederum aufgrund der spezifischen Marktgegebenheiten nur eingeschränkt auf Deutschland übertragbar. Aufgrund der Größe und Heterogenität des deutschen Energiemarktes ist eine Vielzahl an teilweise gegensätzlichen Interessen bei einem Rollout zu berücksichtigen, so dass eine klare, eindeutige Zielstellung nur sehr schwer formuliert werden kann.

## 5. Realistische Einschätzung der Energieeinsparpotenziale

Die Erfahrungen anderer Länder zeigen die hohe Bedeutung und die kontroversen Meinungen zu dem möglichen Energieeinsparpotenzial für das Gesamtergebnis eines Rollouts bzw. einer Kosten-Nutzen-Analyse. So basiert das positive Kosten-Nutzen-Verhältnis in Großbritannien überwiegend auf sehr ambitionierten Annahmen bezüglich des möglichen Energieeinsparpotenzials, das mit Hilfe intelligenter Messsysteme gehoben wird, und Folgewirkungen, wie einer CO<sub>2</sub>-Einsparung. Allerdings zeigen selbst Erfahrungen aus Schweden - einem Land mit Stromheizungen und deshalb individuell weit überdurchschnittlichen Stromverbrauch-, dass die ursprünglich erwarteten Energieeinsparungen nicht erreicht werden konnten. Eine Kosten-Nutzen-Analyse sollte daher unbedingt eine realistische Einschätzung der Energieeinsparpotenziale zugrunde legen.

Diese Erfahrung lässt sich ohne weiteres auf Deutschland übertragen, da es bereits eine Reihe an Pilotprojekten in Deutschland gibt, in denen ähnliche Erfahrungen gemacht wurden.

## 4.2 Wesentlichen Fragestellungen zum Rollout in Deutschland

Die im vorherigen Abschnitt dargestellte Analyse europäischer Kosten-Nutzen-Analysen zur Einführung von Smart Metern macht deutlich, dass die gewählte Migrationsstrategie erhebliche Auswirkungen auf die Ergebnisse der KNA hat. Daher werden zunächst die wesentlichen Fragestellungen, die im Zusammenhang mit einem Rollout von intelligenten Zählern und Messsystemen in Deutschland diskutiert werden, erläutert:

- ▶ Die Abgrenzung von „Smart Grids“ und „Smart Markets“ sowie die damit verknüpfte Frage nach der „Netzdienlichkeit“ von intelligenten Messsystemen,
- ▶ der Umfang der Einbauverpflichtungen,
- ▶ die Funktion des Smart Metering Gateway Administrators,
- ▶ die für die Datenübertragung verwendete TK-Infrastruktur sowie
- ▶ die Kostenübernahme und -umlage (Finanzierungsmodell).

An dieser Stelle erfolgt lediglich eine kurze Erläuterung der Fragestellungen und ggf. eine isolierte, qualitative Bewertung. Die abschließende Bewertung und die Ableitung von Handlungsempfehlungen werden in den Kapiteln 7 und 8 vorgenommen.

### 4.2.1 Abgrenzung „Smart Grids“ und „Smart Markets“

Die Veränderungen des Energieversorgungssystems betreffen sowohl den Netzbereich, also auch die wettbewerblichen Bereiche wie Erzeugung, Handel und Vertrieb. Mit der Unterscheidung in „Smart Grids“ und „Smart Markets“ hat die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier zu Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems<sup>245</sup> einen Ansatz vorgestellt, wie diese beiden Bereiche differenziert werden können. Die BNetzA unterscheidet dabei „Smart Grids“ und „Smart Markets“ folgendermaßen: „Kerngedanke der Abgrenzung zwischen Netzsphäre und Marktsphäre ist die Unterscheidung, ob es im Kern um „Netzkapazitäten“ (kW) oder um „Energimengen“ (kWh) geht“.<sup>246</sup>

Dabei weist die BNetzA bereits darauf hin, dass es sich hierbei um eine vereinfachte Betrachtung handelt und Überlappungen existieren, so dass es auch „außerhalb des Netzkapazitätsgeschäftes des Netzbetreibers ... sich zwar Bereiche (finden), in denen sich beide Themen überlappen (z.B. Bezug von Regelenergie, Vermarktung von Erneuerbare Energie, Ausgleich von Netzverlusten)...“.<sup>247</sup> Diese Differenzierung und die sich aus den Überlappungen ergebenden kontroversen Positionen sind bei der Zuordnung von Kosten und Nutzen zu verschiedenen Marktrollen nicht unwesentlich.

### Die Rolle intelligenter Messsysteme

Die Rolle intelligenter Messsysteme werden im Rahmen der Diskussion um „Smart Grids“ vs. „Smart Markets“ entsprechend sehr unterschiedlich bewertet. Die BNetzA steht auf dem Standpunkt:<sup>248</sup> „Die durch Smart Meter erfassten Daten sind damit in der Hauptsache marktdienlich und nicht primär netzdienlich“. Dagegen sprechen andere Marktteilnehmer intelligenten Messsystemen eine zentrale Rolle auch für den Aufbau von „Smart Grids“ zu.<sup>249</sup>

Diese unterschiedlichen Sichtweisen und Bewertungen haben erhebliche Konsequenzen für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Messsysteme:

- ▶ Inwieweit können Letztverbraucher oder andere Marktrollen (z.B. der VNB oder der MSB) dazu verpflichtet werden, intelligente Messsysteme einzubauen?
- ▶ Wer trägt die Einführungskosten für intelligente Messsysteme?

<sup>245</sup> BNetzA: "Smart Grid" und "SmartMarket", 2011, S. 6.

<sup>246</sup> BNetzA: "Smart Grid" und "SmartMarket", 2011, S. 6.

<sup>247</sup> BNetzA: "Smart Grid" und "SmartMarket", 2011, S. 6.

<sup>248</sup> BNetzA: "Smart Grid" und "SmartMarket", 2011, S. 9.

<sup>249</sup> Vgl. dazu z.B. die Kommentare im Rahmen des Konsultationsprozesses zum ERGEG: Position Paper on Smart Grids, 2010: „In particular, some respondents expressed the view that smart meters are fundamental to delivering a smarter grid“.

So könnte die Einführung von intelligenten Messsystemen unter dem Aspekt der „Netzdienlichkeit“ verpflichtend eingeführt werden, da es sich bei dem Netzbetrieb um einen regulierten Monopolbereich handelt. Die Finanzierung des Rollouts könnte in diesem Fall über Netzentgelte und einer - zumindest teilweisen - Überwälzung der Kosten erfolgen. Dagegen hängt ein ausschließlich marktgetriebener Rollout alleine von der Attraktivität der Produkte und Dienstleistungen sowie der Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher ab.

Neben diesen beiden extremen Sichtweisen (netzdienlicher und verpflichtender Rollout vs. marktgetriebener Rollout) gibt es eine Reihe denkbarer hybrider Ansätze, in denen ein Teil der Zählpunkte zum Einbau verpflichtet werden bzw. ein Teil der Rolloutkosten als netzdienlich über die Netzentgelte getragen werden, während in den übrigen Fällen ein rein marktgetriebener Ansatz gewählt wird (marktlicher Rollout).

Um diese unterschiedlichen Positionen und Sichtweisen im Rahmen der KNA zu berücksichtigen, ist der Grad der „Verpflichtung zum Einbau“ eine wesentliche Kennzeichnung der in diesem Gutachten betrachteten Szenarien.

#### 4.2.2 Umfang der Einbauverpflichtungen

Neben der grundsätzlichen Frage nach der Einbauverpflichtung ist zu klären, welche Kriterien für eine Einbaupflicht zugrunde gelegt werden und welcher Umfang eine Einbaupflicht hat.

Zunächst kommt eine Ausdehnung der derzeitigen Kriterien für eine Einbauverpflichtung in Frage:

- ▶ Ausdehnung der Einbauverpflichtung auf Letztverbraucher, die weniger als 6.000 kWh/a verbrauchen - dabei werden unterschiedliche Grenzen diskutiert:
  - ▶ Alle Letztverbraucher
  - ▶ Mehr als 2.000 kWh/a
  - ▶ Mehr als 3.000 kWh/a
  - ▶ Mehr als 4.000 kWh/a
- ▶ Ausdehnung der Einbauverpflichtung auf Altanlagen im Falle des § 21c Abs. 1 Buchst. c EnWG (EEG- und KWKG-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW),
- ▶ Wegfall der 7 kW-Grenze und Einführung einer Einbauverpflichtung für alle Anlagenbetreiber nach dem EEG und dem KWKG sowie
- ▶ Einbeziehung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen i.S.d. § 14a EnWG, wie Wärmepumpe, Nachtspeicherheizung, Klimaanlage, Elektroauto.

Aber auch eine Rücknahme bestimmter Einbauverpflichtungen ist zu bewerten. Dies gilt insbesondere für Neubauten und Renovierungen kleinerer Wohnungen. Hiermit werden auch Letztverbraucher zum Einbau intelligenter Messsysteme verpflichtet, die einen geringen Stromverbrauch haben und daher nur geringen Nutzen aus intelligenten Messsystemen ziehen können. Auf der anderen Seite ist zu beachten, dass durch die grundsätzliche Einbaupflicht für Neubauten und Renovierungen eine langfristig verlässliche Basis für den Einbau intelligenter Messsysteme mit einem signifikanten Volumen geschaffen wird.<sup>250</sup>

Diese Alternativen werden im Rahmen von Sensitivitätsanalysen näher untersucht (s. Kapitel 7.2).

---

<sup>250</sup> Bei einer Quote von 1% p.a. an Renovierungen im Wohnungsbestand plus der prognostizierten Neubautätigkeit sind so jedes Jahr ca. 600.000 Wohnungen mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

## Umfang der Einbauverpflichtung

---

Aufgrund der verschiedenen Systemkomponenten intelligenter Messsysteme kann sich die Einbaupflicht auf unterschiedliche Bereiche und Komponenten erstrecken:

- ▶ Intelligente Zähler
- ▶ Smart Meter Gateway
- ▶ Bereitstellung und Zugang zur Übertragungstechnologie oder
- ▶ das Gesamtsystem (intelligentes Messsystem)

Für jeden dieser Bereiche bzw. Komponenten kommen unterschiedliche Verpflichtete in Frage.

## Verpflichteter

---

Im derzeitigen Rechtsrahmen ist der MSB Verpflichteter, was den Einbau intelligenter Messsysteme betrifft („Messstellenbetreiber haben ... jeweils Messsysteme einzubauen, die den Anforderungen nach § 21d und § 21e genügen...“<sup>251</sup>).

Je nach Hauptziel eines Rollouts und in Abhängigkeit von der Rolloutstrategie kommen jedoch auch verschiedene andere Rollen für eine Einbauverpflichtung von intelligenten Messsystemen in Frage:

- ▶ Bei einem verpflichtenden Rollout, bei dem die Netzdienstlichkeit der Messsysteme im Vordergrund steht, käme anstatt des MSB auch der VNB als Verpflichteter in Frage, da letzterer dem Geschehen in diesem Fall am nächsten ist und naturgemäß das größte Eigeninteresse an Fragen der „Netzdienstlichkeit“ hat.
- ▶ Bei einem verpflichtenden Rollout, der die Senkung des Energieverbrauchs in den Mittelpunkt der politischen Zielsetzungen stellt, kämen dagegen auch Letztverbraucher und Energielieferant als mögliche Verpflichtete in Frage.
- ▶ Zur Förderung einer möglichst flächendeckenden, modernen Kommunikationsinfrastruktur in Deutschland, die insbesondere auch als Grundlage von „Smart Home“ und „Ambient Assisted Living“-Anwendungen dienen soll, kämen verschiedene Lösungen in Frage. Im Kern geht es bei diesem Rollout darum, eine Verpflichtung zum Einbau von SMGW als zentrale Kommunikationseinheit in Häusern/Gebäuden einzuführen und dass eine TK-Infrastruktur bereit gestellt wird:
  - ▶ Für den Fall, dass der MSB Verpflichteter ist, könnte jedes andere, beliebige Unternehmen diese Rolle übernehmen und als MSB auftreten. Ggf. wären bei der konkreten Umsetzung dieser Rolloutstrategie zusätzliche Anreize zu setzen, damit die Rolle des MSB an Attraktivität für andere Branchen gewinnt und der Aspekt der Kommunikationsinfrastruktur stärker in den Vordergrund rückt.
  - ▶ Im Rahmen eines Infrastrukturansatzes, der zum Ziel hat alle Haushalte/Gebäude mit einer modernen Kommunikationsinfrastruktur auszustatten, kämen hierfür vor allem Netzbetreiber, Telekommunikationsanbieter oder der Wohnungseigentümer als Verpflichteter in Frage.
  - ▶ Darüber hinaus könnte es in diesem Szenario ggf. sinnvoll sein, den TK-Provider oder den Letztverbraucher zur Bereitstellung einer Übertragungstechnologie zu verpflichten, wie etwa der Einräumung zum Zugang seiner Telefonleitung für die Datenübertragung.

---

<sup>251</sup> § 21c EnWG.

### 4.2.3 Die Funktion des Smart Metering Gateway Administrators (SMGW-Admin)

Eine weitere wichtige Stellgröße für alle Szenarien bildet die Funktion des Smart Metering Gateway Administrators (SMGW-Admin). Mögliche Marktteilnehmer, die mit den damit zusammenhängenden Aufgaben betraut werden können, sind:

- ▶ Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
- ▶ Verteilnetzbetreiber (VNB), wobei zwischen großen VNB mit 100.000 Zählpunkten und mehr sowie kleinen VNB mit weniger als 100.000 Zählpunkten zu differenzieren ist
- ▶ Messstellenbetreiber (MSB)
- ▶ Kommunikationsanbieter, wie TK-Provider oder Kabelunternehmen
- ▶ Sonstige unabhängige Dritte und
- ▶ Staatliche Institutionen

#### Marktkommunikation

---

Entscheidend für die Ausgestaltung der Aufgaben des SMGW-Admin sind die Verantwortlichkeiten für die Prozesse der Messwert- und Datenerfassung sowie der Übermittlung der Daten an die verschiedenen Marktrollen, m.a.W. die Regeln zur Marktkommunikation. Unter der momentanen Gesetzeslage sind verschiedene Marktrollen involviert. Der Netzbetreiber erhebt selbst Daten zum Netzzustand und der Auslastung von Netzbetriebsmitteln. Der Messstellenbetreiber erhebt die Verbrauchs- und ggf. die Leistungsdaten bei Endkunden und leitet diese an den Netzbetreiber und Energielieferanten weiter. Diese Marktrolle kann vom VNB oder dem MSB wahrgenommen werden. Messwerte von Erzeugungsanlagen können vom Anlagenbetreiber, dem MSB oder dem VNB erhoben werden.<sup>252</sup>

Durch die Einführung des SMGW als zentrale Kommunikationsschnittstelle besteht die Möglichkeit, eine Stern-Kommunikationsstruktur einzuführen, bei der das SMGW als Datendrehscheibe bzw. Plattform für die Marktkommunikation fungiert. Der SMGW-Admin ist entsprechend als Betreiber der Plattform bzw. als Datendrehscheibe anzusehen. Daraus resultiert eine Reihe von Anforderungen an den SMGW-Admin.

#### Anforderungen an den Smart Metering Gateway Administrator

---

Generell muss der SMGW-Admin in der Lage sein, den Datenfluss derart zu organisieren und sicher zu stellen, dass die jeweiligen Anforderungen der verschiedenen möglichen Dienstleistungen und Anwendungsfälle intelligenter Messsysteme effizient erfüllt werden. Dies bedeutet im Einzelnen:

- ▶ Der Zugriff auf Daten muss über das SMGW diskriminierungsfrei erfolgen können.
- ▶ Es muss sichergestellt werden, dass die relevanten Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen eingehalten werden (z.B. BDSG, BSI-Schutzprofil und Technische Richtlinie TR-03109-1, Eichrecht).
- ▶ Er muss gewährleisten, dass die eingespielten Marktprozesse in der Energiewirtschaft wie Ableitung, Bilanzkreismanagement, Lieferantenwechsel reibungslos und zeitnahe von den Marktteilnehmern abgewickelt werden können.
- ▶ Daten, die für eine Sicherstellung der Energieversorgung relevant sind (z.B. Steuerung von dezentralen Einspeiseanlagen), müssen mit der geforderten Zuverlässigkeit und Schnelligkeit über das SMGW übermittelt werden können.
- ▶ Die Daten der intelligenten Messsysteme müssen über das SMGW allen Berechtigten zeitnah zur Verfügung gestellt werden können - dies gilt sowohl für energienahe als auch energieferne Dienstleistungen und Anwendungsfälle.

#### Bewertungskriterien

---

In wie weit verschiedene Marktrollen dazu geeignet sind, diese Anforderungen erfüllen zu können, setzt Annahmen über das zukünftige Verhalten der Marktteilnehmer voraus. Diese Annahmen wären jedoch

---

<sup>252</sup> Vgl. dazu auch BNetzA: "Smart Grid" und "SmartMarket", 2011, S. 42.

wenig belastbar und unterliegen einer hohen Subjektivität. Daher werden verschiedene objektivere Kriterien herangezogen, anhand derer die prinzipielle Eignung der verschiedenen Marktrollen für die Übernahmen der SMGW-Admin-Funktionen bewertet werden können. Zudem werden Bewertungskriterien herangezogen, die Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit einer Lösung zu lassen:

- ▶ Eindeutigkeit der Zuweisung je Zählpunkt: Wie leicht ist es möglich, jedem Zählpunkt einen SMGW-Admin eindeutig zuzuweisen?
- ▶ Eindeutigkeit der Zuweisung je Haus: Wie leicht ist es möglich, in einem Haus/Gebäude einen SMGW-Admin eindeutig zuzuweisen, insbesondere wenn es mehrere Anschlussnutzer gibt? Erfolgt z.B. die Zuweisung anhand des Telekommunikationsanbieters, so können innerhalb eines Mehrfamilienhauses die einzelnen Haushalte und damit die zugehörigen Zählpunkte verschiedene TK-Anbieter haben. Eine Eindeutigkeit der Zuweisung je Haus ist somit nicht gegeben.
- ▶ Komplexität der Lösung: Dieses Bewertungskriterium subsumiert verschiedene Aspekte. Zum einen ist die Frage nach dem Umsetzungsaufwand und dem notwendigen Regulierungsbedarf zu beantworten. Zum anderen ist die Komplexität der Prozesse zu bewerten, die mit der Übernahme der SMGW-Admin-Funktionen durch eine Marktrolle verknüpft ist. Je marktferner der SMGW-Admin von einem Anwendungsfall ist, umso aufwendiger und teurer wird tendenziell die Lösung. Die Beantwortung dieser Frage hängt dabei natürlich auch von den betrachteten Anwendungsfällen ab. Daher ist bei diesem Bewertungskriterium zusätzlich zwischen dem regulierten (insbesondere Netzbereich) und dem nicht-regulierten Bereich (z.B. Energieeinsparung, Mehrwertdienste) unterschieden worden. So hat der MSB Vorteile gegenüber dem TK-Provider, wenn es um die eingespielten, regulierten Geschäftsprozesse geht. Das Bild ändert sich jedoch, wenn man die Prozesse im nicht-regulierten Bereich betrachte, wo die TK-Provider aufgrund ihrer bisherigen Erfahrungen Vorteile gegenüber dem MSB haben.
- ▶ Notwendigkeit und Komplexität des Wechselprozesses bzgl. SMGW-Admin: Wie häufig wird oder könnte der SMGW-Admin wechseln? Wie komplex sind die damit verbundenen Wechselprozesse?
- ▶ Datenschutz, Datensicherheit, diskriminierungsfreier Zugang zu Daten: Inwieweit ist bei einer bestimmten Marktrolle die Einhaltung der relevanten Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen gewährleistet? Welche Erfahrungen hat die Marktrolle mit derartigen Themenbereichen? Existieren Indikatoren, die darauf hindeuten, dass bei einer Marktrolle möglicherweise Interessenskonflikte bestehen könnten und dadurch ein Diskriminierungspotenzial für einen freien Zugang zu den Daten besteht?
- ▶ Unterstützung Wettbewerb und Unterstützung eines „Smart Markets“: Wie stark ist das Interesse einer Marktrolle ausgeprägt, dass sich neue Produkte und Dienstleistungen in einem „Smart Market“ erfolgreich entwickeln? Je geringer die Bedeutung der SMGW-Admin-Funktionen innerhalb des gesamten Geschäftsmodells einer Marktrolle ist, umso größer ist die Gefahr gegeben, dass das Interesse gering ausfällt, neuen Produkten und Dienstleistungen in einem „Smart Market“ zum Erfolg zu verhelfen. Zudem fließen bei diesem Bewertungskriterium mögliche Signalwirkungen ein, die durch eine Zuweisung der SMGW-Admin-Funktionen zu einer regulierten Marktrolle auf andere Bereiche ausgehen. Dabei sind insbesondere die Implikationen auf den Wettbewerb im Messstellenbetrieb zu beachten.

## **Bewertung der verschiedenen möglichen Marktrollen**

---

Tabelle 13 fasst die Bewertung für die verschiedenen möglichen Marktrollen zusammen.<sup>253</sup> Im Folgenden werden diese Bewertungen näher erläutert.<sup>254</sup>

---

<sup>253</sup> Da der Rollout von intelligenten Messsystemen in Deutschland durch Strom getrieben werden soll, betrachten wir die Rolle des SMGA in erster Linie aus Sicht des Stromsektors.

<sup>254</sup> Die Bewertung erfolgt auf Basis einer „Durchschnittsbetrachtung“ innerhalb jeder Marktrolle. In der Einzelbewertung von Unternehmen käme es in der Bewertung zu Abweichungen nach unten oder oben bei jeder Marktrolle.



Tabelle 13: Bewertung von Marktrollen als SMGW-Admin bei einem Rollout (Strom)

Kriterium / Marktrolle	Eindeutigkeit der Zuweisung je Zählpunkt <sup>1</sup>	Eindeutigkeit der Zuweisung je Haus/Gebäude <sup>2</sup>	Geringe Komplexität der Lösung (Prozesse, Umsetzungs- und Regulierungsaufwand)		Geringe Komplexität des Wechselprozesses SMGA	Erfahrungen bzgl. Datenschutz, Datensicherheit, diskriminierungsfreier Zugang zu Daten	Unterstützung Wettbewerb und Unterstützung eines „Smart Markets“ <sup>4</sup>
			Regulierte Dienste <sup>3</sup>	Nicht regulierte Dienste <sup>4</sup>			
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	●	●	◐	◐	●	●	◐
Verteilnetzbetreiber (VNB)							
Große VNB (>= 100.000 Zählstellen)	●	●	●	◐	●	◐	◐
Kleine VNB (< 100.000 Zählstellen)	●	●	◐	◐	●	◐	◐
Messstellenbetreiber (MSB)	●	◐	◐	◐	◐	◐	◐
Kommunikationsanbieter (TK-Provider)	◐	◐	◐	●	◐	◐	◐
Unabhängiger Dritter/ Staatliche Institution	●	●	◐	◐	●	●	◐

● Voll erfüllt    ◐ eingeschränkt erfüllt

<sup>1</sup>Jedem Letztverbraucher lässt sich genau ein Unternehmen der betreffenden Marktrolle zuordnen

<sup>2</sup>Jedem Haus/Gebäude lässt sich genau ein Unternehmen der betreffenden Marktrolle zuordnen

<sup>3</sup> z.B. Bilanzierung, Netzzustandsdatenerhebung, Steuerung von Anlagen

<sup>4</sup> insbesondere auch energieferne Mehrwertdienste

Quelle: Ernst & Young

- ▶ **ÜNB:** Grundsätzlich ließe sich eine eindeutige Zuordnung aller Zählpunkte zu den ÜNB vornehmen. Die vier ÜNB in Deutschland sind zurzeit jedoch sehr stark bei der Anbindung von Offshore-Windparks oder den Ausbau der Übertragungsnetze gefordert. Zudem sind sie sehr stark auf den Energiebereich - und dabei insbesondere auf den regulierten Teil - fokussiert. Vor diesem Hintergrund ist die Nähe zum nicht-regulierten Bereich als sehr gering einzustufen. Die Folge, die Entwicklung eines „Smart Markets“ liegt nicht im Fokus der ÜNB.
- ▶ **Große VNB (mehr als 100.000 Zählpunkten):** Aufgrund der eindeutigen Zuordnung eines Zählpunktes zu einem VNB<sup>255</sup>, der geringen Wechselhäufigkeit des VNB und den Erfahrungen im regulierten Bereich mit sensiblen Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen sind große VNB grundsätzlich gut geeignet, die Aufgaben des SMGW-Admin auszufüllen. Große VNB haben mehrfach ihr generelles Interesse bekundet, die Funktionen des SMGW-Admin zu übernehmen. Es ist jedoch darauf zu achten, dass nicht ein Interessenskonflikt zu vertikal integrierten Erzeugungs- und Vertriebsbereichen entsteht.<sup>256</sup> Zudem ist die eher negative Signalwirkung zu beachten, die bzgl. der Förderung eines Wettbewerbs im Bereich des Messstellenbetriebs ausgeht. Zudem besteht vor allem bei einem marktgetriebenen Rollout Gefährdungspotenzial im Hinblick auf die Schaffung einer Basis für neue Produkte und Dienstleistungen (insbesondere für nicht-regulierte und energieferne Dienste), da der VNB im momentanen Regulierungsregime nur geringes Interesse hat, Zusatz Erlöse außerhalb der ermittelten Netzentgelte zu generieren.
- ▶ **Kleine VNB (weniger als 100.000 Zählpunkte):** Auch kleine VNB haben ihr Interesse geäußert, die Aufgaben des SMGW-Admin zu übernehmen.<sup>257</sup> Im Vergleich zu den größeren VNB kommt bei kleineren VNB aufgrund der Vielzahl an Marktteilnehmern eine Erhöhung der Komplexität der Prozesse und Lösungen hinzu. Zudem besteht ein größeres Potenzial zu einer Diskriminierung bei der Datenbereitstellung aufgrund weniger umfangreicher und scharfer Unbundling-Anforderungen.<sup>258</sup> Da

<sup>255</sup> Dies gilt nur für den Fall einer Einspartenbetrachtung. Bei einem Rollout für Strom, Gas, Wärme trifft die Eindeutigkeit der Zuordnung nicht mehr zu.

<sup>256</sup> Vgl. dazu auch BNetzA: "Smart Grid" und "Smart"Market", 2011, S. 38.

<sup>257</sup> Vgl. dazu Anhang IV.

<sup>258</sup> An dieser Stelle sei ausdrücklich betont, dass es sich hier nur um ein Diskriminierungspotenzial handelt, aber keine Aussage über eine tatsächliche mögliche Diskriminierung getroffen wird.

kleinere VNB weniger Marktmacht besitzen, ist die negative Signalwirkung im Hinblick auf den Wettbewerb im Messstellenbetrieb geringer einzustufen.

- ▶ MSB: Die MSB verfügen über die notwendige Erfahrung in der Abwicklung der abrechnungsrelevanten Geschäftsprozesse im Energiebereich und erfüllen daher grundsätzlich die Anforderungen an einen SMGW-Admin. Diese Lösung ist jedoch mit einem höheren Umsetzungsaufwand verbunden als im Falle der VNB-Lösung, da jeder VNB als grundzuständiger MSB auch in diesem Fall die notwendigen Systeme und Prozesse zur Übernahme der SMGW-Admin-Funktionen aufbauen und implementieren muss. Ferner ist zu klären, wie in Mehrfamilienhäusern zu verfahren ist, in denen mehrere MSB Messstellen betreiben.
- ▶ Kommunikationsanbieter (TK-Provider): Bei Kommunikationsanbietern als SMGW-Admin ist keine eindeutige Zuordnung zu Häusern/Gebäuden, nicht einmal zu Haushalten/Letzverbrauchern gegeben, da ein Haushalt über mehrere TK-Provider verfügen kann. Hinzu kommt die Herausforderung, eines relativ häufigen Providerwechsels. TK-Provider sind in der Abwicklung ähnlicher Geschäftsprozesse sehr erfahren, so dass die Sicherstellung von Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen, als auch die Abwicklung von Dienstleistungen im nicht-regulierten Bereich voll erfüllt ist. Da der Schwerpunkt jedoch (zunächst) im regulierten Bereich und bei energienahen Dienstleistungen liegt, müssten die TK-Provider jedoch eine Marktkommunikation in einem neuen Marktumfeld aufbauen. Dies könnte auf Akzeptanzprobleme bei den traditionellen Marktteilnehmern stoßen.
- ▶ Unabhängiger Dritter/Staatliche Institution: Der Aufbau einer neuen (staatlichen) Institution, die die Rolle des SMGW-Admin übernimmt, ist eher negativ zu bewerten. Insbesondere erfordert dies einen erheblichen Umsetzungsaufwand zum Aufbau und der Errichtung einer solchen Institution. In Großbritannien, das mit dem Aufbau eines eigenständigen DCC diesen Weg gegangen ist,<sup>259</sup> hat sich der Aufbau des DCC erheblich verzögert.

Eine zusammenfassende Bewertung der verschiedenen Marktrollen ist immer von den jeweiligen konkreten politischen Zielsetzungen abhängig, die sich in einer unterschiedlichen Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien niederschlägt. Bei einer Gleichgewichtung aller Bewertungskriterien sind Messstellenbetreiber und große VNBs am besten geeignet die Rolle des SMGW-Admin wahrzunehmen. Es folgen - mit geringem Abstand - ÜNBs, Unabhängiger Dritter/Staatliche Institution und kleinere VNBs. Eine detailliertere Bewertung hierzu erfolgt in Kapitel 8.2.

#### 4.2.4 TK-Infrastruktur für Datenübertragung

Weiter spielt die Frage der eingesetzten oder noch aufzubauenden TK-Infrastruktur eine wichtige Rolle für die Ausgestaltung der Szenarien. Das BSI-Schutzprofil ist grundsätzlich technologieoffen und schließt so daher keine Technologie für die Datenübertragung aus.<sup>260</sup> Zudem ist die Ausgangssituation bei den verschiedenen MSB häufig sehr unterschiedlich, so dass im Rahmen dieser gesamtwirtschaftlichen Betrachtung für jedes Szenario dieselbe Kommunikationsinfrastruktur angenommen wurde.

In jedem Szenario wurde zunächst ein Mix aus den drei Telekommunikations-Hauptkategorien kabelgebunden (z.B. DSL, Glasfaser), Stromkabel (PLC/BPL) und drahtlos (z.B. GPRS, UMTS, LTE) betrachtet. Für zeitkritische Anwendungen (z.B. Abschaltung von EEG-Anlagen) kommen nur Übertragungstechnologien mit ausreichenden Latenzzeiten in Frage. Daher ist die Verfügbarkeit der einzelnen Technologien ein weiteres Kriterium, das bei den Szenarienberechnungen mit zu berücksichtigen ist - auch hier wurde nicht zwischen den Szenarien unterschieden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Frage der Vergütung für die TK-Leistungen. Je nach Kommunikationstechnologie und -system kommen unterschiedliche Vergütungsmodelle und -strukturen in Frage, beispielsweise:

- ▶ Zugang TAL (Teilnehmeranschlussleitung) und Reservierung von Kapazitäten zu festgelegten Preisen,
- ▶ Nutzung der Kommunikationsverbindung auf Kosten des Letztverbrauchers,

---

<sup>259</sup> Vgl. dazu auch 4.1.1.

<sup>260</sup> Eine ausführliche und detaillierte Bewertung verschiedener technologischer Lösungen ist in Kapitel 3 vorgenommen worden.

- ▶ Einrichtung eines eigenen Zugangs für den VNB zum SMGW-Admin, um etwa Zugriffsprobleme bei einem marktgetriebenen Rollout zu vermeiden, sowie
- ▶ Aufbau einer eigenen Kommunikationsstruktur für intelligente Messsysteme (z.B. über CDMA).

Die Bewertung unterschiedlicher möglicher Vergütungsmodelle erfolgt im Rahmen der Sensitivitätsanalysen.

#### 4.2.5 Kostenübernahme und -umlage

Ein zentraler Aspekt betrifft die Frage nach der Finanzierung eines Rollouts, bzw. der Frage danach, welche Marktrolle welchen Beitrag der Kosten übernimmt und trägt. Diese Frage hängt eng mit vorangegangenen Fragestellungen zusammen. So ließe sich beispielsweise insbesondere bei einem verpflichtenden Rollout, der die Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit einen gesamtwirtschaftlichen Vorteil in den Vordergrund stellt, eine Kostenumlage auf alle Letztverbraucher begründen.

Die Höhe der Kostenumlage richtet sich einerseits nach dem Nutzen, den eine Marktrolle aus der Einführung intelligenter Messsysteme/Zähler zieht, andererseits nach ihrer Belastungsfähigkeit. Insofern hängt die detaillierte Beantwortung dieser Frage von der konkreten Kosten-Nutzen-Betrachtung in Kapitel 7 ab.

Bei einem marktgetriebenen Ansatz ergibt sich die Kostentragung dagegen grundsätzlich nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage. Derjenige bezahlt eine Leistung (Installation und Nutzung intelligenter Messsysteme/Zähler), der daraus einen Nutzen für sich zieht. Ist der Leistungsnehmer (Kunde) nicht bereit, das zu zahlen was der Leistungsgeber verlangt, so werden die Kosten, die der Leistungserbringer hat, nicht gedeckt. Er kann dann entweder diese Leistung subventionieren - um z.B. damit andere Leistungen wie die Energielieferung zu sichern - oder die Leistung vom Markt nehmen - womit ein (flächendeckender) Rollout intelligenter Messsysteme scheitern würde.

Bei einem marktlichen Rollout kommen damit entsprechend hybride Finanzierungsmodelle in Frage, d.h. ein Teil der Kosten wird durch die Nutzer der intelligenten Zähler und Messsysteme getragen, der Rest über einen allgemeinen Kostenbeitrag aller Endkunden beigesteuert.

Um einen marktlichen Rollout, insbesondere während der Investitionsphase zu Beginn des Rollouts, zusätzlich zu unterstützen, können staatliche Förder- und Unterstützungsmaßnahmen erwogen bzw. eingesetzt werden. In Frage kommen etwa:

- ▶ Förderprogramme zur weiteren Erforschung von intelligenten Messsystemen im Rahmen von Pilotprojekten
- ▶ Erleichterte Abschreibungsmöglichkeiten für intelligente Messsysteme und
- ▶ Direkte Förderung etwa im Rahmen einer Strukturförderung, oder der Förderung des Ausbaus des Breitbandnetzes

Im Rahmen des Rolloutszenarios bzw. des Rolloutszenario Plus werden unterschiedliche Finanzierungsmodelle und -systeme betrachtet.

### 4.3 Betrachtete Szenarien

In diesem Abschnitt werden auf Basis der EU-Empfehlungen, den internationalen Migrationsstrategien, der Analyse und Bewertung wesentlicher Fragestellungen, die mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen/Zählern in Deutschland verbunden sind, insgesamt drei Szenarien plus zwei weiterer Variantenrechnungen für die KNA abgeleitet und deren wesentliche Annahmen beschrieben.

### 4.3.1 Überblick zu den betrachteten Szenarien

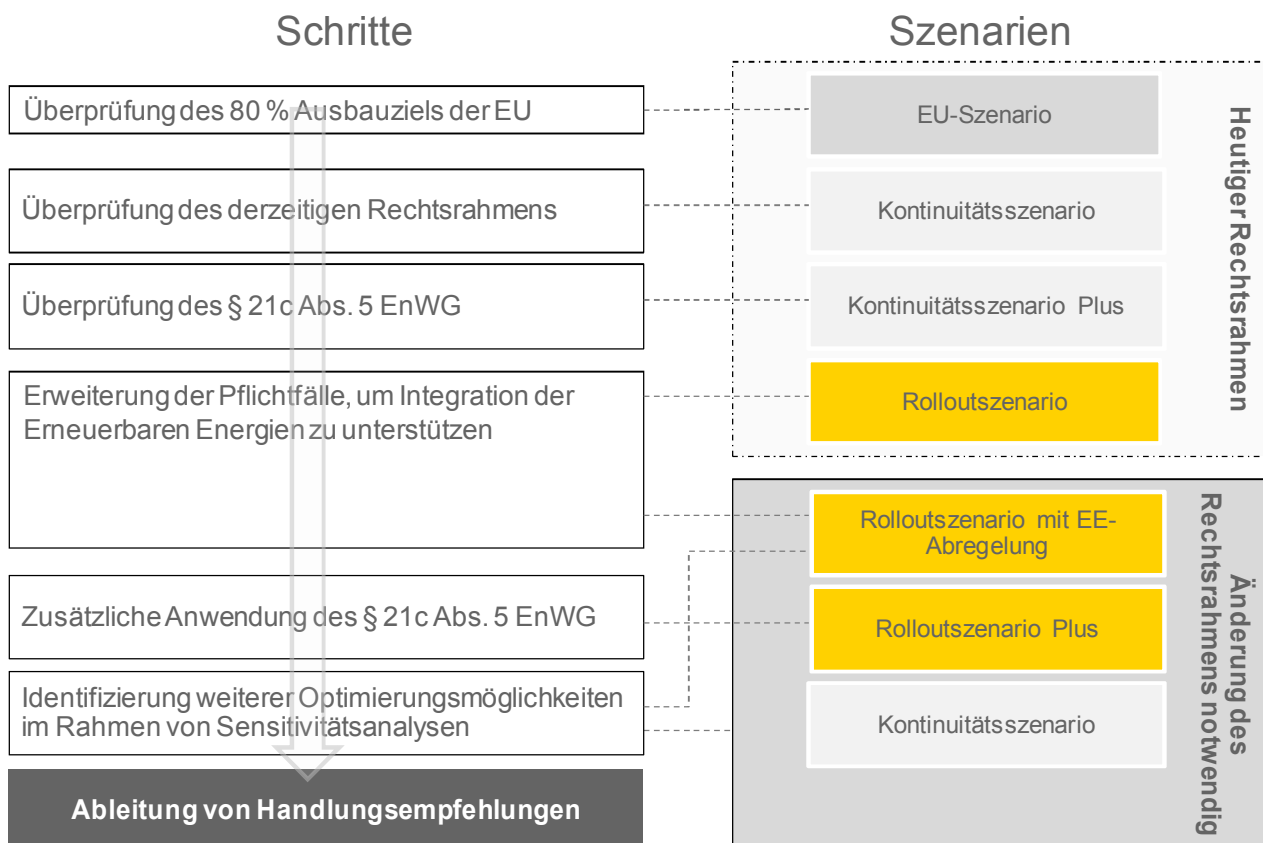
Im Rahmen des Gutachtens wurden drei Grundszenarien und zwei zusätzliche Varianten für einen möglichen Rollout intelligenter Zähler und intelligenter Messsysteme in Deutschland untersucht (s. Abb. 11). Zunächst wurden die beiden von der EU vorgeschriebenen Szenarien betrachtet:<sup>261</sup>

- ▶ Das „EU-Szenario“, welches die EU-Vorgaben widerspiegelt und grundsätzlich bis zum Jahr 2020 die Ausstattung von mindestens 80% aller Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem vorsieht.
- ▶ Das „Kontinuitätsszenario“, das von den derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausgeht und bei dem zunächst keine weiteren gesetzlichen oder regulatorischen Eingriffe und Veränderungen vorgenommen werden.<sup>262</sup>
- ▶ Zusätzlich wurde die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG als Variante des Kontinuitätsszenarios betrachtet („Kontinuitätsszenario Plus“).

Anschließend wurde ein weiteres Szenario untersucht:

- ▶ Das „Rolloutszenario“, das die Integration der Erneuerbaren Energien in den Vordergrund stellt sowie die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG als Variante dieses Rolloutszenarios (Rolloutszenario Plus“), die einen unter Kosten-Nutzen-Aspekten für Deutschland zu empfehlenden Rollout widerspiegelt.

Abbildung 11: Vorgehensweise Szenarientwicklung und -bewertung



Quelle: Ernst & Young

<sup>261</sup> EU-Empfehlung, 2012, Ziffer 33.

<sup>262</sup> Im Rahmen von Optimierungsrechnungen wurden im späteren Verlauf der Analysen auch beim Kontinuitätsszenario gesetzliche Änderungen wie die Ermöglichung von EE-Abregelungen und deren Wirkungen als Referenz zum Rolloutszenario überprüft.

### 4.3.2 Methodik und Basisannahmen

Allen Szenarien gemeinsam sind die folgenden methodischen Ansätze und Basisannahmen.

#### Brutto- vs. Nettobetrachtung

Für jedes der o.g. Szenarien wird eine Bruttobetrachtung vorgenommen, d.h. Kosten und Nutzen werden separat für jedes Szenario ermittelt und mit einem sog. „Nullszenario“ verglichen. Beim Nullszenario wird davon ausgegangen, dass keine intelligenten Zähler und Messsysteme installiert werden - der derzeitige Rechtsrahmen wird für die Berechnungen quasi außer Kraft gesetzt. Durch diese Vorgehensweise wird auch der derzeitige rechtliche Rahmen einer umfassenden Kosten-Nutzen Bewertung unterzogen.

Bei einer Nettobetrachtung, in der das Kontinuitätsszenario Vergleichsmaßstab wäre, würden dagegen nur die zusätzlichen Kosten und der zusätzlich zu erzielende Nutzen alternativer Szenarien gegenüber dem Kontinuitätsszenario ermittelt werden können. Dadurch bestünde die Gefahr, dass bei einem negativen Kosten-Nutzen-Verhältnis im Kontinuitätsszenario u.U. eine Rolloutstrategie als positiv bewertet werden könnte, die tatsächlich zu einem negativen Gesamtergebnis führt.

#### Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum der verschiedenen europäischen KNA weist eine große Spannbreite auf und liegt zwischen 15 und 50 Jahren. Der Schwerpunkt liegt bei rd. 20 Jahren. Empfehlungen von Seiten der EU zum Betrachtungszeitraum verlangen allgemein die Wahl eines angemessenen Betrachtungszeitraums, der die wirtschaftliche Nutzungsdauer des betrachteten Investitionsgutes und die mittel- bis langfristigen Effekte angemessen abdeckt. Für Infrastrukturprojekte soll der Betrachtungszeitraum mindestens 20 Jahre umfassen.<sup>263</sup>

In diesem Gutachten wird der Zeitraum angesetzt, zu dem eine vorgegebene Rolloutquote erreicht ist und alle betroffenen Endkunden eine Erstausrüstung mit einem intelligentem Zähler oder Messsystem erhalten und die wirtschaftliche Nutzungsdauer durchlaufen haben.

Als Startpunkt der KNA wurde 2012 festgesetzt, da bei Beginn der Gutachtenerstellung für eine Vielzahl wichtiger Einflussgrößen lediglich Daten bis einschließlich 2011 vorlagen.

Wesentlicher Ausgangspunkt und Zielsetzung dieser KNA sind die Erfüllung und Überprüfung der EU-Vorgaben und damit die Erreichung eines 80%-Rolloutziels nach 10 Jahren.<sup>264</sup> Daher ergibt sich 2022 als das Jahr, in dem das 80% Ausrollziel erreicht werden soll und danach die intelligenten Zähler und Messsysteme die wirtschaftliche Nutzungsdauer durchlaufen. Basierend auf einer Abschreibungsdauer von 8 bis 13 Jahren werden im Mittel 10 Jahre ab dem Erreichen des 80%-Rolloutziels in 2022 angenommen, so dass das Gutachten den Zeitraum bis 2032 berücksichtigt.

Die Begrenzung auf den Zeitraum bis 2032 soll dabei auch gewährleisten, dass valide und belastbare Prognosen für alle wesentlichen Einflussgrößen zum Endzeitpunkt des Betrachtungszeitraumes abgegeben werden können. Zudem wird verhindert, dass nicht ausschließlich langfristige und damit häufig sehr unsichere Effekte die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Betrachtung dominieren.

#### Gemeinsame Basisannahmen

Folgende Basisannahmen wurden für alle betrachteten Szenarien zugrunde gelegt (s. Tabelle 14).

<sup>263</sup> Siehe Empfehlung der EU Generaldirektion Regionalpolitik und Stadtentwicklung, EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008, S. 36f.

<sup>264</sup> Die EU-Richtlinie 2009/72/EG formuliert im Anhang I einerseits das Ziel bis 2020 mindestens 80% der Zählpunkte mit Smart Metern auszustatten. Andererseits kann dies von der Erstellung einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung abhängig gemacht werden. Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme.

**Tabelle 14: Gemeinsame Basisannahmen für die betrachteten Szenarien**

Eingangsgröße	Annahme und Quelle
Ausgangsjahr der Modellberechnungen	2011
Explizit modellierter Betrachtungszeitraum	2012 - 2032
Startjahr des Rollouts	2014
Inflationsrate	2,0% p.a.
Technischer Fortschritt <sup>265</sup>	2,0% p.a.
Ökonomischer Diskontierungszinssatz <sup>266</sup>	5,0% p.a.
Gesellschaftlicher Diskontierungszinssatz <sup>267</sup>	3,1% p.a.
Bevölkerungsentwicklung	Entsprechend der Bevölkerungsvorausberechnung durch das Statistische Bundesamt: Ergebnisse der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Trendvariante
Stadt/Land-Differenzierung	Entsprechend Eurostat 2000: Stadt: Einwohnerdichte $\geq 500$ EW/km <sup>2</sup> Land: Einwohnerdichte $< 500$ EW/km <sup>2</sup>
Anzahl der Einwohner Stadt und Land	Statistisches Bundesamt: Daten aus dem Gemeindeverzeichnis, Städte in Deutschland nach Fläche und Bevölkerung, Gebietsstand: 31.12.2011, Oktober 2012
CO <sub>2</sub> -Emissionszertifikatspreis	6,50 Euro/t CO <sub>2</sub> in 2012 25,00 Euro/t CO <sub>2</sub> in 2022 40,00 Euro/t CO <sub>2</sub> in 2032

Quelle: Ernst & Young

### Stadt-/Land-Differenzierung

Eine Unterscheidung in Stadt/Land ist für eine valide Kosten-Nutzen-Analyse im Bereich intelligenter Messsysteme/Zähler für Deutschland zwingend erforderlich. So bestehen signifikante Unterschiede beispielsweise hinsichtlich:

- ▶ demografischer Faktoren und der Wohnungsstruktur
- ▶ Nutzungs- und Verbrauchsgewohnheiten der Haushaltskunden
- ▶ Gewerbestrukturen
- ▶ vorhandener Kommunikationsinfrastruktur
- ▶ Installationskosten für intelligente Zähler und Messsysteme sowie
- ▶ dem Betrieb von Verteilnetzen

Als Differenzierungskriterium zur Abgrenzung städtischer und ländlicher Räume wird die Definition von Eurostat<sup>268</sup> verwendet. Danach verfügt der städtische Raum über eine Einwohnerdichte von 500 und mehr Einwohnern pro km<sup>2</sup>, der ländliche Raum entsprechend über einer Einwohnerdichte von weniger als 500 Einwohnern pro km<sup>2</sup>.

<sup>265</sup> Der technische Fortschritt wird bei allen wesentlichen Investitionen berücksichtigt: intelligente Zähler, Kommunikationsmodule, Smart Metering Gateway, haushaltsinterne Anzeigen.

<sup>266</sup> Vgl. EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008, S. 16.

<sup>267</sup> Vgl. EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008, S. 209.

<sup>268</sup> DESTATIS: Stadt-/Landgliederung nach der Zuordnung von Eurostat 2000, 2013.

## Haushaltsvorausberechnung

Die Anzahl der privaten Haushalte wird - trotz eines moderaten Bevölkerungsrückgangs - zwischen 2011 und 2032 in Deutschland von 40,3 Mio. auf 41,4 Mio. ansteigen.<sup>269</sup> Ursache hierfür ist der Trend zu kleineren Haushalten. Zudem wird eine deutliche Verschiebung vom Land in die Stadt stattfinden. In allen Szenarien wird von der folgenden Entwicklung in der Anzahl der Haushalte ausgegangen (s. Tabelle 15):

**Tabelle 15: Anzahl Haushalte - Stadt und Land**

	2011	2022	2032
Bevölkerung in Mio.	81,4	79,3	77,1
Anzahl Haushalte insgesamt in Mio.	40,3	41,1	41,4
davon in Städten in Mio.	21,7	23,3	24,0
davon auf dem Land in Mio.	18,6	17,8	17,1

Quelle: Ernst & Young auf der Basis des Statistischen Bundesamtes

Auch bezüglich der demografischen Struktur und der Wohnungsstruktur wird von einheitlichen Annahmen bei allen Szenarien ausgegangen. Hinsichtlich der Haushaltsgröße findet die Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes Anwendung. Dabei wird der unterschiedlichen durchschnittlichen Haushaltsgröße zwischen Stadt (1,9 EW/HH in 2011; 1,7 EW/HH in 2032) und Land (2,2 EW/HH in 2011; 2,1 EW/HH in 2032) Rechnung getragen.

Bei der Wohnungsstruktur und dem Neubaubedarf werden Daten des BBSR zugrunde gelegt. Auf der Grundlage der Wohnungsmarktprognose des BBSR wird die Entwicklung der Neubauten differenziert nach Stadt und Land ermittelt.

Die Renovierungsquote beträgt 1% auf den jeweiligen Wohnungsbestand.

Eine Aufteilung auf Ein-/Zweifamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser ist insbesondere im Hinblick auf das verwendete Kommunikationssystem sowie den Installations- und Betriebskosten intelligenter Zählsysteme relevant.

## Abgrenzung Haushaltskunden und Gewerbekunden

Elektrizitätswirtschaftlich werden im § 3 Nr. 22 EnWG Haushaltskunden definiert als „Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den ein Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen“. Insofern unterliegt sowohl die Anzahl der Haushaltskunden als auch die Anzahl der Gewerbetriebe einer statistischen Unschärfe.

Zudem orientieren sich in der Energiewirtschaft eine Vielzahl verfügbarer Informationen und Statistiken an der Unterscheidung in Standardlastprofilkunden (SLP-Kunden) und Kunden mit einer registrierenden Leistungsmessung (RLM-Kunden). Damit liegen auch diese Daten nicht trennscharf zwischen Haushalten und Gewerbekunden differenziert vor.

Verlässliche Prognose für die Entwicklung der Kundenanzahl und damit auch der Anzahl an benötigten Zählern liegen jedoch in der gewünschten Tiefe und Validität nicht nach elektrizitätswirtschaftlichen Kriterien differenziert vor. Um die Entwicklung der Anzahl an Letztverbrauchern und der benötigten Zähler verlässlich prognostizieren zu können, sind öffentliche Statistiken - insbesondere des Statistischen Bundesamtes - heranzuziehen. Daher ist eine Unschärfe im Hinblick auf die verwendeten Daten unausweichlich. Sie ist aber - wie anhand von Sensitivitätsanalysen untersucht - auch nicht kritisch für die Gesamtaussagen der KNA.

<sup>269</sup> DESTATIS: Entwicklung der Privathaushalte bis 2025, 2007.

## Gewerbestruktur

In diesem Gutachten subsumieren wir folgende Gruppen unter Gewerbe:

- ▶ alle im Unternehmensregister erfassten Betriebe mit weniger als 10 Beschäftigten; insgesamt sind dies zurzeit rund 3,3 Mio. Betriebe in Deutschland<sup>270</sup>
- ▶ Land- und Forstwirtschaftliche Betriebe (0,3 Mio.)<sup>271</sup> sowie
- ▶ Freie Berufe ca. 1,1 Mio.<sup>272</sup>

Insbesondere freie Berufe verfügen dabei häufig nicht über einen separaten Zähler, da sie Ihrer Tätigkeit im eigenen Haushalt oder bei Ihren Kunden nachgehen und über keinen eigenen Betrieb verfügen, der einen separaten Stromzähler benötigt. Dies trifft beispielsweise häufig für freie Berufe wie bestimmte Heilberufe<sup>273</sup>, Publizisten, Sachverständige oder freie Kulturberufe zu. Aber auch bei kleineren Gewerbe- sowie Land- und Forstwirtschaftlichen Betrieben ist eine Vermischung von Haushalt und Betrieb in vielen Fällen gegeben.

Insgesamt gehen wir von rd. 3,7 Mio. Gewerbebetrieben im Jahr 2012 aus. Dabei ist die Gewerbebedichte in städtischen Bereichen höher als in ländlichen Bereichen. Die Anzahl der Gebäude öffentlicher Einrichtungen wird auf rund 180 - 200 TSD geschätzt.<sup>274</sup> Aufgrund der vergleichsweise geringen Anzahl und Bedeutung der öffentlichen Gebäude im Vergleich zu den privaten Haushalten wird auf eine weitere tiefergehende Differenzierung im Gutachten verzichtet. Für 2032 wird von einer weiteren leichten Zunahme freiberuflicher und gewerblicher Berufstätigkeit ausgegangen. Entsprechend ergibt sich die in Tabelle 16 dargestellte Entwicklung für den Bereich der Gewerbetunden und der öffentlichen Einrichtungen.

**Tabelle 16: Anzahl der Gewerbebetriebe und öffentlicher Einrichtungen - Stadt/Land**

	2011	2022	2032
Anzahl Gewerbebetriebe insgesamt in Mio.	3,9	4,0	4,0
davon in Städten in Mio.	2,5	2,6	2,7
davon auf dem Land in Mio.	1,4	1,4	1,3

Quelle: Ernst & Young, eigene Berechnungen auf Basis Statistisches Bundesamt, iFB, BMVBS

## Stromverbrauch

Der Nettostromverbrauch lt. genehmigten Szenariorahmen der BNetzA beträgt 535,4 TWh im Referenzjahr 2010 und bleibt über den Betrachtungszeitraum im Leitszenario B bis 2032 konstant auf diesem Niveau.

Die Jahreshöchstlast liegt bei 84,0 bis 87,5 GW im Referenzjahr. Für 2022 und 2032 wird eine Jahreshöchstlast von 84,0 GW angenommen.

Für die Durchführung der KNA ist an verschiedenen Stellen eine weitere Differenzierung des Stromverbrauchs nach Kundengruppen und Angaben zum gesamten Bruttostromverbrauch notwendig. Da der Szenariorahmen beide Fragestellungen nicht abdeckt, wurden diese Daten aus validen Quellen abgeleitet bzw. berechnet:

### 1. Bruttostromverbrauch

Die Höhe des Bruttostromverbrauchs gibt die insgesamt erzeugte Menge an Strom wider. Zusätzlich zum Nettostromverbrauch sind in dieser Größe der Eigenverbrauch der Kraftwerke sowie Netz- und Leitungsverluste enthalten. Durch den Einsatz intelligenter Zähler kann die Höhe des

<sup>270</sup> DESTATIS: Statistisches Jahrbuch 2011, 2011, Unternehmensregister, S. 489.

<sup>271</sup> DESTATIS: Betriebsgrößenstruktur landwirtschaftlicher Betriebe, 2011; DESTATIS: Betriebsgrößenstruktur von Forstbetrieben, 2010.

<sup>272</sup> iFB: Die Lage der Freien Berufe, 2012.

<sup>273</sup> Hebamme, Psychotherapeut oder Heilpraktiker.

<sup>274</sup> Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2012.



Bruttostromverbrauchs (d.h. inkl. Netz- und Leitungsverlusten sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke) reduziert werden.

## 2. Aufteilung des Nettostromverbrauchs auf Kundengruppen

Der Nettostromverbrauch von 535 TWh teilt sich wie folgt auf (s. Tabelle 17).

**Tabelle 17: Aufteilung des Jahresnettostromverbrauchs nach Kundengruppen**

	Jahresnettostromverbrauch in 2011 [TWh] <sup>275</sup>	Anteil in Prozent
Industrie	249,6	46,6
Haushalte	136,6	25,5
Handel und Gewerbe	76,5	14,3
Öffentliche Einrichtungen	46,9	8,8
Landwirtschaft	9,0	1,7
Verkehr	16,6	3,1
Insgesamt	535,2	100

Quelle: BDEW

Diese Aufteilung wurde im Modell für die Bewertung einzelner energiewirtschaftlicher Effekte, wie die Berechnung des gesamten Stromeinsparpotenzials für Haushalt, Gewerbe und öffentliche Einrichtungen<sup>276</sup> zugrunde gelegt.

## Struktur der Haushaltskunden und des Haushaltsstromverbrauchs

Für die Verteilung der Haushaltskunden auf verschiedene Verbrauchsklassen sind keine belastbaren bundesweiten Daten verfügbar. Daher wurden auf der Basis von Unternehmensinformationen, sowie vorhandenen Daten der Vergangenheit valide Annahmen zur Verteilung der einzelnen Kundengruppen auf die Verbrauchsklassen abgeleitet. Beispielhaft ist in Tabelle 18 die Verteilung für die Haushaltskunden in städtischen Gebieten wiedergegeben.

**Tabelle 18: Annahmen zur Haushaltskundenstruktur nach Verbrauchsklassen**

	Anteil in Prozent Ausgangswert 2011	Anteil in Prozent 2032
< 2.000 kWh/a	25,0%	30,0%
2.000 - 3.000 kWh/a	26,0%	30,0%
3.000 - 4.000 kWh/a	19,0%	15,0%
4.000 - 6.000 kWh/a	20,0%	15,0%
> 6.000 kWh/a	10,0%	10,0%

Quelle: Ernst & Young, eigene Berechnungen auf Basis BDEW, AG Energiebilanzen und Expertenbefragungen

## EEG- und KWK-Anlagen

Für den Bestand der weiteren Entwicklung der EEG-Anlagen wurden die EEG-Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA verwendet. Dabei sind nur die am Niederspannungsnetz angeschlos-

<sup>275</sup> BDEW: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten), 2013.

<sup>276</sup> Hier nur Standardlastprofilkunden.

senen EEG-Anlagen Gegenstand der Betrachtung, wobei hier ausschließlich PV-Anlagen betrachtet wurden.<sup>277</sup>

Für die Prognose der weiteren Entwicklung der PV-Anlagen ist zunächst der Ausbau auf 52 GW zugrunde zu legen. Aber auch nach dem Erreichen dieses Ausbauziels werden weitere EE-Anlagen dazu kommen, so dass von einer gesamten installierten PV-Leistung von 66 GW in 2032 ausgegangen wird.<sup>278</sup> Dabei wird es zum einen zu einem deutlichen Anstieg kleinerer PV-Anlagen kommen. Zum anderen wird der Trend einer zunehmenden durchschnittlichen Anlagengröße im Segment über 7 kW Anschlussleistung fortgesetzt werden.<sup>279</sup> Die Tabelle 19 fasst die zentralen Annahmen zu den EEG-Anlagen zusammen.

**Tabelle 19: Annahmen zu den EEG-Anlagen**

		2011	2032
Anlagen > 7 kW Anschlussleistung	Anzahl der Anlagen	Neuanlagen	-
		Altanlagen	377.278
	Durchschnittliche Anlagengröße in kW		22
	Verteilung Stadt/Land		11% / 89%
Anlagen ≤ 7 kW Anschlussleistung	Anzahl der Anlagen		187.343
	Durchschnittliche Anlagengröße in kW		4,3
	Verteilung Stadt/Land		24% / 76%

Quelle: Ernst & Young, eigenen Berechnungen auf Basis EEG-Stammdaten der ÜNB, der BNetzA sowie KEMA

Als Datengrundlage für KWK-Anlagen dienten Informationen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Zukünftig wird von einer deutlichen Zunahme von KWK-Anlagen gerade im Mikro-KWK-Bereich ausgegangen.<sup>280</sup> Aufbauend auf diesen Basisannahmen sind die in Tabelle 20 wiedergegebenen Daten zu KWK-Anlagen in die Berechnungen eingeflossen.<sup>281</sup>

**Tabelle 20: Annahmen zu den KWK-Anlagen**

		2011	2032
Anlagen > 7 kW <sub>el</sub> Anschlussleistung	Anzahl der Anlagen	Neuanlagen	-
		Altanlagen	11.501
	Verteilung Stadt/Land		42% / 58%
Anlagen ≤ 7 kW <sub>el</sub> Anschlussleistung	Anzahl der Anlagen		21.615
	Verteilung Stadt/Land		50% / 50%

Quelle: Ernst & Young, eigenen Berechnungen auf Basis BAFA und KEMA

<sup>277</sup> Natürlich sind auch anderer EE-Anlagen, die über das EEG gefördert und an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, über den § 21c Abs. 1, Buchst. c EnWG erfasst. Da deren Zahl jedoch im Vergleich zu PV-Anlagen sehr gering sind, wurden diese im Rahmen der Modellunschärfen nicht explizit betrachtet.

<sup>278</sup> S. hierzu BMU: Leitstudie, 2010, in der in verschiedenen Szenarien von einem Ausbau für PV in der Bandbreite zwischen 61.000 und 67.900 MW für 2030 ausgegangen wird, sowie KEMA, Anpassungs- und Investitionserfordernisse der informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid).

<sup>279</sup> Vgl. KEMA: Smart Grid Studienergebnisse, 2012.

<sup>280</sup> Vgl. dazu EWI : Energieszenarien 2011, 2011, Energieprognose 2012 - 2040.

<sup>281</sup> Vgl. dazu auch KEMA: Smart Grid Studienergebnisse, 2012.

## Strompreise

Für die Monetarisierung verschiedener Wirkungen von intelligenten Zählern und Messsysteme sind Strompreise als Bewertungskriterien relevant. Auf Endkundenseite sind dabei durchschnittliche Endkundenpreise zugrunde gelegt worden, um z.B. die Effekte einer Stromersparung zu bewerten.<sup>282</sup> Diesen Einsparungen sind jedoch Erlösminderungen auf Seiten der Erzeuger, Netzbetreiber und Energielieferanten sowie der Rückgang von Steuern und Abgaben beim Staat entgegen zu rechnen. Hierfür wurden durchschnittliche Margen für die einzelnen Wertschöpfungsstufen angesetzt. Die Bewertung von Stromverlusten erfolgte auf der Basis von Großhandelspreisen.<sup>283</sup> In den Szenarienberechnungen wurde von real konstanten Preisen bis 2032 ausgegangen. Alternative Preisentwicklungen wurden im Rahmen von Sensitivitätsanalysen betrachtet. Die Tabelle 21 fasst die Annahmen zu den Strompreisen zusammen.

**Tabelle 21: Annahmen Strompreise**

		Euro/MWh
Arbeitspreis Haushaltskunden <sup>284</sup>		230
Arbeitspreis Gewerbe und öffentliche Einrichtungen		230
Arbeitspreis sonstige Kunden in der Niederspannung (Wärmepumpen, Nachtspeicherheizung, Elektromobile)		165
Arbeitspreis Industrie <sup>284</sup>		100
Großhandelspreis <sup>283</sup>	Peak	50
	Off-Peak	60
Gesamtmarke auf den Endkundenpreis über alle Wertschöpfungsstufen		10 -25% je nach Kundengruppe

Quelle: Ernst & Young, eigene Berechnungen auf Basis BDEW, EEX und Preisblättern von Energieversorgungsunternehmen

### 4.3.3 EU-Szenario

Im ersten Schritt der Szenarienberechnungen wurde den EU-Anforderungen gefolgt und der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme untersucht. Danach ist innerhalb von 10 Jahren eine Rolloutquote von 80% zu erreichen. Beginnend mit dem Startjahr der KNA, 2012, ist somit das Rolloutziel von 80% bis zum Jahr 2022 zu realisieren.

#### Weitergehende Annahmen

Im EU-Szenario wird von einem flächendeckenden Einsatz (mindestens 80% der Zählpunkte) intelligenter Messsysteme ausgegangen. Um die angestrebte Rolloutquote von 80% bis 2022 zu erreichen, sind zusätzliche regulatorische und rechtliche Maßnahmen erforderlich. Da ohne einen Einbauzwang für jeden Letztverbraucher das 80%-Ausbaziel bis 2022 und damit die Umsetzung des EU-Szenarios nicht möglich ist, wurde von einer allgemeinen Einbaupflicht ausgegangen. Diese betrifft grundsätzlich alle Letztverbraucher unabhängig von der Höhe ihres Stromverbrauchs oder sonstiger Kriterien und ist mit einem Einbau intelligenter Messsysteme im Sinne von § 21d und § 21e EnWG umzusetzen.

Der Einbau intelligenter Messsysteme erfolgt dabei ratierlich über den Rollout-Zeitraum verteilt, d.h. etwa 9% aller Zähler werden jährlich ausgetauscht. Dabei erfolgte der Einbau der intelligenten Messsysteme gleichverteilt bei den einzelnen Verbrauchsklassen.

Es wird in diesem Szenario - wie auch im Kontinuitäts- und Rolloutszenario - unterstellt, dass ab Januar 2015 ausschließlich intelligente Messsysteme einschließlich eines SMGW und der notwendigen Kommunikationssysteme eingebaut werden. In 2014 werden noch zu 50% Messsysteme entsprechend § 21e Abs. 5 EnWG verbaut, die nicht dem BSI-Schutzprofil genügen.

<sup>282</sup> Ernst & Young, eigene Berechnungen auf Basis BDEW und der Auswertung von Preisblättern von Energieversorgern.

<sup>283</sup> Quelle: EEX.

<sup>284</sup> Ernst & Young, Eigene Berechnungen auf Basis BDEW, BDEW-Strompreisanalyse, Mai 2012.

Nach 2022 findet nur noch ein Austausch alter intelligenter Messsysteme nach 13 Jahren (8 Jahre Eichperiode plus 5 Jahre Nacheichung) sowie der Einbau intelligenter Messsysteme bei 80% der neu hinzukommenden Zählpunkte (z.B. Neubau) statt. Die Rolloutquote bleibt somit im Zeitraum 2022 bis 2032 konstant bei 80% stehen.

Da im EU-Szenario über intelligente Messsysteme nur eine Erfassung von Verbrauchs- und ggf. von Einspeiseinformationen vorgesehen ist, wird im Rahmen dieses Szenarios die Steuerung und Abregelung von EE-Anlagen nicht betrachtet.

#### 4.3.4 Kontinuitätsszenario

Das Kontinuitätsszenario geht von den derzeitigen Rahmenbedingungen aus. Im Hinblick auf einen verpflichtenden Einbau von intelligenten Messsystemen ist der derzeitige § 21c EnWG über den gesamten Betrachtungszeitraum gesetzliche Grundlage (s. ausführlich dazu 2.2.2). Es werden zunächst keine weiteren gesetzlichen oder regulatorischen Änderungen angenommen. D.h., in den Pflichtfällen des § 21c Abs. 1 EnWG werden intelligente Messsysteme im Sinne von § 21d und § 21e EnWG eingebaut.

#### **Pflichteinbaufälle des § 21c Abs. 1 EnWG**

---

Die Pflichteinbaufälle im Sinne des § 21c Abs. 1 EnWG betreffen im Einzelnen:

- ▶ Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von mehr als 6.000 kWh/a,
- ▶ alle neuen, d.h. nach dem 4. August 2011 in Betrieb genommenen PV-Anlagen nach EEG und alle neuen, nach dem 4. August 2011 in Betrieb genommenen KWK-Anlagen nach KWKG<sup>285</sup>, die über mehr als 7 kW Anschlussleistung Verfügung, sowie
- ▶ alle Neubauten und Wohnungen, die grundlegend renoviert wurden.

Letztverbraucher können auch mehrere der in § 21c Abs. 1 EnWG aufgeführten Voraussetzungen für einen Pflichteinbau erfüllen, so dass Doppel- bzw. Mehrfachzählungen zu bereinigen sind - z.B. Neubau mit einer PV-Anlage, die über eine Anschlussleistung von mehr als 7 kW verfügt. Dies wird in der KNA durch eine pauschale 10%ige-Kürzung der gesamten Pflichteinbaufälle berücksichtigt.

Altfälle aus der Vergangenheit, d.h. bis Ende 2013 bereits bestehende Pflichteinbaufälle i.S.d. § 21c Abs. 1 EnWG, werden bis 2018 mit einem intelligenten Messsystem nachgerüstet. Nach 2018 bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes 2032 der KNA werden dann neu hinzukommende Pflichteinbaufälle, z.B. Neubauten oder Inbetriebnahme einer PV-Anlage mit einer Anschlussleistung von mehr als 7 kW, mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet.

#### 4.3.5 Kontinuitätsszenario Plus

In einer Variante des Kontinuitätsszenarios („Kontinuitätsszenario Plus“) wird die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG betrachtet. Entsprechend dem im Dezember 2012 verabschiedeten neuen § 21c Abs. 5 EnWG besteht für den Gesetzgeber die Möglichkeit, eine Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Nr. 8 EnWG zu erlassen, die vorsieht, dass zusätzlich zu den bisherigen Pflichtfällen zumindest Messeinrichtungen einzubauen sind, „die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln und sicher in ein Messsystem, das den Anforderungen von § 21d und § 21e EnWG genügt, eingebunden werden können“. Die tatsächliche Einbindung dieser intelligenten Zähler in ein Kommunikationssystem erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt.

---

<sup>285</sup> Als Neuanlagen sind alle nach Inkrafttreten des Gesetzes am 4. August 2011 in Betrieb genommenen Anlagen anzusehen. Im Rahmen der KNA wurden aus modelltechnischen Gründen der Stichtag 1. Januar 2012 verwendet, da nur eine Jahresbetrachtung erfolgt. Dies hat auf die Ergebnisse der KNA jedoch keinen wesentlichen Einfluss, da die hierdurch weniger berücksichtigten Neuanlagen eine nicht signifikante Größe ausmachen und innerhalb der Unschärfen eines Modells liegen.

## Weitergehende Annahmen

---

Der Einbau intelligenter Zähler anstatt intelligenter Messsysteme ist eine zusätzliche Möglichkeit bei allen Zählpunkten, bei denen es sich um Nicht-Pflichteinbaufälle des § 21c Abs. 1 EnWG handelt, den Umbau zu einer intelligenten Messinfrastruktur in Deutschland voran zu treiben.

In dieser Variante des Kontinuitätsszenarios wird von einem zusätzlichen verpflichtenden Einbau intelligenter Zähler ausgegangen. Dieser findet annahmegemäß bei einem turnusmäßigen Zählerwechsel spätestens nach einer Eichperiode ohne Nacheichung (16 Jahre beim Ferrariszähler) statt. Ein Großteil der heute installierten konventionellen Zähler ist jedoch bereits älter als 16 Jahre. Um eine Austauschwelle zu Beginn des Rollouts in 2014 zu vermeiden, wird angenommen, dass die Austauschpflicht bis 2022 gestreckt werden kann. Dadurch hat der MSB die Möglichkeit, seinen Rollout kostenmäßig zu optimieren. Andererseits sollten aber - um die angestrebten Skaleneffekte und Stromeinsparungen zu realisieren - nicht alle konventionellen Zähler erst zum Ende des Rolloutzeitraums ausgetauscht werden können. Daher wird zusätzlich angenommen, dass mindestens 1/16 des Altzählerbestandes (also alle konventionellen Zähler, die in 2014 älter als 16 Jahre sind) jedes Jahr mit intelligenten Zählern ausgestattet werden müssen. Aufbauend auf diesen Annahmen wird für die Berechnungen ein ratierlicher Austausch aller Altzähler im Zeitraum 2014 bis 2029 unterstellt.

Bei dem hier betrachteten intelligenten Zähler handelt sich um die in § 21c Absatz 5 EnWG vorgesehene sog. upgradefähige Messeinrichtung in einer Ausstattungsvariante, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit auf einem separaten Display in der Wohnung des Letztverbrauchers widerspiegeln kann.<sup>286</sup> Damit wird es dem Letztverbraucher möglich, Energieverbräuche zu analysieren, Geräte mit hohem Stromverbrauch zu identifizieren und sein Verbrauchsverhalten zu optimieren.

Aufgrund der fehlenden Möglichkeiten, Echtzeitinformationen zur Netzaus- und -belastung oder zu Tarifen auf intelligente Zähler übermitteln zu können, ist das Energieeinspar- und Lastverlagerungspotenzial beim Endkunden geringer (vgl. dazu Kapitel 6.3.1).

Die nachträgliche Aufrüstung intelligenter Zähler zu intelligenten Messsystemen - und damit die Einbindung in ein externes Kommunikationssystem - ist im Rahmen der KNA nicht betrachtet worden.

### 4.3.6 Rolloutszenario

Entsprechend der EU-Empfehlungen wurden zusätzlich alternative Szenarien untersucht.

## Weitergehende Annahmen

---

Für die deutsche Energieversorgung stellt die Integration der Erneuerbaren Energien eine große Herausforderung dar. Die zunehmende Einspeisung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik erhöht den Ausbaubedarf der Übertragungs- und Verteilnetze signifikant. Gelingt es, Stromnachfrage und -angebot besser aufeinander abzustimmen, so könnte dieser Ausbaubedarf reduziert werden. Intelligente Messsysteme könnten dazu beitragen diesen Ausbaubedarf zu reduzieren, indem sie

- ▶ Lastmanagementmaßnahmen ermöglichen, die zu einer besseren Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage beitragen und
- ▶ Über die CLS-Schnittstelle die ferngesteuerte Regelung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien Anlagen ermöglichen.

Im bisherigen Rechtsrahmen besteht lediglich für EEG- und KWK-Neuanlagen, d.h. Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des EnWG, also nach dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden, und über eine Anschlussleistung von mehr als 7 kW verfügen, eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme. Da sowohl Altanlagen als auch kleinere Einspeiseanlagen in ihrer Summe prinzipiell dieselben Wirkungen auf das Energieversorgungssystem wie Neuanlagen haben, wurden im Rolloutszenario die Pflichteinbaufälle um EEG-/KWK-Altanlagen und Anlagen unterhalb von 7 kW-Anschlussleistung erweitert.

Um die Abregelung von Erneuerbaren Energien Anlagen in stärkerem Ausmaße zu ermöglichen, ist der derzeitige Rechtsrahmen zu ändern. Das Rolloutszenario wurde zunächst unter dem derzeitigen Rechts-

---

<sup>286</sup> Für den Einsatz solcher intelligenter Zähler sind besondere Anforderungen notwendig, die in Kapitel 3.3.2 erläutert wurden.

rahmen bewertet. Anschließend wurden die Wirkungen einer EEG-Gesetzesänderung quantifiziert und betrachtet. Es wird zudem davon ausgegangen, dass die derzeit gültigen Vorschriften des EEG zur Leistung von Ausgleichszahlungen bei der Reduzierung der Einspeiseleistung erhalten bleiben. Eine Änderung der Regelungen zu den EEG-Ausgleichszahlungen wurde zusätzlich im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse betrachtet.

### Zusätzliche Pflichteinbaufälle

---

Im Rolloutszenario werden die Pflichtfälle des § 21c EnWG um weitere Anwendungsfälle ergänzt. Diese umfassen EEG- und KWK-Anlagen, die vor dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden, sowie Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 250 Watt.<sup>287</sup>

Die Ausdehnung der Pflichteinbaufälle liegt zum einen in der (möglichen) Netzbelastung der o.g. Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen begründet, zum anderen in den Möglichkeiten, diese Einrichtungen entlastend im Hinblick auf den Ausbau und die Ertüchtigung der Netze zu steuern bzw. zu nutzen. Durch die Ausdehnung der Pflichteinbaufälle auf den Großteil aller am Niederspannungsnetz angeschlossenen EEG- und KWK-Anlagen fokussiert sich der Rollout auf die Zählpunkte, die zusätzlich mit den geringsten Mehrkosten und dem größtmöglichen Nutzen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden können.

Altanlagen haben grundsätzlich dieselben energie- und netzwirtschaftlichen Konsequenzen wie Neuanlagen und sollten deshalb mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Zu berücksichtigen sind hier jedoch ggf. zusätzliche Einbaukosten, die beispielsweise beim Austausch vorhandener Wechselrichter entstehen.

Eine Ausdehnung der Einbauverpflichtung auf Anlagen kleiner als 7 kW Anschlussleistung begründet sich aus der Vielzahl dieser Anlagen, die aufsummiert ebenfalls erhebliche energie- und netzwirtschaftliche Wirkungen haben.

Kleinstanlagen - definiert mit einer Größe von kleiner 250 Watt Anschlussleistung - könnten aus der Verpflichtung entbunden werden, da für diese die Kosten einer Einbindung in ein intelligentes Messsystem unverhältnismäßig hoch sind.

### 4.3.7 Rolloutszenario Plus

Auch beim Rolloutszenario wurde anschließend die Variante untersucht, den Rollout intelligenter Messsysteme und intelligenter Zähler in Deutschland durch die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG zu beschleunigen. Durch die Erhöhung der Gesamtrolloutquote mit intelligenten Zählern ergibt sich die Möglichkeit, die Kostenbelastung für jeden Kunden zu verringern und den Einbau intelligenter Zähler/Messsystem auf die jeweilige Ausgangssituation des Kunden zu zuschneiden.

### Weitergehende Annahmen

---

Das Rolloutszenario Plus ermöglicht allen Endkunden eine maßgeschneiderte Lösung im Hinblick auf den Einbau von intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern bei verschiedenen Ausgangssituationen:

- ▶ Zählpunkte, die effizient zur Netzdienlichkeit beitragen können, sind Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme.
- ▶ Zählpunkte, die isoliert betrachtet nur in geringerem Maße zur Erhöhung der Energieeffizienz beitragen können, werden sukzessive mit kostengünstigeren intelligenten Zählern ausgestattet.
- ▶ Kunden, die keinen Wert auf eine externe Kommunikationsanbindung legen - bei freiwilliger Entscheidung für ein intelligentes Messsystem - kann mit dem Einbau eines intelligenten Zählers eine kostengünstigere Lösung angeboten werden.

Ansonsten sind dieselben Annahmen wie bei dem Kontinuitätsszenario Plus zugrunde gelegt worden.

---

<sup>287</sup> Eine letztendliche Definition dieser Untergrenze für die Anschlussleistung muss noch durch den Gesetzgeber erfolgen.

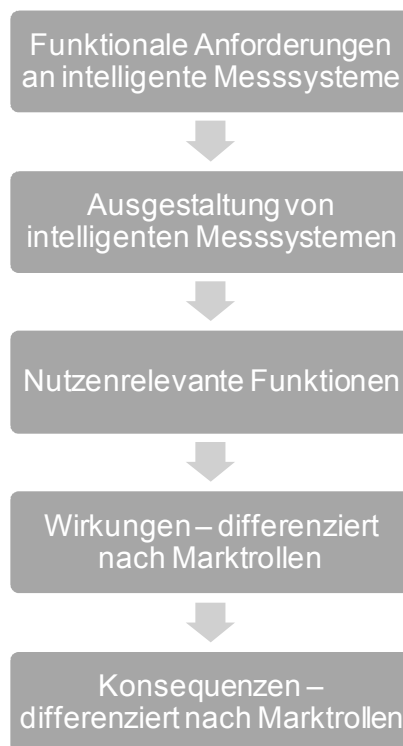
# 5. Wirkungsanalyse

Im Folgenden werden aufbauend auf den Ergebnissen der Technologie- und Funktionsanalyse und einem allgemeinen Modell zur Wirkungsanalyse die Wirkungen und Konsequenzen intelligenter Messsysteme und Zähler analysiert. Im Rahmen der Wirkungsanalyse wird untersucht, welche Nutzeneffekte durch die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern bei einzelnen Marktrollen entstehen. Zum anderen ist die Wirkungsanalyse die Grundlage für die Ableitung derjenigen Kostengrößen, die im Rahmen der KNA relevant sind. Die Wirkungsanalyse stellt die notwendige Bedingung bzw. Voraussetzung für die später folgende Monetarisierungen dar (s. dazu Kapitel 6).

## 5.1 Modell zur Wirkungsanalyse

Als Wirkungsanalyse wird in den Wirtschaftswissenschaften die Untersuchung und Bewertung von Konsequenzen bezeichnet, die durch Aktivitäten oder der Nutzung von Systemen verursacht werden. Die Vorgehensweise für die Identifikation von relevanten Nutzenaspekten ist schematisch in Abbildung 12 dargestellt und basiert auf folgenden Kausalbeziehungen: Ausgehend von den funktionalen Anforderungen an intelligente Messsysteme werden deren Ausgestaltung, die daraus resultierenden Nutzenfunktionen, sowie die damit verbundenen Wirkungen und Konsequenzen betrachtet.

Abbildung 12: Wirkungskette der mehrstufigen Wirkungsanalyse



Quelle: Ernst & Young

Die funktionalen Anforderungen an intelligente Messsysteme, wie der Möglichkeit alle 15 Minuten Verbrauchsdaten zu erfassen, der Bereitstellung eines Regelwerks, das zeitvariable, lastvariable und ereignisabhängige Tarif ermöglicht, sowie der Einbindung in ein Kommunikationssystem für intelligente Messsysteme, bestimmen die Ausgestaltung und damit auch die Kosten von intelligenten Messsystemen.

Die technische Ausstattung von intelligenten Messsystemen verursacht Kosten, bietet aber auch den verschiedenen Marktrollen wirtschaftlich relevante Nutzenfunktionen. Dadurch werden direkte und indirekte Effekte bzw. Wirkungen bei den Marktteilnehmern ausgelöst, die es im Rahmen der Wirkungsanalyse zu bewerten gilt. Aufbauend auf den bereits in Kapitel 3.1 beschriebenen funktionalen Anforderungen sowie

der Definition von intelligenten Messsystemen werden im Folgenden die nutzenrelevanten Funktionen allgemein erläutert. Im Anschluss daran werden deren direkte und indirekte Effekte auf die verschiedenen Marktrollen näher analysiert.

Die funktionalen Anforderungen und die Ausstattung intelligenter Zähler unterscheiden sich von denjenigen intelligenter Messsysteme. Daher wird auch auf die wesentlichen Unterschiede in den Wirkungen von intelligenten Zählern und Messsystemen eingegangen.

## Überblick zu kosten- und nutzenrelevante Funktionen

---

Die folgenden kosten- und nutzenrelevanten Funktionen von intelligenten Messsystemen und in Einzelfällen auch von intelligenten Zählern werden näher betrachtet:

### ▶ Ablesung

Die Ablesung ist eine Kernfunktion von intelligenten Messsystemen und umfasst die Fernauslesung der eichrechtlichen und verbrauchsrelevanten Zählermessdaten der Letztverbraucher. Gegenüber der manuellen Auslesung oder Selbstaulesung der Messwerte durch den Kunden werden Nutzeneffekte betrachtet, die durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen und der damit verbundenen Zählerfernauslesung entstehen.

### ▶ Abrechnung

Die Auslesung der Zählerdaten bildet die Grundlage der Abrechnung für den Strom- bzw. Gasverbrauch sowie der dezentral erzeugten Abrechnung des eingespeisten Stroms dezentraler Erzeugungsanlagen. Zwischen Ablesung und Abrechnung stehen die gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich der Einführung monatlicher Verbrauchsinformationen.<sup>288</sup> Sie lösen Kosten aus, allerdings nicht in gleichem Maße wie bei einer Abrechnung, da einige Prozessschritte insbesondere beim Netzbetreiber entfallen.

### ▶ Tarifierung

Intelligente Messsysteme schaffen die notwendigen technologischen Voraussetzungen um Stromverbrauchern individuelle und verhaltensspezifische Tarife anzubieten. Gegenüber einer konventionellen und überwiegend starren Preisgestaltung müssen daher die Nutzeneffekte betrachtet werden, die aus der gesetzlichen Vorgabe zur Gestaltung neuer anreizorientierter Tarife ausgelöst werden.

### ▶ Monitoring

Mit Hilfe von intelligenten Messsystemen lassen sich einerseits die einzelnen Systemkomponenten (z.B. Zähler, SMGW) überwachen. Zum anderen können von intelligenten Zählern und Messsystemen eine Vielzahl an Informationen bereitgestellt werden, die von den verschiedenen Marktteilnehmern wirtschaftlich im Rahmen von Monitoringprozessen genutzt werden können.

Die mit Hilfe eines intelligente Messsystems bereitgestellten Informationen, erlauben dem Endkunden die Überwachung seines Strom- oder Energieverbrauchs, dem Netzbetreiber verringerte Aufwendungen für die Netzplanung durch eine verbesserte Datenlage sowie die Überwachung der von ihm betriebenen Netze. Bei letzterem werden primär Netzstörungen oder -ausfälle identifiziert und darauf aufbauend dann entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Die beschriebenen positiven Effekte beim Endkunden können zu einem Teil auch mit einem intelligenten Zähler gehoben werden; seine externe Anzeigeeinheit bietet ebenfalls die Möglichkeit zur Verbrauchskontrolle.

### ▶ Lastmanagement

Intelligente Messsysteme können auf verschiedene Weise zu einem Lastmanagement beitragen. Zum einen ermöglichen die Informationen über den Netzzustand (Frequenz-, Spannungs-, Stromwerte und Phasenwinkel) die gezielte Zu- oder Abschaltung von Lasten zur Optimierung des Netzbetriebs. Der Netzbetreiber kann durch gezielte Lastmanagementmaßnahmen die Verstärkung und den Ausbau der Netze verzögern und u.U. ganz vermeiden. Zum anderen bieten intelligente Messsysteme die Grundlage für ein Lastmanagement durch den Endkunden. Auf der Basis der un-

---

<sup>288</sup> Vgl. § 40 Abs. 3 EnWG.



mittelbaren bereitgestellten Verbrauchsdaten und ggf. Tarifinformationen durch intelligente Zähler bzw. Messsysteme erhält der Endkunde von seinem Energielieferanten Anreize zur Reduzierung der Stromnachfrage und zur Lastverlagerung.

▶ **Einspeisemanagement**

Einen besonderen Stellenwert nimmt das Einspeisemanagement ein, indem durch die Abregelung von Erzeugungsspitzen aus dezentraler Einspeisung der Ausbaubedarf der Netze reduziert wird. Das intelligente Messsysteme wirkt hier zum einen als Informationsdrehscheibe, indem Verbrauchsdaten, Einspeisedaten und Netzzustandsdaten hierüber gesammelt werden, zum anderen als Kommunikationskanal für die Abregelung der dezentralen Erzeugungsanlagen, indem Steuerungssignal über das SMGW gesendet und empfangen werden.

▶ **Netzmanagement und -betrieb**

Durch die Einführung von intelligenten Messsystemen lassen sich eine Reihe an direkten und indirekten Wirkungen in Netzmanagement und -betrieb erzielen. Zum einen erhöht die Bereitstellung von Netzzustandsdaten, wie Frequenz-, Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie daraus errechenbaren oder ableitbaren Werte, die Aktualität und Qualität der Informationen über den jeweiligen Netzzustand. Unsicherheiten und Sicherheitsaufschläge bei der Netzplanung reduzieren sich. Darauf aufbauend kann der Investitionsbedarf beim Netzausbau und der Aufwand für -instandhaltungsmaßnahmen reduziert werden.

Ferner treten eine Reihe weitere netzdienliche Effekte im Hinblick auf Netzmanagement und -betrieb auf:

- ▶ die Reduzierung technischer und nicht-technischer Stromverluste,
- ▶ die Beschaffung von Regelleistung auf Übertragungsnetzebene sowie
- ▶ reduzierte Kosten für Differenzbilanzkreise und Netzmanagement.

Bei letzterem liefern intelligente Messsysteme Daten, die zur Berechnung der Belastungen einzelner Netzkomponenten, wie einzelne Kabelstränge oder Ortsnetzstationen genutzt werden. Hierauf aufbauend kann dann der Austausch von Netzkomponenten aufgrund der vorhandenen Netzbelastungen optimiert werden.

▶ **Weitere Datendienste**

Aufgrund einer mindestens viertelstündigen Datenerfassung von verbrauchsrelevanten Kundeninformationen führen intelligente Messsysteme zu einem völlig veränderten Datenaufkommen und Möglichkeiten der Datenanalysen. Die erhöhte Auflösung, Granularität und das Maß an Informationen eröffnen neue Möglichkeiten zur Kommerzialisierung und Verarbeitung kundenspezifischer Verbrauchsinformationen, die auf Wunsch des Letztverbrauchers von Diensten genutzt werden können.

▶ **Mehrwertdienste**

Mehrwertdienste umfassen Dienstleistungen und innovative Geschäftsmodelle, welche die bisher betrachteten Aspekte von intelligenten Messsystemen ergänzen. Mehrwertdienste spiegeln dabei insbesondere die im Rahmen von Smart Home zur Verfügung gestellten Dienstleistungen wider. Aber auch darüber hinausgehende Dienste etwa im Bereich der Sicherheit oder des Gesundheitswesens können über die Kommunikationsfunktion der intelligenten Messsysteme abgewickelt werden.

## **5.2 Wirkungsanalyse nach Funktionen**

Im Folgenden werden die beschriebenen Funktionen hinsichtlich ihrer Wirkungen und Konsequenzen bei einzelnen Marktrollen ausführlicher analysiert. Die Wirkungsanalyse erfolgt aus Sicht von Endkunde, Energielieferant, Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Erzeuger sowie sonstigem Marktteilnehmer. Dabei werden neben quantifizierbaren auch nicht-quantifizierbaren Nutzeneffekte betrachtet.

## Darstellung der Funktionen in Form von Nutzeneffekten, differenziert nach Marktrollen

Die verschiedenen Funktionen von intelligenten Messsystemen/Zählern können Wirkungen auf mehrere Marktrollen ausüben. Auch können damit verbundene Kosten bei mehreren Marktteilnehmern entstehen und zwischen diesen weitergereicht werden. Daher wird die jeweilige Funktion zunächst aus Sicht derjenigen Marktrolle betrachtet, die unmittelbar und am meisten von einer Funktion betroffen ist. Die folgende Tabelle 22 fasst die näher betrachteten nutzenrelevanten Funktionen nach Marktrollen zusammen, und illustriert, welche Marktrolle(n) unmittelbar bzw. am meisten betroffen ist (sind).

Tabelle 22: Nutzeneffekte nach Funktionen bei verschiedenen Marktrollen

Marktrolle / Funktion	Endkunde	Energielieferant	Messstellenbetreiber	Netzbetreiber	Erzeuger	Sonstige Dienstleister
Ablesung						
Abrechnung						
Tarifierung						
Monitoring						
Lastmanagement						
Einspeisemanagement						
Netzmanagement und -betrieb						
Datendienste						
Mehrwertdienste						

### Legende

Direkt bzw. unmittelbar betroffene Marktrolle(n)	Indirekt bzw. mittelbar betroffene Marktrolle(n)	Nicht oder wenig betroffene Marktrolle(n)
--	--	---

Quelle: Ernst & Young

### 5.2.1 Ablesung

Hauptakteur und unmittelbar Betroffener im Hinblick auf die Ablesung und den Ableseprozess ist der Messstellenbetreiber. Mittelbar treten insbesondere bei Energielieferanten Kosten- und Nutzeneffekte auf.

#### Messstellenbetreiber

Für den Messstellenbetreiber ergeben sich zahlreiche Änderungen im Ableseprozess. Gegenüber der manuellen Zählerauslesung ermöglichen intelligente Messsysteme einen vollautomatisierten Ableseprozess, mit einer höheren Frequenz. Während bei einem klassischen Ferrariszähler der Zählerstand nur einmal jährlich abgelesen wird, können mit der Einführung von intelligenten Messsystemen die Verbrauchswerte der Letztverbraucher bei einer viertelstündlich Messung 35.040-mal im Jahr erfasst werden.

Gegenüber der manuellen Auslesung bewirkt eine automatisierte Fernablesung eine Verringerung der eigenen Personalkosten - auch wenn heute die Ablesung überwiegend durch den Kunden selbst erfolgt und nur noch etwa 25% aller Ablesungen durch Personal des Messstellenbetreibers vorgenommen werden.<sup>289</sup>

Zudem verringert sich die Fehlerquote im Ableseprozess aufgrund der Abschaffung von Verbrauchsschätzungen. Dadurch ergeben sich für den Messstellenbetreiber niedrigere Aufwendungen für die Korrektur der abgeschätzten Verbrauchswerte. Nichtsdestotrotz bleibt der Prozessschritt einer Plausibilisierung aller Messdaten erhalten. Zudem nimmt das Datenvolumen bei intelligenten Messsystemen erheblich ge-

<sup>581</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

genüber dem alten Ableseprozess zu. Der Prozess der Plausibilisierung kann aber weitestgehend maschinell erfolgen. Aufgrund der Vielzahl an z.T. gegenläufigen und sich kompensierenden Effekten, die in der Summe jedoch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht gravierend sind, wird dieser Punkt pauschaliert in der KNA berücksichtigt.

Auf der anderen Seite ist bei intelligenten Messsystemen mit einer durchschnittlichen Ausfallquote von ca. 2% (etwa doppelt so hohe Ausfallquote wie bei Ferrariszählern) auszugehen.<sup>290</sup> Zudem verändert der neue, automatisierte Ableseprozess das bisherige Geschäftsmodell des MSB. Neue IT-Systeme sind einzuführen und Geschäftsprozesse sind anzupassen. Dies führt zu Zusatzkosten, wie Investitionen in IT-Systeme, Projektierungskosten für den Rollout und Kosten für die Schulung von Mitarbeitern und Marktpartnern, wie Installateuren.

### **Energielieferant**

---

Die Energielieferanten erhalten vom Messstellenbetreiber verbrauchsrelevante Daten, die zur Berechnung der Stromentgelte für den Endkunden herangezogen werden. Umfang, Qualität, Granularität und Frequenz dieser Daten werden sich durch häufigere Ablesung signifikant erhöhen. Der Energielieferant erhält seine abrechnungsrelevanten Daten mit einer höheren Validität, da sich die Fehlerquote im Ableseprozess verringert.

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen wird der Anteil der Ablesungen, die anschließend plausibilisiert bzw. dahingehend überprüft werden müssen, ob die Daten nachvollziehbar sind, abnehmen. Der Aufwand für Plausibilitätskontrollen kann durch intelligente Messsysteme um bis zu 50% reduziert werden.<sup>291</sup>

Die erhöhte Auflösung der Daten eröffnet dem Lieferanten zusätzlich die Möglichkeit, seine Analyse- und Prognoseverfahren beispielsweise für die Erstellung von Lastprofilen oder der Gestaltung verbrauchsspezifischer, kundenindividueller Produkte bzw. Tarife zu verbessern. Im Rahmen der Beschaffung können so die Aufwendungen für Lastganganalysen um bis zu 10% gesenkt werden.<sup>292</sup>

Gleichzeitig ergeben sich für den Energielieferanten neue Anforderungen hinsichtlich Datenaufbereitung, -verwaltung, und -analyse. Zum einen müssen die Datenverarbeitungssysteme sowie Analysetools und -verfahren an die neuen Gegebenheiten angepasst werden. Zum anderen ergeben sich neue Anforderungen an die Mitarbeiter, die Aufwendungen für Schulungen sowie u.U. den Aufbau von zusätzlichen Mitarbeiterkapazitäten nötig machen.

### **Intelligente Zähler**

---

Im Gegensatz zu den intelligenten Messsystemen verändern intelligente Zähler den Ableseprozess nicht signifikant. Da keine direkte kommunikative Verbindung zum MSB besteht und damit praktisch keine Möglichkeiten zur Fernauslesung bestehen, kann der Ableseprozess nicht in dem Maße optimiert werden, wie dies bei intelligenten Messsystemen der Fall ist.

## **5.2.2 Abrechnung**

Von den Veränderungen im Bereich der Abrechnung ist unmittelbar vor allem der Energielieferant betroffen. Aber auch Endkunde und Netzbetreiber sind in diesem Zusammenhang zu betrachten.

### **Energielieferant**

---

Für den Energielieferanten ergeben sich neue Herausforderungen im Rahmen der Rechnungserstellung. Die Menge der aufzubereitenden Informationen nimmt zu, so dass der Energielieferant mit der Einführung von intelligenten Messsystemen ein erhöhtes Maß an Komplexität zu bewältigen hat. Gleichzeitig verfügt er allerdings über eine bessere Datengrundlage für die Rechnungserstellung, der gesamte Abrechnungsprozess kann weiter automatisiert werden.

---

<sup>290</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>291</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>292</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

Die Stückkosten pro Abrechnung nehmen mit der Umstellung von einem ursprünglichen SLP-Zähler auf ein intelligentes Messsystem aufgrund von Prozessverbesserungen um ca. 5% ab.<sup>293</sup> Zudem wird mit dem Einsatz von intelligenten Messsystemen und der Möglichkeit, den Energieverbrauch zeitnäher abbilden bzw. abrechnen zu können, die Digitalisierung der klassischen Papierrechnung voranschreiten. Durch den Einsatz von E-Mails als elektronische Versandform für Rechnungen und der damit gleichzeitigen Vermeidung von Papier können erhebliche Kostenvorteile realisiert werden. Gemäß dem Umsatzsteuergesetz ist allerdings eine Zustimmung der Kunden für eine elektronisch zu übermittelnde Rechnung erforderlich<sup>294</sup>. Demnach werden Kunden das Angebot einer elektronischen Rechnung unterschiedlich, aber im Zuge der Digitalisierung von Energiedaten und im Zeitalter der E-Mail-Kommunikation in Zukunft häufiger wahrnehmen.<sup>295</sup>

Die Digitalisierung der Abrechnungen wird weiter durch den Gesetzgeber vorangetrieben. So ist nach § 40 Abs. 3 EnWG jeder Energielieferant verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Änderung des Abrechnungsturnus wirkt sich entsprechend auf die Abrechnungskosten des Lieferanten aus. In wie weit der Wunsch der Letztverbraucher nach einer monatlichen oder vierteljährlichen Abrechnung in Zukunft geäußert werden wird, ist derzeit nicht absehbar.

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen ist eine monatliche Darstellung der Verbrauchsinformationen, die auch die Kosten widerspiegelt, vom Gesetzgeber vorgeschrieben.<sup>296</sup> Diese Verbrauchsinformationen haben ebenfalls finanzielle Auswirkungen für den Energielieferanten, abhängig von Umfang und dem genutzten Medium (Internet vs. Brief).

Die monatlichen Verbrauchsinformationen haben gegenüber der Abrechnung jedoch einige Kostenvorteile. So fallen aufwendige Abstimmungsprozesse mit den Netzbetreibern zur Ermittlung der tatsächlichen Netzentgelte im Betrachtungszeitraum weg. Es wird davon ausgegangen, dass alle monatlichen Verbrauchsinformation und Rechnungen nur digital versendet werden.

Neben den direkten Kosten- und Nutzeffekten für die Abrechnung durch intelligente Messsysteme sind weitergehende Wirkungen beim Energielieferanten zu beachten:

- ▶ Die über intelligente Messsysteme bereitgestellten genaueren Daten, eröffnen die Möglichkeit einer verbrauchsabhängigen monatlichen Zahlung anstelle von festen Abschlagszahlungen; Energielieferanten erhalten zudem die Möglichkeit, bei Forderungsverzug oder -ausfall intelligente Messsysteme zentral zu sperren bzw. entsperren oder auf einen anderen Zahlungsmodus (z.B. Prepaid) umzustellen. Aus Sicht des Energielieferanten verringert sich damit die Anzahl seiner Forderungsausfälle. Hierdurch lassen sich die Aufwendungen für das Inkasso in Höhe von ca. 20% senken, weitere 20% Kostenreduktionspotenzial bestehen bei den Aufwendungen für gerichtliche Mahnverfahren.<sup>297</sup>
- ▶ Aufgrund genauerer Ablesedaten von intelligenten Messsystemen wird die Anzahl rechnungsbezogener Anfragen oder Beschwerden zurückgehen. Dadurch verringern sich die Kosten beim Energielieferanten für den administrativen Aufwand der für die Bearbeitung der Kundenanrufe/-beschwerden im Falle einer fehlerhaften Rechnung im Backoffice entsteht. Es wird dabei von einer Reduktion des Anteils der Kunden mit einem Klärungsbedarf zur Abrechnung von 20% ausgegangen<sup>298</sup>. Zusätzlich wird mit der Einführung von intelligenten Messsystemen eine verringerte Dauer je Abrechnungs-Klärungsgespräch von weiteren 20% erwartet.<sup>299</sup>
- ▶ Aus Sicht der Lieferanten ergibt sich mit dem Einsatz von intelligenten Messsystemen außerdem eine vereinfachte Ab- bzw. Zuschaltung von Letztverbrauchern bei Zahlungsüberfälligkeit bzw. -eingang (Fernsperrung).<sup>300</sup> Auch lässt sich der Datentransfer im Falle eines Lieferantenwechsel effizienter gestalten, so dass sich der benötigte Zeitaufwand verringern wird. Nutzeneffekte schlagen sich in beiden Fällen in einem reduzierten Zeit- und Personalaufwand nieder.

---

<sup>293</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>294</sup> Vgl. § 14, Absatz 1 UStG.

<sup>295</sup> Vgl. Net at work GmbH: White paper, 2013, S. 3.

<sup>296</sup> Vgl. § 40, Absatz 3 des EnWG 2005.

<sup>297</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>298</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>299</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>300</sup> Dies lässt sich entsprechend der Technischen Richtlinie über eine Schalteinheit als CLS im HAN realisieren, wobei die Steuerung über den transparenten Proxy-Kanal des SMGW erfolgt.

## Endkunde

---

Durch die Einführung von intelligenten Messsystemen in Verbindung mit häufigerer Abrechnung ergibt sich zunächst eine genauere und aktuellere Abrechnung. Zudem hat der Endkunde die Möglichkeit anstatt monatlicher Abschlagszahlungen auf Zahlungen überzugehen, die auf tatsächlichen Verbräuchen basieren, vorausgesetzt Lieferanten bieten dies an.

Verbraucher mit stark schwankenden Verbräuchen (Nachtspeicherheizung, Kühlung, Wärmepumpe) oder aufgrund stark ausgeprägter saisonaler Verbrauchsunterschiede können jedoch punktuell sehr stark finanziell belastet werden. In Schweden ist hierauf gesondert hingewiesen worden.<sup>301</sup> Durch den Wegfall des Vergleichsmäßigungseffektes von monatlichen Abschlägen fehlt dem Endkunden die Planungssicherheit, was wiederum durch einen erhöhten Zahlungsausfall bzw. -verzug zu erhöhten Aufwendungen im Forderungsmanagement beim Energielieferanten führt.<sup>302</sup>

Die unmittelbare Bereitstellung von Verbrauchsdaten/Abrechnungsinformationen kann zu Verhaltensänderungen beim Endkunden führen und bei entsprechenden Tarifmodellen zu finanziellen Auswirkungen. Insgesamt betragen die durch die Verhaltensänderungen ausgelösten möglichen Stromeinsparungen beim Endkunden im Durchschnitt 1% - 5%.<sup>303</sup> Das tatsächliche Ausmaß der Stromeinsparung hängt dabei entscheidend von der Geräteausstattung, den Lebensgewohnheiten, der Tarifgestaltung sowie der Ausgestaltung der Feedbacksysteme (z.B. Webportal, Inhouse-Display, etc.) ab. Daher ist das tatsächliche, realisierbare Einsparpotenzial in den verschiedenen Verbrauchsklassen sehr unterschiedlich. Verbraucher mit einem höheren Stromverbrauch verfügen über mehr Einsparmöglichkeiten und damit über ein prozentual höheres tatsächliches Einsparpotenzial, als dies bei den unteren Verbrauchsklassen der Fall ist.

## Netzbetreiber

---

Die flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme hat eine Reihe an Wirkungen auf die beim Verteilnetzbetreiber stattfindenden Abrechnungsprozesse. Diese werden vereinfacht, beschleunigt und führen daher zu geringerem Aufwand bzw. zu einer Reduzierung des benötigten Umlaufvermögens. Im Einzelnen können folgende Abrechnungsprozesse betroffen sein:

- ▶ Abrechnung Netzentgelte
- ▶ Berechnung Mehr- / Mindermengen
- ▶ Bilanzkreisabrechnung
- ▶ Abrechnung dezentraler Einspeisung, insbesondere EEG-Anlagen
- ▶ Abrechnung Grundversorgungskunden

Bei der Abrechnung der Netzentgelte<sup>304</sup> reduziert sich der Aufwand seitens des Netzbetreibers durch besser aufgelöste und genauere Daten, die durch intelligente Messsysteme bereitgestellt werden. Da die Menge an geschätzten Verbrauchsdaten abnimmt, müssen seitens des Netzbetreibers weniger Plausibilisierungen vorgenommen werden. Zudem wird sich die Fehlerquote reduzieren, wodurch sich die Anzahl der vom Lieferanten abgewiesenen Rechnungen verringert. Das Reduzierungspotenzial des personellen/zeitlichen Aufwands wird auf 8% beziffert, was bei einem Personalkostenanteil von ca. 10 bis 15% zu einer Reduzierung des finanziellen Aufwands bei der Berechnung der Netzentgelte Strom um 1% führen könnte.<sup>305</sup>

Da jedoch aktuell SLP-Kunden zwischen Netzbetreiber und Energielieferant i.d.R. über monatliche Abschlagszahlungen abgerechnet werden, würde sich der Aufwand bei einer monatlichen Abrechnungen, die auf tatsächlichen Verbräuchen beruht, erhöhen. Eventuelle Zinsvorteile des Netzbetreibers bei auf tatsächlichen Verbräuchen beruhenden Abrechnungen fallen gering aus. Der Gesamteffekt bei der Abrechnung der Netzentgelte kann daher vernachlässigt werden, da sich positive wie negative Effekte insgesamt weitestgehend aufwiegen dürften.

---

<sup>301</sup> Vgl. VassaETT: Evaluation of residential smart meter policies, 2010, S. 9f.

<sup>302</sup> Wobei der Durchschnittsverbrauch in Schweden aufgrund des hohen Anteils an Elektroheizungen und damit die Stromrechnungen auch deutlich höher liegen als in Deutschland.

<sup>303</sup> Vgl. dazu 5.2.5.

<sup>304</sup> Vgl. BNetzA: Wechselprozesse im Messwesen (WiM), 2011, S. 63.

<sup>305</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

Bei der Berechnung der Jahresmehr- bzw. Jahresminderungen kann sich zum einen der Berechnungsaufwand durch verbessertes Datenmaterial von intelligenten Messsystemen reduzieren, zum anderen können die Ausgleichsenergiezahlungen reduziert werden. Da Verteilnetzbetreiber für diese Zahlungen an den jeweiligen Bilanzkreisordinator typischerweise in Vorleistung gehen, bevor diese den Lieferanten in Rechnung gestellt werden, führt eine Reduzierung auf Grund exakterer Prognosen zu einer Reduzierung der Zahlungen und zu einer entsprechend geringeren Kapitalbindung. Nach Einschätzungen aus der Branche kann aufgrund der durch die intelligenten Messsysteme verbesserten Prognosen/Fahrpläne eine Reduzierung des Ausgleichsenergiebedarfs von 3% veranschlagt werden.<sup>306</sup>

Im Bereich der Abrechnung dezentraler Einspeisung aus EEG-Anlagen reduziert sich Bearbeitungsdauer als auch -aufwand durch eine bessere Datenverfügbarkeit. Es wird an dieser Stelle von einem Reduktionspotenzial von 3% ausgegangen.<sup>307</sup> Durch die Einbeziehung von EEG-Anlagen in die Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme ist gewährleistet, dass die notwendigen Daten zeitnah zur Verfügung stehen.

Für Netzbetreiber ergeben sich zudem bei den verbrauchsbezogenen Abrechnungsprozessen im Rahmen der Grundversorgung Einsparpotenziale. So können die Netz-Außenstände durch intelligente Messsysteme um 4%, die Netz-Aufwendungen für Inkassobeaufträge um rund 20%, sowie für gerichtliche Mahnverfahren um etwa 1% gesenkt werden<sup>308</sup>. Zudem könnte durch ein auf intelligente Messsysteme basierendes Leerstandsmanagement eine Reduktion der Aufwendungen für Leerstandszahlungen in Höhe von ca. 20% erreicht werden.<sup>309</sup> Dem gegenüber steht allerdings ein zusätzlicher Arbeitsaufwand, bedingt durch den Auswertungsbedarf für die Daten.<sup>310</sup>

Diesen Prozessverbesserungen stehen auf der anderen Seite Wirkungen entgegen, die zusätzliche Kosten verursachen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Anpassung von Datenschnittstellen (Zähler- sowie Messdaten an vorliegende IT-Systeme wie Assetmanagement, GIS, Regulierungsmanagement, Energiedatenmanagement) sowie die damit verbundenen Schulungsmaßnahmen für Mitarbeiter.<sup>311</sup> Nach Erfahrungen aus Pilotprojekten sind zwischen 10% und 30% aller Prozesse des Verteilnetzbetreibers anzupassen, die unter anderem die Bereiche Gerätemanagement, Turnuswechsel, Ablesung, Materialwirtschaft und Monitoring betreffen.<sup>312</sup>

## Intelligente Zähler

---

Aufgrund der mangelnden kommunikativen Einbindung in den Abrechnungsprozess entfällt auch an dieser Stelle beim intelligenten Zähler eine ganze Reihe an Nutzeffekten ggü. den intelligenten Messsystemen. So sind die beschriebenen Prozessverbesserungen und -anpassungen bei intelligenten Zählern nicht in dem Ausmaß zu realisieren bzw. notwendig wie bei intelligenten Messsystemen. Dies betrifft sowohl MSB, Energielieferant, als auch Netzbetreiber.

## 5.2.3 Tarifierung

Die Tarifierung wirkt sich direkt insbesondere auf den Energielieferanten und Endkunden aus.

### Endkunde

---

Gemäß EnWG haben die Lieferanten soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar den Endverbrauchern last- oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten, die den Kunden zur Energieeinsparung motivieren sollen<sup>313</sup>. Damit können Kunden auf ein größeres Produktangebot zugreifen und einen Tarif auswählen, der auf ihr individuelles Verbrauchsverhalten zugeschnitten ist.

Aus Sicht des Endkunden ergibt sich ein Nutzen daraus, dass er durch eigene Verbrauchsänderungen seinen Teil dazu beitragen kann, Lastkurven zu glätten sowie Lastspitzen zu kappen. Erfahrungen aus Pilotstudien berichten von Verlagerungspotenzialen von durchschnittlich ca. 5-20%<sup>314</sup>, die jedoch in Abhängig-

---

<sup>306</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>307</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>308</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>309</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>310</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>311</sup> Ernst & Young: Einschätzung basierend auf Datenpunkten von Marktteilnehmern, 2012.

<sup>312</sup> Erörterung der Kosten-Nutzen-Analyse Austausch mit Ernst & Young beim BMWi.

<sup>313</sup> Vgl. § 40, Absatz 5 des EnWG 2005.

<sup>314</sup> Ernst & Young: Einschätzung auf Basis der dieser Studie zu Grunde liegenden Pilotstudien, 2012.

keit von den eingesetzten Incentivierungsmaßnahmen (Tarifgestaltung, Webauftritt, Inhouse-Geräten) voneinander abweichen.

Im Projekt Intelliekon<sup>315</sup> erzielten Haushalte mit einem zeitvariablen Tarif gegenüber solchen, denen kein zeitvariabler Tarif angeboten wurde, eine zusätzliche Stromeinsparung von 6%, wobei in dem Feldprojekt eine Lastverlagerung von nur 2% erreicht wurde. Trotz einer relativ geringen Lastverlagerung können die angebotenen Tarife dazu führen, dass sich die Haushalte täglich mit dem Thema Energie auseinandersetzen und dies zu einem bewussteren Verbrauchsverhalten führt.<sup>316</sup> Gleichzeitig besteht auch die Möglichkeit, dass im Falle eines Nichtanpassens des Verbraucherverhaltens seitens der Endkunden, last- oder tageszeitabhängiger Tarife zu höheren Kosten führen können, weil der Strompreis in Peak-Zeiten im Verhältnis zu den Off-Peak-Zeiten höher liegt.

## Energielieferant

---

Intelligente Messsysteme ermöglichen zunächst einmal die Einführung zusätzlicher bzw. alternativ gestalteter Tarife und den relativ unkomplizierten Wechsel in andere Tarife. Durch neue, innovative Tarifmodelle kann sich der Verbrauch verändern, was sich wiederum in sinkenden oder steigenden Umsätzen auf Seiten des Lieferanten niederschlägt. Erfahrungen zeigen, dass mit Hilfe von intelligenten Messsystemen und zeitvariablen Tarife die erzielten Verbrauchsminderungen durch erhöhte Verbräuche in teureren Zeiten häufig sogar überkompensiert werden können.<sup>317</sup> Energielieferanten können somit über eine Preisspreizung zusätzliche Erlöse erzielen.

Das Angebot neuer Tarifmodelle kann zu einer Verstärkung des Wettbewerbs führen. Einerseits werden dem Energielieferanten dadurch Möglichkeiten zur Erschließung neuer Kunden- bzw. Zielgruppen eröffnet. Auf der anderen Seite erhöht sich der Aufwand für alle Energielieferanten für entsprechende Kundenbindungsmaßnahmen.

## Intelligente Zähler

---

Intelligente Zähler sind in der Lage, statische zeitvariable Tarife abzubilden und über eine via Modul ausschließlich lesefähige und ausschließlich für den Letztverbraucher zu nutzende Schnittstelle in der Verbindung mit einem Inhouse-Display dem Endkunden den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerzuspiegeln, um Änderungen in seinem Verbraucherverhalten anzuregen. Allerdings ist die Flexibilität für Tarifanpassungen aufgrund einer fehlenden direkten kommunikativen Verbindung zum Energielieferanten sehr beschränkt, lastvariable Tarife können nicht angeboten werden, eventvariable Tarife sind nur mit einem deutlichen zeitlichen Vorlauf umsetzbar.

### 5.2.4 Monitoring

Im Rahmen der Monitoringfunktion nutzen die einzelnen Markttrollen die vom intelligenten Zähler oder Messsystem bereitgestellten Informationen für weitergehende, für sie nutzstiftende Aktivitäten.

## Endkunde

---

Aus Endkundensicht stellen intelligente Messsysteme und Zähler eine höhere Auflösung der Daten und damit eine größere Transparenz über seinen Energieverbrauch und dessen zeitlicher Verteilung bereit. Bei entsprechender technischer Ausstattung kann dies auch gerätescharf erfolgen, so dass die Energieverbräuche einzelnen Verbrauchsgeräten eindeutig zugeordnet werden können.

In Verbindung mit entsprechenden Anreizmodellen/Angeboten kann der Kunde aufgrund des Informationszuwachses bewusst seinen Verbrauch beeinflussen. Auf die entsprechenden Stromeinsparungspotenziale beim Endkunden wurde bereits im Zuge der Abrechnung (Kapitel 5.2.2) eingegangen, die Lastverlagerungspotenziale werden im Rahmen des Lastmanagements (Kapitel 5.2.5) ausführlich erläutert.

---

<sup>315</sup> Intelliekon steht für "Nachhaltiger Energiekonsum durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme".

<sup>316</sup> Vgl. Intelliekon: Ergebnisbericht November 2011, 2011, S. 10.

<sup>317</sup> Vgl. eTelligence: Abschlussbericht, 2012, S. 14.

## Energielieferant

---

Die Bereitstellung von Verbrauchsinformationen in geringeren Zeitabständen bietet dem Lieferanten verbesserte Informationen über Kundenverbräuche und -verhalten. Darauf aufbauend können vom Lieferanten beispielsweise kundengruppenspezifische Tarifmodelle entwickelt werden.

Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass nach aktueller Rechtslage der Letztverbraucher zur weiteren Verwendung feingranularer Daten durch den Energielieferant, den Netzbetreiber oder andere Marktteilnehmer zustimmen muss.<sup>318</sup>

Durch die Einführung von intelligenten Messsystemen liegen bessere und genauere Informationen zu den Lastprofilen der Endkunden vor. Dies führt zu verbesserten Prognosen des Energiebedarfs, was wiederum zu einer Verbesserung der Energiebeschaffung beiträgt. Anstatt einer Beschaffung auf der Basis von Standardlastprofilen kann lastgangscharf beschafft werden. Damit können Abweichungen in den Bilanzkreisen vermieden werden. Erfahrungen aus Pilotprojekten zeigen, dass durch eine verbesserte Prognose die Beschaffungskosten um bis zu knapp 6% reduziert werden können. Dies wird vor allem durch den reduzierten Aufwand für Lastganganalysen erzielt.<sup>319</sup>

## Messstellenbetreiber

---

Intelligente Messsysteme ermöglichen dem MSB ein effektiveres und effizienteres Zählermanagement (Eichung, Fernwartung). So lassen sich beispielsweise durch eine Fernwartung die Betriebs- und Wartungskosten für Messeinrichtungen reduzieren, da aufwendige Anfahrten durch das Servicepersonal entfallen.

Darüber hinaus eröffnen sich für den MSB zusätzliche Analysemöglichkeiten, die zu einem effizienteren Messstellenbetrieb beitragen. Über ein Monitoring der Messsysteme lässt sich die Zuverlässigkeit verschiedener Zählertypen und der Kommunikationstechnologien miteinander vergleichen, und bei der Beschaffung weiterer Zähler bzw. der zukünftigen kommunikativen Einbindung berücksichtigt werden. Versuche zur Zählermanipulation können schneller diagnostiziert und deren Ursachen beseitigt werden.

## Netzbetreiber

---

Intelligente Messsysteme können kontinuierlich Daten z.B. zu Frequenz, Spannung, Wirk- und Blindleistung sowie Phasenwinkel für eine Vielzahl an Messpunkten innerhalb eines Verteilnetzes liefern. Diese können vom Netzbetreiber in vielfältiger Weise genutzt werden. Dies betrifft insbesondere:

- ▶ Verschiedene Aufgaben und Prozesse im Bereich des Netzbetriebs, wie die Netzüberwachung, -steuerung, -wartung und -Instandhaltung, sowie
- ▶ die Optimierung der Netzplanung.

Da auf der Niederspannungsebene - insbesondere hinter den Ortsnetztrafostationen - i.d.R. nur im geringen Umfang Netzsensorik vorhanden ist<sup>320</sup>, besteht die Möglichkeit über intelligente Messsysteme Daten zur Netzauslastung, zu Versorgungsengpässen und -störungen zu erheben. Dadurch lässt sich der Netzbetrieb verbessern, was eine effizientere und anlagenschonendere Fahrweise zur Folge hat. So lässt sich hierüber beispielsweise die Lebensdauer von Transformatoren verlängern, wodurch Erneuerungsmaßnahmen vermieden oder zumindest verzögert werden. In Summe wird in diesem Zusammenhang von einem Reduktionspotenzial für die Erneuerungsmaßnahmen von 0,5% ausgegangen.<sup>321</sup>

Eine weitere Reduktion der Betriebskosten lässt sich über ein verbessertes Assetmanagement etwa im Bereich der Transformatoren erzielen. Durch die exakte Lasterfassung - insbesondere in Netzen mit hohem Anteil an EEG-Einspeisung - können überbelastete Transformatoren gezielt gewartet und Ausfälle durch Störungen vermieden werden. Hierdurch reduzieren sich die Kosten beim Austausch eines Transformators um bis zu 1/3.<sup>322</sup>

---

<sup>318</sup> Vgl. § 21g EnWG.

<sup>319</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>320</sup> Vgl. dazu auch BDEW-Roadmap, 2013, S. 40f.

<sup>321</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>322</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.



Im Rahmen der Netzdimensionierung könnte ebenfalls auf die von intelligenten Messsystemen bereitgestellten Daten zurückgegriffen werden, die unter Annahme einer geringeren Netzlast Einsparungen bei Material- und Installationskosten in Höhe von 1,5% einbringen.<sup>323</sup> Hinsichtlich des Netzausbaus würde eine höhere Datenverfügbarkeit den Aufwand für Berechnungen zu benötigten Netzanschlusskapazitäten für Einspeiseanlagen reduzieren. Hier wird das Reduktionspotenzial auf rund 5% eingeschätzt.<sup>324</sup> Aufgrund der insgesamt unsicheren Datenlage wird in diesem Gutachten der Gesamteffekt von intelligenten Messsystemen im Bereich der Netzplanung auf maximal 2,5% begrenzt.

Für Netzbetreiber besteht unter derzeitiger Rechtslage in besonderem Maße das Problem, dass er den Nutzen intelligenter Messsysteme nur heben kann, wenn er die Daten in begründeten Fällen auch benutzen darf. Dies muss unabhängig von einer konkreten Zustimmung des Verbrauchers möglich sein, da die Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme aufgrund des großen gesamtwirtschaftlichen Nutzens eines Einsatzes von intelligenten Messsystemen in den Pflichteinbaugruppen besteht. Dieses Nutzenpotenzial könnte nicht gehoben werden, wenn der Letztverbraucher seine Zustimmung verweigert bzw. seine Zustimmung in jedem Einzelfall eingeholt werden müsste.

Zu empfehlen ist daher eine Ausgestaltung des § 21g EnWG durch eine Verordnung zu regeln, in der bei Pflichteinbaufällen der Netzbetreiber berechtigt ist, Daten für den Netzbetrieb und -planung zu verwenden. Die Pflichteinbaugruppen sollten bis auf Neubauten und Renovierungen darüber hinaus verpflichtet werden, am Verfahren der Zählerstandsgangerfassung teilzunehmen, um Systemvorteile, wie z.B. den Wegfall der Differenzbilanzkreise bei dieser Kundengruppe, nutzen zu können.

### Intelligente Zähler

Intelligente Zähler liefern zwar im Gegensatz zu intelligenten Messsystemen keine echtzeitgetreuen Daten an den Netzbetreiber oder Energielieferanten, bietet aber dennoch eine Reihe an Möglichkeiten zur Wahrnehmung von Monitoringfunktionen bei den verschiedenen Marktrollen.

Dem Endkunden können über ein abgesetztes Inhouse-Display auch mittels eines intelligenten Zählers echtzeitgetreue Verbrauchsinformationen zur Verfügung gestellt werden. Die Anreize, die ihm gegeben werden, um Energie einzusparen oder Last zu verlagern sind jedoch im Vergleich zum intelligenten Messsystem deutlich geringer.

Für die anderen Marktrollen (MSB, Energielieferant, Netzbetreiber) ließe sich nur ein geringer Teilnutzen aus den Daten über einen erheblichen Zusatzaufwand ziehen, indem alle Daten gespeichert und vor Ort vom MSB ausgelesen werden. So müssen die Informationen zur Netzbe- und -auslastung für Zwecke der Netzplanung nicht tagesaktuell vorliegen. In anderen Fällen, wie der Nutzung der Netzzustandsdaten für Zwecke der Störungsidentifikation und -beseitigung ist die Aktualität der Informationen dagegen zwingend erforderlich. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Gutachten von keinerlei Netzdienlichkeit bei intelligenten Zählern ausgegangen.

### 5.2.5 Lastmanagement

Durch die Einführung von intelligenten Messsystemen können zukünftig Maßnahmen zum Lastmanagement auf den Haushaltskunden- und Kleingewerbebereich ausgeweitet werden. Die dadurch angestrebte Glättung der Lastkurve sowie die Reduzierung von Lastspitzen führen zu einer Verminderung des Ausbaus an Erzeugungskapazitäten sowie ggf. des Netzausbau- bzw. -erweiterungsbedarfs.

Dies wird zum einen über die bereitgestellten Daten erreicht, indem der Endkunde seine Last reduziert oder erhöht. Intelligente Messsysteme und Zähler ermöglichen dem Kunden, einen unmittelbaren Zusammenhang zwischen seinem Verhalten und seinem Energieverbrauch herzustellen. Insbesondere intelligente Messsysteme eröffnen dem Kunden die Möglichkeit, kurzfristig auf eventuell vorhandene Engpässe oder Überangebote zu reagieren. Auf diesem Weg können Lastspitzen reduziert, Betriebsmittelauslastungen optimiert, und in Zeiten hoher Einspeisung die Abregelung dezentraler Erzeugungsanlagen vermieden werden.

---

<sup>323</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>324</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

Zum anderen ermöglichen intelligente Messsysteme ein direktes Lastmanagement des Netzbetreibers oder ggf. eines Energiedienstleisters, indem Verbrauchsgerten des Endkunden über das Smart Meter Gateway, direkt ab- oder zugeschaltet werden.

Eine Abschätzung des Potenzials ist im Rahmen dieses Gutachtens allerdings verhältnismäßig schwierig. Zum einen variieren netzauslegungsrelevante Faktoren wie Einspeiseleistung und Last lokal sehr stark. Ein und dieselbe Lastmanagementmaßnahme kann sich in den verschiedenen Fällen sehr unterschiedlich auf den Netzausbaubedarf auswirken. Zum anderen ist zwischen netzgetriebenen oder durch Marktanreize getriebenem Lastmanagement zu unterscheiden. Bei rein marktgetriebenem Lastmanagement könnten durch Informations- und Anreizasymmetrien unerwünschte Wirkungen in lokalen Verteilnetzen entstehen, die unter Umständen einen höheren Bedarf an Netzkapazität nach sich ziehen. Laut Dena Verteilnetzstudie würde sich der Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene bei netzgetriebenem Lastmanagement um 2% bis 2030 reduzieren. Bei marktgetriebenem Lastmanagement hingegen würde sich ein Anstieg des Ausbaubedarfs um 90% bis 2030 ergeben.<sup>325</sup> Da diese Werte auf der Basis einiger weniger exemplarischer Netze vorgenommen wurden, verwenden wir in der KNA pauschale Annahmen, die die unterschiedliche Bandbreite der möglichen Wirkungen von Lastmanagementmaßnahmen widerspiegeln.

Bei der Bewertung von Lastmanagementmaßnahmen wird in diesem Gutachten von zwei zentralen Annahmen ausgegangen:

1. Im Rahmen der Studie werden nur netzdienliche Marktanreize (z.B. über den § 14a EnWG) für Lastmanagementmaßnahmen betrachtet, und
2. sollten durch Lastmanagementmaßnahmen Netzengpässe entstehen, wird angenommen, dass der Netzbetreiber steuernd eingreifen kann.

Vor dem Hintergrund dieser Annahmen ist eine detaillierte Unterscheidung in netzgetriebene und marktgetriebene Lastmanagementmaßnahmen – wie sie häufig vorgenommen wird<sup>326</sup> – nicht notwendig. Entscheidend ist vielmehr die Höhe und Zusammensetzung der Lastverlagerungspotenziale.

### **Bedeutung der Lastverlagerungspotenziale**

---

Die Bewertung von Lastmanagementmaßnahmen durch die Nutzung intelligenter Messsysteme setzt Kenntnisse über die Lastverlagerungspotenziale voraus.

Die Potenziale der Lastverlagerung können allgemein in die drei Bereiche Lastreduktion, Lasterhöhung und Lastverschiebung unterschieden werden. Für die Bereiche Lastreduktion bzw. -erhöhung sind in erster Linie ab- und zuschaltbare Lasten relevant, wie etwa die zeitweise Umstellung eines Produktionsprozesses von Strom auf einen anderen Energieträger. Da die Potenziale hierfür überwiegend in Gewerbe und Industrie und nur in sehr geringem Umfang bei den privaten Haushalten realisierbar sind, wird in der vorliegenden Analyse ausschließlich das Potenzial der Lastverschiebung analysiert. Ziel der Betrachtung ist es, das Potenzial zu quantifizieren um einen plausiblen Wert für die Modellierung zu erhalten.

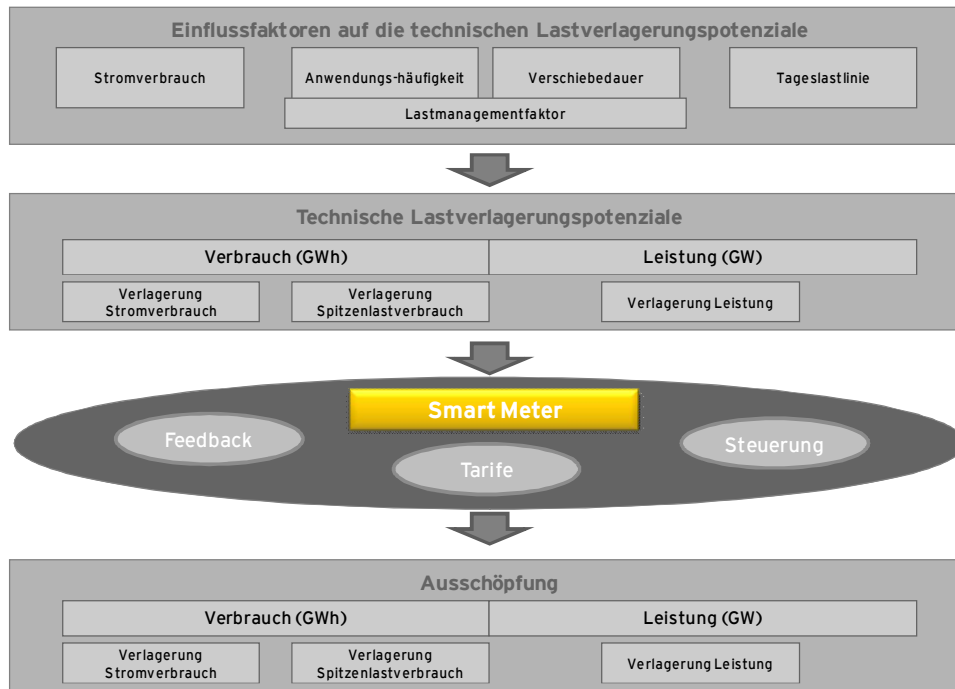
Der für diese Untersuchung gewählte methodische Ansatz umfasst zunächst die Abschätzung des technischen Lastverlagerungspotenzials bei Haushaltskunden. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Lastverlagerung im Bereich der Haushaltskunden typischerweise auf einen Zeitraum von maximal 24 Stunden bezieht. Es werden verschiedene Einflussfaktoren wie Stromverbrauch ausgewählter technischer Geräte, deren Anwendungshäufigkeit und Verschiebedauer sowie Nutzung im Tagesverlauf betrachtet. In der weiterführenden Analyse erfolgt die Untersuchung der Bereitschaft privater Haushalte zur Verlagerung der Energieverbräuche und Lasten unter Berücksichtigung von Informationsbereitstellung, neuer Tarifmodelle sowie aktiver Steuerung. Die methodische Vorgehensweise ist in Abbildung 13 dargestellt.

---

<sup>325</sup> Vgl. dazu Dena: Verteilnetzstudie, 2012, S. 200ff.

<sup>326</sup> Vgl. Dazu z.B. Dena: Verteilnetzstudie, 2012.

Abbildung 13: Methodischer Ansatz zur Ermittlung von Lastverlagerungspotenzialen



Quelle: Ernst & Young

Vorhandene Studien unterscheiden sich im methodischen Ansatz und in den Ergebnissen teilweise sehr deutlich voneinander.<sup>327</sup> Bei einigen der Studien steht die Quantifizierung des insgesamt verlagerbaren Energieverbrauchs im Mittelpunkt, mit deren Hilfe sich mögliche Einsparungen durch Verlagerung des Verbrauchs in Niedrigtarifzeiten herleiten lassen. Andere Untersuchungen stellen eher auf die Analyse der verlagerbaren Last ab, die sich mittelbar auf den (Ausbau-) Bedarf der Kapazität in der Erzeugung und den Netzen auswirkt. Da beide Wirkungszusammenhänge beim Rollout von intelligenten Messsystemen von Bedeutung sind, wird im Rahmen dieser Studie das Lastverlagerungspotenzial sowohl für Verbräuche als auch für Lasten dargestellt. Ferner wird eine Abschätzung des (verlagerbaren) Verbrauchsanteils an der Spitzenlast vorgenommen, da dies nicht unerhebliche Nutzeneffekte haben kann.

Von lokalen Netzgegebenheiten wird abstrahiert und auf das durchschnittliche bundesweite Lastverlagerungspotenzial der privaten Haushalte abgestellt. Dies stellt insofern eine Vereinfachung dar, als dass die lokalen Belastungssituationen im Verteilnetz, die für die erfolgreiche Abschöpfung des Lastverlagerungspotenzials eine wichtige Rolle spielen können, unberücksichtigt bleiben. Für die Bewertung der langfristigen gesamtwirtschaftlichen Betrachtung dieser Effekte wird der Ansatz jedoch als ausreichend bewertet, da im Rahmen dieser KNA nur signifikante Effekte betrachtet werden können.

### Einflussfaktoren auf das technische Lastverlagerungspotenzial

Zu den wesentlichen Einflussfaktoren auf das Lastverlagerungspotenzial privater Haushalte zählen das verfügbare Haushaltseinkommen, die Wohnungsgröße, der Stromverbrauch, sowie die Verfügbarkeit, die Anwendungshäufigkeit, die mögliche Verschiebedauer und der Lastverlauf einzelner Elektrogeräte. Zwischen diesen Einflussfaktoren bestehen vielfältige Interdependenzen. So verfügen beispielsweise Haushalte mit einem hohen Haushaltseinkommen auch i.d.R. über eine höhere Geräteausstattung und leben in größeren Wohnungen. Beide Faktoren tragen wiederum zu einem hohen Stromverbrauch bei.<sup>328</sup>

#### ► Stromverbrauch

Die Bestimmung der Lastverlagerungspotenziale setzt die Kenntnis über den Stromverbrauch voraus. Dieser dient als Basis zur Berechnung der Lastverlagerungspotenziale und wird entweder pro Haushalt oder spezifisch pro Elektrogerät ermittelt. Da einerseits dem Lastverlagerungspotenzial

<sup>327</sup> Vgl. Klobasa, 2007; Fraunhofer ISE: Smart metering in Germany, 2011; Dena: Verteilnetzstudie, 2012.

<sup>328</sup> Vgl. BMWI: Schломann, Energieverbrauchsstudie, 2002.

eine hohe Bedeutung im Rahmen der Einführung von intelligenten Messsystemen zukommt und andererseits die vorhandene Studie zu sehr weit auseinander liegenden Ergebnissen gelangen, ist ein detaillierter Ansatz zu Ermittlung der Lastverlagerungspotenziale zu verfolgen. In dieser Studie wird deshalb auf die spezifischen Verbräuche je Elektrogeräte und der Marktdurchdringung je Elektrogerät zurückgegriffen (s. Tabelle 23).

**Tabelle 23: Durchschnittlicher Verbrauch und Marktdurchdringung ausgewählter Haushaltsgeräte**

Anwendung	Größe Durchschnittlicher Verbrauch je Haushalt [in kWh/HH]	Marktdurchdringung [in %]	Gesamtstromverbrauch h [in TWh]
Kühlen	430	130	22,5
Gefrieren	388	54	8,4
Waschen	95	93	3,6
Trocknen	328	45	6,0
Spülen	405	75	12,1
Warmwasser	739	36	10,7
Nachtspeicher	11.600	4	18,7
Wärmepumpe	7.168	1	2,8

Quelle: Ernst & Young nach AGEB 2011, Ecofys/Prognos 2011

Über diese Anwendung werden rd. 85 TWh Stromverbrauch erfasst, was ca. 60% des gesamten Haushaltsstromverbrauchs abdeckt. Die weiteren Anwendungen (Kochen und Backen, Beleuchtung, Unterhaltung etc.) werden hier nicht betrachtet, da diese ausschließlich vom Endkunden gesteuert werden und überwiegend nicht für eine Lastverlagerung in Frage kommen.

► **Verschiebedauer**

Die Verschiebedauer zeigt an, wie lange die verlagerbare Leistung maximal verschiebbar ist. Ausgehend von den unterschiedlichen technischen Voraussetzungen der Haushaltsgeräte wird die Verschiebedauer in die Zeitintervalle kurz (Verschiebedauer weniger als eine Stunde) und lang (Verschiebedauer eine bis 24 Stunden) unterteilt. Da für die Zwecke dieser gesamtwirtschaftlichen KNA nur die Lastverschiebungen innerhalb eines Tages relevant sind, wird angenommen, dass die Nutzung von Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen innerhalb des gesamten Tages (innerhalb von 24 Stunden) verschoben werden kann. Kühl- und Gefriergeräte verfügen nur über eine eingeschränkte, sehr kurzfristige Verschiebedauer.

**Tabelle 24: Angenommene Verschiebedauer verschiedener Anwendungen in privaten Haushalten**

Anwendung	Größe Maximale Verschiebedauer [in h]
Kühlen	1
Gefrieren	1
Waschen	24
Trocknen	24
Spülen	24
Warmwasser	2
Nachtspeicher	12
Wärmepumpe	12

Quelle: nach Klobasa 2007

► **Anwendungshäufigkeit**

Die Anwendungshäufigkeit gibt an, wie oft ein Elektrogerät vom Endkunden genutzt wird und damit wie häufig es zur Verlagerung einer Last - theoretisch - genutzt werden kann.

► Speichermöglichkeiten

Die Anwendungshäufigkeit hängt eng mit den Speichereigenschaften der einzelnen Geräte ab. Geräte für Kälte- und Wärmeanwendungen (z.B. Kühlschränke und Nachtspeicherheizungen) weisen Speicherkapazitäten auf, Geräte wie Spülmaschine und Waschmaschine weisen i.d.R. keine Speicherkapazitäten auf. Bei Geräten mit Speichermöglichkeiten kann grundsätzlich jede Anwendung - innerhalb eines bestimmten Zeitfensters - verschoben werden, bei Geräten ohne Speichermöglichkeiten hängt die Verschiebbarkeit von der spezifischen Nutzung des Gerätes und seiner Tageslastganglinie ab.

► Tageslastganglinie

Im Zusammenhang mit verlagerbaren Lasten muss daher eine zeitliche Komponente berücksichtigt werden. So sind einige Anwendungen überwiegend gleichmäßig über den Tag verteilt, während andere eher in Zeiten hoher bzw. niedrigerer Lasten in Anspruch genommen werden. Vor dem Hintergrund der Unterteilung in Spitzen- und Grundlastzeiten im Großhandel könnte eine Verlagerung der Verbrauchs bzw. der Last zu einer Vermeidung von Spitzenlastbezug seitens der Lieferanten genutzt werden.

Die folgende Tabelle fasst die angenommenen Spitzenlastverbräuche (Montag bis Freitag jeweils von 8 bis 20 Uhr) der jeweiligen Anwendungen zusammen. Für Nachtspeicherheizungen wird von einer vollständigen Aufladung der Geräte außerhalb der Spitzenlastzeiten ausgegangen.

**Tabelle 25: Spitzenlastanteil ausgewählter Anwendungen privater Haushalte**

Größe	Gesamtstromverbrauch [in TWh/a]	Spitzenlastverbrauch (Mo - Fr 8-20 Uhr) [in TWh/a]
Kühlen	22,5	8,1
Gefrieren	8,4	3,0
Waschen	3,6	1,0
Trocknen	6,0	1,7
Spülen	12,1	3,5
Warmwasser	10,7	1,9
Nachtspeicher	18,7	0,0
Wärmepumpe	2,8	0,5
<b>SUMME</b>	<b>85,0</b>	<b>19,9</b>

Quelle: Ernst & Young nach AGEB 2011

**Darstellung der technischen Lastverlagerungspotenziale**

Unter Berücksichtigung der genannten Einflussfaktoren ergeben sich für den Bereich der privaten Haushalte die folgenden Lastverlagerungspotenziale (s. Tabelle 26). Dabei sind für jede relevante Anwendung die verlagerbaren Stromverbräuche und die verlagerbaren Lasten im Sinne einer kurzfristig verlagerbaren Leistung dargestellt. Ebenfalls dargestellt sind die prozentualen Anteile der verlagerbaren Stromverbräuche am jeweiligen bundesweiten Nettostromverbrauch (2011) sowie der verlagerbaren Leistungen an der Jahreshöchstlast. Bei der Quantifizierung der Wirkungen der Verlagerungsmöglichkeiten der Leistung ist zu beachten, dass diese Verlagerungsmöglichkeiten nicht unbedingt im Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auftreten. So liegen Lastverlagerungspotenziale bei einigen Anwendungen (z.B. Nachtspeicherheizungen, die typischerweise in der Nacht ab frühestens 20.00 Uhr aufgeladen werden) und Auftreten der Jahreshöchstlast (typischerweise am frühen Abend eines Wintertages vor 20.00 Uhr) zeitlich auseinander.

**Tabelle 26: Technisches Lastverlagerungspotenzial privater Haushalte**

Größe / Anwendung	Verlagerbarer Stromverbrauch insgesamt [in GWh/a]	Anteil am Nettostromverbrauch (2011) [in %]	Verlagerbare Leistung [in GW]	Anteil an Jahreshöchstlast (2011) [in %]
Kühlen	5.634	1,0	0,62	0,8
Gefrieren	2.112	0,4	0,60	0,8
Waschen	1.175	0,2	0,58	0,7
Trocknen	1.964	0,4	0,63	0,8
Spülen	4.041	0,7	0,60	0,8
Warmwasser	2.681	0,5	0,68	0,8
Nachtspeicher	18.700	3,5	16,0	20,0
Wärmepumpe	2.803	0,5	0,8	0,9
<b>SUMME</b>	<b>39.110</b>	<b>7,2</b>	<b>20,5</b>	<b>26</b>

Quellen: Ernst & Young, Klobasa 2007

Die Darstellung verdeutlicht, dass sich das technische Lastverlagerungspotenzial mit rund 39 TWh im Haushaltssektor lediglich im einstelligen Prozentbereich bezogen auf den gesamten Nettostromverbrauch bewegt (7,2%). Zudem würde es für den Verbrauch ohne die Nachtspeicherheizungen, für die ein Einbauverbot vorgesehen war, im Mai 2013 jedoch aufgehoben wurde, noch einmal um fast 50% reduzieren. Zum saisonal unabhängigen Lastverlagerungspotenzial könnten die Anwendungen der privaten Haushalte somit nur zu einem sehr kleinen Teil beitragen. Das nicht unerhebliche Verlagerungspotenzial der Leistung von rund 20 GW kann jedoch entscheidend dazu beitragen, den Ausbaubedarf an Erzeugungs- bzw. Netzkapazität zu begrenzen.

Für den gesamten Bereich Gewerbe ergibt eine grobe Abschätzung des Lastverlagerungspotenzials die in Tabelle 27 dargestellten Werte. Die wesentlichen Potenziale sind hier Prozesskälte und ebenfalls Raumwärme. Das gesamte Lastverschiebungspotenzial ist jedoch bedeutend geringer als im Haushaltskundenbereich, was zum einen an prinzipiell niedrigeren Lasten und zum anderen an deren relativer Inflexibilität liegt. So können z.B. IKT-Verbräuche aufgrund der fehlenden Speicherfähigkeit gar nicht verlagert werden. Klima- und Belüftungslasten sind häufig baulichen bzw. feuerpolizeilichen Vorgaben unterworfen und daher auch nicht ohne weiteres verlagerbar.

**Tabelle 27: Abschätzung technisches Lastverlagerungspotenzial bei Gewerbekunden**

Größe / Anwendung	Verlagerbarer Stromverbrauch Gewerbekunden [in GWh/a]	Verlagerbarer Spitzenlastverbrauch Gewerbekunden [in GWh/a]	Verlagerbare Leistung (innerhalb einer Stunde) Gewerbekunden [in GW]
Kälte	748	2,4	1,2
Klima	160	0,2	5,3
Belüftung	329	3,6	0,9
Wärme	5.037	11,1	2,6
Backup (Server etc.)	0	0	0,0
<b>SUMME</b>	<b>6.300</b>	<b>17,2</b>	<b>9,9</b>

Quelle: Ernst & Young nach Klobasa 2007

### Instrumente zur Ausschöpfung des Lastverlagerungspotenzials

Intelligente Messsysteme können durch eine wesentlich schnellere Bereitstellung der Verbrauchsdaten dem Endkunden Anreize geben, seinen Verbrauch und seine Last besser auf die aktuelle Situation der Be- und Auslastungen von Netzen und Erzeugungskapazitäten anzupassen. Hierfür steht eine Reihe von Instrumenten zur Verfügung deren Beitrag zur Ausschöpfung des technischen Lastverlagerungspotenzials im Folgenden betrachtet wird.

Im Wesentlichen kann zwischen rein informativen, anreizorientierten und direkt steuernden Mechanismen unterschieden werden, die sich im Grad der Konsumentensouveränität unterscheiden. Bei reinen Feedback-Systemen, wie haushaltsinternen Anzeigen, wird dem Verbraucher die Information in Echtzeit zur Verfügung gestellt, auf Grund derer er bei hinreichender Motivation seinen Verbrauch verlagert bzw. re-

duziert. Einen finanziellen Anreiz erhält der Verbraucher ggf. über alternative Tarifmodelle wie z.B. zeit- oder lastvariablen Tarifen. Durch eine direkte Steuerung hingegen würden Haushaltsgeräte in den Netzbetrieb mit einbezogen und Lasten zentral zu- bzw. abgeschaltet. Dabei hat der Endkunde keine oder nur sehr geringe Einflussmöglichkeiten. Während intelligente Zähler und Messsysteme an sich noch keinen direkten Anreiz zur Lastverlagerung geben, sind sie doch Voraussetzung, damit die nötige Datengrundlage geschaffen wird.<sup>329</sup>

#### a) Feedback

Intelligente Messsysteme und Zähler sind eine wichtige Voraussetzung um Lastverlagerungspotenziale durch Feedback zu realisieren. Dabei benötigt der Verbraucher eine nachvollziehbare Darstellung des Verbrauchs, entweder aggregiert oder auf Gerätebasis, um zielgerichtete Entscheidungen treffen zu können. Intelligente Messsysteme und eingeschränkt auch intelligente Zähler gewährleisten die wesentlich schnellere Verfügbarkeit der verbrauchsrelevanten Daten, die eine solche nachvollziehbare Darstellung ermöglichen. Hierzu können verschiedene Medien genutzt werden, wie z.B. Internet, Smartphone, haushaltsinterne Anzeigen oder Kundenanschreiben. Mittels der Informationen über seinen aktuellen und vergangenen Verbrauch ist der Kunde dann in der Lage seinen Energieverbrauch gezielt zu verlagern.

Das generelle Potenzial zur Lastverlagerung bzw. Verbrauchsminderung ist in zahlreiche Studien untersucht worden, die sich hinsichtlich Ansatz und Annahmen teilweise stark unterscheiden. Die Bandbreite des Einsparpotenzials reicht hier von 0-15% des Verbrauchs.<sup>330</sup> Im Rahmen dieser Untersuchung auf die Studienergebnisse des Intelliekon-Projekts zurückgegriffen, da dieses eine Reihe verschieden gelagerte Pilotprojekte einschließt und vor dem Hintergrund der allgemein unsicheren Datenlage eine gewisse Repräsentativität gewährleistet. Durch Verbrauchsfeedback wurden danach eine Verbrauchsminderung um 3,7% und eine Lastverlagerung von 1,9% erzielt.<sup>331</sup> Hierbei sollte auch berücksichtigt werden, dass die Wahl des Mediums die tatsächlich realisierbaren Verlagerungen beeinflusst. Neben haushaltsinternen Anzeigen werden Echtzeitinformationen über Internet bzw. Smartphone hierbei die größten Potenziale zugerechnet.<sup>332</sup> Wie sich Einspar- bzw. Verlagerungseffekte langfristig entwickeln, ist weitgehend unerforscht. Es wurde aber bereits mehrfach gezeigt, dass ohne kontinuierliche Anreize das „Interesse“ der Verbraucher, ihren Verbrauch zu verlagern, schnell nachlässt.

#### b) Tarife

Durch die Einführung von intelligenten Messsystemen und eingeschränkt auch von intelligenten Zählern können alternative Tarifmodelle angeboten und umgesetzt werden. Hierüber kann ein großer Teil des technischen Lastverlagerungspotenzials ausgeschöpft werden.

Bei den Tarifmodellen ist zwischen zeit- und lastvariablen Tarifen zu unterscheiden. Zeitvariable Tarife sind mit den bereits verfügbaren HT- und NT-Tarife im Prinzip schon eingeführt. Allerdings würden sich hier noch eine weitere Ausdifferenzierung in zusätzliche Preisbänder sowie gegebenenfalls eine stärkere Dynamisierung anbieten. Bei den bislang für Haushaltskunden nicht verfügbaren lastvariablen Tarifen lässt sich eine Unterscheidung in sogenannte Critical Peak Prices (CPP) und Real Time Prices (RTP) vornehmen. Während erste in einigen Pilotprojekten als sog. „Eventtarife“ bereits getestet wurden, sind Echtzeitmodelle, basierend z.B. auf den Großhandelspreis an der EEX, im Haushaltskundenbereich weitestgehend unerprobt.

Die Studie „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“ von Ecofys, BBH und EnCT aus dem Jahr 2009 berücksichtigt unterschiedliche Verhaltensmuster und bestimmt anhand dieser die Verlagerungspotenziale der verschiedenen Gruppen. Es wird zwischen einer schwachen und einer starken tarifspezifischen Reaktion unterschieden, d.h. eine schwache Reaktion steht für das Verhalten des durchschnittlichen Kunden und die starke Reaktion hingegen für ein großes Engagement, um Lastverschiebungs- und Einsparpotenziale zu realisieren.<sup>333</sup>

---

<sup>329</sup> Vgl. BFE: Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz, 2012, S. 108.

<sup>330</sup> Ebenda.

<sup>331</sup> Fraunhofer ISE: Kosten-Nutzen-Analyse Smart Metering, 2012, S.10, S. 16.

<sup>332</sup> BFE: Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz, 2012, S. 111.

<sup>333</sup> Vgl. Ecofys, EnCT, BBH: Ökonomische und technische Aspekt, 2009, S. 89f.

In der folgenden Tabelle werden in Anlehnung an die Ergebnisse der oben genannten Studie Verlagerungspotenziale verschiedener Tarife dargestellt. Hierbei wurde ein Mittelwert aus den jeweils schwachen und starken Reaktionen für verschiedene Tarifmodelle gebildet. Als Inputgrößen für die Modellrechnung im Rahmen dieser Untersuchung wird nach Analyse der oben angeführten Datenpunkte ein Lastverlagerungspotenzial von durchschnittlich 10% angenommen.

**Tabelle 28: Lastverlagerungspotenzial verschiedener Tarifmodelle**

Tarif	Verlagerbare Last
Zeitvariabler Tarif mit zwei Preisstufen	2,3%
Zeitvariabler Tarif mit drei Preisstufen	10,5%
Lastvariabler Tarif mit alternativen Preisstufen	8,0%

Quelle: nach Ecofys 2009

Erfahrungen aus dem eTelligence Pilotprojekt zeigen, dass bei Einführung eines Bonus / Malus-Systems die zusätzlichen Verbräuche in Niedrigtarifzeiten die Einsparungen in Hochtarifzeiten überwiegen. Bei der Tarifgestaltung ist daher auf die richtige Ausgestaltung der Anreize zu achten, um nicht die Einspar- und Lastverlagerungsziele eines Rollouts von intelligenten Messsystemen zu konterkarieren.<sup>334</sup>

**c) Laststeuerung**

Ein weiteres Instrument zur Ausschöpfung der theoretischen Lastverlagerungspotenziale ist die direkte oder indirekte Steuerung von Lasten. Eine indirekte Steuerung erfolgt in der Regel vom Verbraucher selbst auf Basis von Signalen. Eine direkte Steuerung von Lasten wird hingegen vom Lieferanten oder Netzbetreiber vorgenommen, wie beispielsweise bei der weitverbreiteten Steuerung von Nachtspeicherheizungen mit Hilfe von Rundsteuersignalen. Durch die Ansteuerung anderer Haushaltsgeräte könnte analog ein zusätzliches Lastverlagerungspotenzial erschlossen werden. Im Unterschied zur klassischen Rundsteuerung kann mittels intelligenter Messsysteme zudem ein Feedback über die jeweilige Zustandsänderung eingeholt werden, d.h. ob die Last tatsächlich zu- bzw. abgeschaltet wurde. Dabei lässt sich eine Unterscheidung nach der jeweiligen Kontrolltiefe vornehmen. In Tabelle 29 sind die unterschiedlichen Steuerungsmöglichkeiten kurz zusammengefasst.

**Tabelle 29: Klassifizierung von Haushaltsgeräten nach Steuerungsmöglichkeit**

	Programmgetrieben	Aufgabengetrieben	Benutzergetrieben
Geräte	Kühlschrank, Wärmepumpe, Nachtspeicherheizung	Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner	Licht, TV, Herd
Zweck	Einhalten eines bestimmten Betriebszustands	Erfüllung einer Aufgabe zu gegebener Zeit	Gewährleistung der On-demand Verfügbarkeit
Kontrolle	Vollautomatisch	Halbautomatisch (Benutzer muss Zeitpunkt spezifizieren)	Nur vom Benutzer möglich

Quelle: nach Lünsdorf/Sonnenschein 2009<sup>335</sup>

Bislang gibt es wenig belastbare Erfahrungspunkte für die effektiv realisierbare Lastverlagerung mit Hilfe von Steuerung im Haushaltskundenbereich. Vor allem vor dem Hintergrund des relativ starken Eingriffs in das Benutzerverhalten ist dieses Potenzial als eher moderat einzuschätzen. Im Rahmen

<sup>334</sup> eTelligence: Abschlussbericht, 2012, S. 14.

<sup>335</sup> Vgl. Lünsdorf & Sonnenschein, 2009.



dieser Untersuchung wird daher von einem maximalen Verlagerungspotenzial von durchschnittlich 20% ausgegangen.<sup>336</sup>

### Abschätzung der Ausschöpfung technischer Lastverlagerungspotenziale

Unter Berücksichtigung der o.g. prozentualen Veränderungen durch die verschiedenen Instrumente lassen sich die jeweiligen Verlagerungspotenziale für Deutschland abschätzen. Hierbei wird von lokalen Belastungszuständen in Verteilnetzen abstrahiert und eine deutschlandweite Einschätzung über das erzielbare Potenzial getroffen. Es wird deutlich, dass die bei einer durch intelligente Messsysteme und Zähler ermöglichte Lastverlagerung durch Feedback sehr gering ausfällt. Erst durch die simultane Einführung von Tarifen, die einen finanziellen Anreiz schaffen, kommt es zu einer signifikanten Verbrauchs- bzw. Lastverlagerung. Die in Tabelle 30 dargestellten Werte schließen auch das nicht unerhebliche Verlagerungspotenzial der elektrischen Nachtspeicherheizungen mit ein. Vor dem Hintergrund einer möglichen Nutzungsbeschränkungen für Nachtspeicherheizungen stellen die u.g. Werte daher eine optimistische Einschätzung dar, auch wenn sie zukünftig durch stärker aufkommende Lasten wie Wärmepumpen, Elektromobile o.ä. zum Teil ersetzt werden könnten.<sup>337</sup>

Tabelle 30: Ausschöpfung des Lastverlagerungspotenzials privater Haushalte

Instrument \ Größe	Prozentuale Verlagerung [in %]	Verlagerbarer Stromverbrauch Haushaltskunden [in TWh/a]	Verlagerung Spitzenlastverbrauch Haushaltskunden [in TWh/a]	Verlagerbare Leistung (innerhalb einer Stunde) Haushaltskunden [in GW]
Verbrauchsverlagerung durch Feedback / Information	2	1,6	0,4	0,4
Verbrauchsverlagerung durch Tarife	10	8,5	2,0	2,0
Verbrauchsverlagerung durch Steuerung	20	17,0	4,0	4,1

Quelle: Ernst & Young

### Zusammenfassung: Lastverlagerungspotenzial

Eine Abschätzung des Lastverlagerungspotenzials, dessen Ausschöpfung durch die Einführung bei Haushaltskunden erst ermöglicht wird, hat für verschiedene Anreizinstrumente eine Spanne von 0% - 5% der bundesweiten Jahreshöchstlast ergeben. Bei entsprechender Ausgestaltung dieser Instrumente könnten bis zu 20% des Spitzenlastverbrauchs verlagert werden. In Ermangelung belastbarer Werte basieren die für die Abschätzung getroffenen Annahmen jedoch zum Teil auf Erfahrungen aus Simulationen und Pilotprojekten. Zudem muss als wesentlicher Unsicherheitsfaktor das Kundenverhalten mit einkalkuliert werden, da insbesondere über die Instrumente Tarife und direkte Steuerung in das Verbrauchsverhalten eingegriffen wird und der Letztverbraucher einen Teil seiner Entscheidungshoheit abgibt.

Die Erfahrungen aus Pilotprojekten sind hilfreich, da sie gute Indikationen zum technischen Lastverlagerungspotenzial liefern. Es wird jedoch empfohlen weitergehende Untersuchungen zu den tatsächlich realisierbaren Lastverlagerungen unter praktischen Alltagsbedingungen zu untersuchen. Hierbei würde sich beispielsweise die Untersuchung des Zusammenspiels von haushaltsinternen Anzeigen und alternativen Tarifmodellen empfehlen.

Weiterhin sollte berücksichtigt werden, dass Lastverlagerungen bei bestimmten netztechnische Gegebenheiten zu ungewünschten Folgen führen könnte, insbesondere in Gebieten mit starker dezentraler Einspeisung.

Im Falle einer Einführung alternativer Tarifmodelle, die bis zu 10% des Spitzenlastverbrauchs und bis zu 2,5% der Jahreshöchstlast reduzieren könnten, sollten zudem Verteilungseffekte berücksichtigt werden. Internationale Erfahrungen haben gezeigt, dass die Einführung von zeit- und lastvariablen Tarifen insbe-

<sup>336</sup> Auch an dieser Stelle ist wiederum zu beachten, dass Letztverbraucher mit einem höheren Verbrauch über höhere Lastverlagerungspotenziale verfügen als Endkunden mit geringem Verbrauch.

<sup>337</sup> Vgl. EnEV: [http://www.enev-online.org/enev\\_2009\\_volltext/enev\\_2009\\_10a\\_ausserbetriebnahme\\_von\\_elektrischen\\_speicherheizsystemen.htm](http://www.enev-online.org/enev_2009_volltext/enev_2009_10a_ausserbetriebnahme_von_elektrischen_speicherheizsystemen.htm), 2009.

sondere einkommensschwacher Verbrauchergruppen aufgrund ihrer unelastischen Nachfrage finanziell übermäßig belasten kann.<sup>338</sup>

Intelligente Zähler leisten einen Beitrag zur Hebung von Lastverlagerungspotenzialen, wenn auch in deutlich geringerem Umfang als intelligente Messsysteme. Dazu benötigen sie zwangsläufig eine Anzeigeeinheit in der Wohnung des Kunden. Ansonsten kann das Feedback, das der Kunde beispielsweise direkt am Zähler erhält, nicht ausreichen ihn zu Verhaltensveränderungen zu bewegen.

### 5.2.6 Einspeisemanagement

Auch für die Einspeisung aus EEG-Anlagen könnten die verbesserten Daten aus intelligente Messsystemen zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen, indem dezentrale Einspeisungen intelligenter gesteuert werden. Dazu kommt es zum einen auf die technischen Voraussetzungen an, diese Anlagen intelligent steuern zu können. Zum anderen ist ein entsprechendes regulatorisches Umfeld notwendig, das ein Einspeisemanagement bzw. eine Leistungssteuerung dezentraler Anlagen ermöglicht.

An einem entsprechenden regulatorischen Umfeld fehlt es aktuell im EEG. Zwar gibt das EEG Anlagenbetreibern für größere Anlagen die Verpflichtung zur Ausrüstung mit Kommunikations- und Steuertechnik auf, allerdings ermöglicht das EEG kein aktives Einspeisemanagement. Nach aktuellem EEG ist ein Einspeisemanagement stets Netzausbau auslösend und führt somit zu Folgekosten. Zudem ist es auf den Ausnahmefall beschränkt und gehört nicht zum Regelinstrumentarium des Netzbetreibers. Kostensenkungs- und Flexibilisierungspotenziale eines Einspeisemanagements werden aufgrund der Regelungen des EEG, die nicht auf die Möglichkeiten des intelligenten Netzes zugeschnitten sind, vergeben. Alleine für die Ausweitung der technischen Vorgaben des § 6 EEG auf alle Anlagen schätzt die Dena Verteilnetzstudie die Reduzierung des Ausbaubedarfs über alle Spannungsebenen im Verteilnetz auf etwa 19% bis 2030<sup>339</sup>; weitere Maßnahmen wie ein aktives Einspeisemanagement versprechen weit größere Effekte und können zu einem entscheidenden Argument für den Rollout von intelligenten Messsystemen werden.<sup>340</sup>

Intelligente Zähler tragen nicht zu einem Einspeisemanagement bei. Durch die fehlende kommunikative Einbindung der Zähler sind von der EE-Anlage weder Steuersignale zu empfangen noch eine Rückmeldung an den Netzbetreiber möglich.

### 5.2.7 Netzbetrieb und -management

Intelligente Messsysteme können auf verschiedene Art und Weise für den Netzbetrieb und das Netzmanagement eingesetzt werden. Während sich die damit zusammenhängenden direkten Effekte überwiegend auf die Verteilnetzebene auswirken, kann es auch zu indirekten Wirkungen auf Übertragungsnetzebene kommen, die gesondert zu betrachten sind. Zudem wirken sich ein verbesserter Netzbetrieb und ein verbessertes Netzmanagement über eine Erhöhung der Versorgungssicherheit auf die Endkunden aus.

#### Netzbetreiber

Die Bereitstellung von Netzzustandsdaten, wie Frequenz-, Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie die daraus errechenbaren oder ableitbaren Werte, verbessert die Aktualität und Qualität der Informationen über den jeweiligen Netzzustand im Verteilnetz. Hieraus resultiert eine Reihe an netzdienlichen Effekten.

Die qualitativ verbesserten und aktuelleren Daten ermöglichen im Netzbetrieb eine gezieltere Identifikation und Reduktion nicht-technischer Verluste. Das Reduktionspotenzial wird in diesem Zusammenhang auf rund 14% geschätzt.<sup>341</sup> Die technischen Netzverluste bedingt durch verbesserte Netzsteuerung könnten nach Erfahrungen aus Österreich um rund 4,4% gesenkt werden.<sup>342</sup>

<sup>338</sup> Vgl. Theage: <http://www.theage.com.au/victoria/plug-pulled-on-smart-meter-plan-20100322-grdc.html>, 2010.

<sup>339</sup> Dena: Verteilnetzstudie, 2012, S. 192.

<sup>340</sup> Vgl. dazu ausführlich Kapitel 7.1.4.

<sup>341</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>342</sup> PWC: Studie, 2010, S. 30.

Intelligente Messsysteme können die Datengrundlage für die Bilanzkreisbewirtschaftung erheblich verbessern. Dies führt zu einer erwarteten Reduktion des Aufwands von ca. 10%.<sup>343</sup>

Die Beschaffung von Regelleistung auf Übertragungsnetzebene, sowie die vom Verteilnetzbetreiber erstellten Lastprognosen stellen einen nicht unerheblichen Arbeitsaufwand dar. Durch höhere Datenverfügbarkeit könnte sich dieser Aufwand verringern. In diesem Zusammenhang wird von einem Reduktionspotenzial von rund 1% des Arbeitsaufwands pro Prognose ausgegangen.<sup>344</sup>

Im Bereich Netzbetrieb und -management eröffnet die höhere Datenverfügbarkeit durch intelligente Messsysteme eine Reihe von Möglichkeiten zur effizienteren Bewirtschaftung der Anlagen. Intelligente Messsysteme liefern Daten, die zur Berechnung der Belastungen von Netzkomponenten, wie einzelne Kabelstränge oder Ortsnetzstationen genutzt werden können. Hierauf aufbauend kann dann der Austausch von Netzkomponenten aufgrund der tatsächlich vorhandenen Netzbelastungen optimiert werden.

## Endkunde

---

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen ergeben sich zusätzliche Verbesserungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Auf Basis der bereitgestellten Daten kann die Steuerung der Netze für den Netzbetreiber optimiert werden. Dies kann z.B. dadurch realisiert werden, indem intelligente Messsysteme für die Spannungsüberwachung der Netze eingesetzt werden, um so gewissermaßen kritische Netzbereiche (z.B. aufgrund von Spannungsschwankungen) zu identifizieren, die dann ggf. frühzeitig entsprechende Gegensteuerungsmaßnahmen einleiten.<sup>345</sup> Weiterhin führt ein durch intelligente Messsysteme verbessertes Netzmonitoring zur Reduzierung von Schäden, die durch Netzausfällen verursacht wurden (ca. 1,25%).<sup>346</sup>

Aus Sicht der Endkunden ergeben sich durch eine verbesserte Netzsteuerung Nutzeneffekte, die sich u.a. in einer Erhöhung der Versorgungsqualität niederschlagen. Allerdings ist fraglich, ob die in Deutschland derzeit bereits vergleichsweise hohe Versorgungssicherheit durch die Einführung von intelligenten Messsystemen noch einmal signifikant erhöht werden kann. In internationalen Untersuchungen wird eine mögliche Reduzierung der Versorgungsunterbrechungsdauer von rund 10% angenommen.<sup>347</sup>

## Intelligente Zähler

---

Die Netzdienlichkeit intelligenter Zähler ist mehr als eingeschränkt, da Netzzustandsdaten für Zwecke des Netzbetriebs und Netzmanagements überwiegend sehr zeitnah vorliegen müssen. Dies ist bei intelligenten Zählern nicht gewährleistet,

### 5.2.8 Sonstige Datendienste

Die Veränderung von Datenumfang und -granularität eröffnet Energielieferanten und anderen Dienstleistern neue Geschäftsmöglichkeiten. Zum einen ist der Verkauf und die gemeinschaftliche Nutzung dieser Daten denkbar, zum anderen die Nutzung der Daten für die Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen. Dabei sind jedoch die entsprechenden Datenschutzbedingungen zu beachten, die einer Nutzung der Daten entgegenstehen kann. Im Rahmen der Vertragsfreiheit ist über eine bilaterale vertragliche Vereinbarung mit dem Kunden jedoch eine weitergehende Nutzung der Daten grundsätzlich jederzeit möglich.

## Energielieferant

---

Auf der Basis der detaillierten und kontinuierlich erhobenen und verfügbaren Information zum Verbrauchsverhalten und den Verbrauchsgewohnheiten der Endkunden lassen sich neue Umsatzquellen für die Energielieferanten erschließen. Hierzu zählen die bereits erwähnten neuen Tarif- und Preismodelle ebenso wie energienahe Dienstleistungen (z.B. Energiesparberatung, Angebote zum Contracting von Elektrogeräten) oder auch energiefierne Dienstleistungen (z.B. Sicherheitsservices).

---

<sup>343</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>344</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>345</sup> Vgl. Ecofys, EnCT, BBH: Ökonomische und technische Aspekte, 2009, S. 55.

<sup>346</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>347</sup> Vgl. u.a. DECC: Smart meter roll-out for the non-domestic sector (GB), 2012, S. 55.

Ggf. werden die Daten gemeinschaftlich von Energielieferant und Dritten genutzt, um dem Kunden neue Produkte bzw. Tarife oder anderen Dienstleistungen anzubieten, die dem Kunden einen wirklichen Zusatznutzen bieten.

## Endkunde

---

Mit dem Einsatz von intelligenten Messsystemen und der Möglichkeit zur Bereitstellung von personalisierten, stromspezifischen Daten auch Dritten gegenüber, können Mehrwertdienste in Anspruch genommen werden. Der Endkunde wird der Datenbereitstellung jedoch nur zustimmen, wenn dies einen zusätzlichen Nutzen für ihn darstellt. Ein zusätzlicher Nutzen kann ihm beispielsweise darüber geboten werden, dass der Energielieferant ihm mit den bereitgestellten Daten verbrauchsspezifische, kundenindividuelle Produkte bzw. Tarife gestalten und personalisiert anbieten kann.

Darüber hinaus könnte die Bereitstellung der Daten gegen einen Abschlag auf den Strompreis erfolgen, so dass der Kunde eine größere Bereitschaft hat die Daten zur Verfügung zu stellen und zudem einen monetären Zusatznutzen daraus erzielt. Im Rahmen einer globalen Studie zu möglichen Produkten und Dienstleistungen, die auf der Basis von intelligenten Messsystemen dem Endkunden bereitgestellt werden können, wurde die Bereitschaft Daten mit Dritten zu teilen, in Deutschland jedoch eher als gering von den Endkunden eingestuft.<sup>348</sup>

## Intelligente Zähler

---

Die Nutzung intelligenter Zähler für Datendienste ist grundsätzlich, aber eingeschränkt möglich, da es häufig nicht auf die zeitnahe Zurverfügungstellung hochaktueller Daten ankommt. Um neue Produkte und Dienstleistungen zu entwickeln, bedarf es intensiver Datenanalysen, die in einem nicht sehr dynamischen Umfeld auch auf der Basis von Daten vorgenommen werden können, die bereits einige Wochen oder Monate alt sind. So verändert sich das durchschnittliche Verbrauchsverhalten der Kunden in Bezug auf ihren Energieverbrauch i.d.R. eher sehr langsam. Sollen jedoch sehr individuelle Angebote entwickelt werden, so ist u.U. auf den einzelnen Kunden abzustellen. Hier wären dann die aktuellen Daten eines intelligenten Messsystems von Vorteil und bieten vor allem hinsichtlich der Schnelligkeit, auf Veränderungen beim Kunden zu reagieren und neue Angebote zu unterbreiten, deutliche Vorteile.

## 5.2.9 Mehrwertdienste

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen ergeben sich für die Wirkungs- bzw. Nutzenbetrachtung neben den bereits ausführlich analysierten energienahen Funktionen zusätzlich weitere Mehrwertdienste, die in die bereits vorhandene Kommunikationsinfrastruktur intelligenter Messsysteme integriert oder im Zeitablauf auf einem intelligenten Zähler aufgesetzt werden können.<sup>349</sup>

Mehrwertdienste spiegeln dabei insbesondere die durch den Begriff des „Smart Home“ abgedeckten Dienstleistungen wider. Für die in einem privat genutztem Heim (Smart Home) installierten steuerbaren Geräte wie beispielsweise Heizung, Beleuchtung, Kühlschrank, Geschirrspülmaschine und weitere Kommunikationseinrichtungen ergeben sich durch die Vernetzung dieser Systeme neue Unterstützungsfunktionen und Dienste, die einen nicht unerheblichen zusätzlichen Nutzen für Anwender wie auch Anbieter von Mehrwertdiensten bieten.<sup>350</sup>

Einer Smart Home Studie von Research Now! in Zusammenarbeit mit der Capgemini Consulting zufolge interessieren sich 66% aller deutschen Haushalte die mit dem Internet verbunden sind für Smart-Home Lösungen. Dabei bewerten insbesondere jüngere Personen in Mehrfamilienhaushalte mit höherem Bildungsgrad und Nettoeinkommen Smart Home als interessant. Ca. 84% dieser Zielgruppe sind bereit, für intelligente Wohnlösungen zu zahlen<sup>351</sup>. Aufgrund der bislang fehlenden Standards bzw. Infrastruktur für Smart Home bestehen derzeit nur Insellösungen, deren Implementierung mit hohen Investitionsvolumina für die entsprechende Nachrüstung des Gebäude- bzw. Wohnungsbestands verbunden sind.<sup>352</sup>

---

<sup>348</sup> Vgl. Ernst & Young: The rise of smart customers - What consumers think, 2011.

<sup>349</sup> Vgl. VDE: Positionspapier Intelligente Heimvernetzung, 2010, S. 11.

<sup>350</sup> Vgl. BMWI: Monitoring-Report Deutschland Digital 2011, 2011.

<sup>351</sup> Vgl. Capgemini Consulting: Smart Home, 2011, S. 1.

<sup>352</sup> Vgl. IIT: Smart Home in Deutschland, 2010.

Um das Potenzial von Smart Home realisieren und von der zuvor angesprochenen Zahlungsbereitschaft der Kunden profitieren zu können ist ein integratives intelligentes Messsystem von Vorteil. Mit einem integrativen intelligenten Messsystem wird auf einen ganzheitlichen Ansatz für die Kommunikation von allen Messgeräten über ein System im Haus, also für Strom, Gas, Wasser und Wärme sowie weiterer Smart Home Anwendungen bzw. Mehrwertdienste wie z.B. Gebäudesteuerung oder altersgerechte Assistenzsysteme (Ambient Assistent Living) ermöglicht werden. Mit diesem Ansatz lassen sich die Kosten für die Kommunikationsinfrastruktur auf mehrere Zählpunkte und Anwendungen im Haus verteilen. Gleichzeitig können damit die Prozesse der Marktteilnehmer für die Implementierung der Systeme optimiert werden.<sup>353</sup>

Die bereits bestehenden Angebote zu Mehrwertdiensten im Sinne von Smart Home können in folgende vier wesentliche Marktsegmente bzw. Anwendungsfelder unterschieden werden:<sup>354</sup>

- ▶ **Energiemanagement:** z.B. Heizung und Licht stromsparend steuern
- ▶ **Sicherheit:** z.B. Hausüberwachungsfunktionen, Steuerung von Anlagen bei Abwesenheit
- ▶ **Komfort:** z.B. Heimpapotheke, Wellness-Bereich steuern
- ▶ **Ambient Assisted Living:** z.B. Assistenzsysteme zur Erinnerung, Steuerung und Kontrolle von alleinlebenden und unterstützungsbedürftigen Personen

### Energiemanagement<sup>355</sup>

---

Neben den mit der Einführung von intelligenten Messsystemen verbundenen Stromeinsparpotenzialen können Smart Home-Lösungen vor allem dazu eingesetzt werden, um energierelevante Vorgänge wie beispielsweise das Absenken der Heizung bei Abwesenheit durch den Nutzer aus der Ferne automatisiert zu steuern. Da in einem Haushalt durchschnittlich 77% der Energiekosten für den Bezug von Wärmeenergie (Heizung und Warmwasser) anfallen und nur 23% für Strom aufgewendet werden<sup>356</sup>, ist der Bereich der Wärmeeinwendungen unter Energieeffizienzgesichtspunkten äußerst interessant. Einsparungspotenziale bestehen dabei in der Wärmedämmung, der technischen Ausgestaltung der Wärme- und Warmwassersysteme sowie im individuellen Verbrauchsverhalten der Endkunden. Daher bietet es sich an, neben intelligenten Messsystemen für Strom, auch Gaszähler und/oder individuelle Wärmemessgeräte im Haus fernauszulesen und eine Fernsteuerung für die Heizgeräte und Heizkörper zu ermöglichen. Über die gemeinsame Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur lassen sich Kostenvorteile erzielen.

### Sicherheit<sup>357</sup>:

---

Ein weiteres Anwendungsfeld des Smart Home bietet die Erhöhung der Wohnsicherheit im Haus. Hierbei können z.B. Einbruch oder Feuer durch speziell installierte Sensoren erkannt und ggf. im Haus und/oder einer externen Alarmzentralen gemeldet werden. Eine zeitabhängige Licht- und Rollladensteuerung kann z.B. dazu genutzt werden, um die Anwesenheit im Haus zu simulieren und somit vor Einbrüchen zu schützen bzw. abzuschrecken. Weitere mögliche Funktionen sind eine Tür- und Fensterüberwachung, die im Falle von offenstehenden Fenstern, Türen und Tore beim Verlassen der Wohnungsumgebung oder vor dem Schlafengehen Alarm bzw. Signale geben.

Auch in diesem Anwendungsfall besteht der Zusammenhang zu den intelligenten Messsystemen wiederum in der gemeinsamen Nutzung der vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur sowohl für Messzwecke als auch die Übermittlung der sicherheitsrelevanten Informationen. Zusätzlich kann die CLS-Schnittstelle des SMGW dazu genutzt werden Steuersignale an Heizungsregler, Rollläden, Fenster, Türen etc. zu senden und Rückmeldungen über den Zustand der CLS weiterzuleiten.

### Komfort<sup>358</sup>:

---

Ein weiterer Nutzenaspekt für Smart Home-Lösungen stellt der damit zusätzlich erzielbare Komfort beim Endkunden dar.

---

<sup>353</sup> Vgl. Domschke, 2012, S. 4.

<sup>354</sup> Vgl. IIT: Smart Home in Deutschland, 2010.

<sup>355</sup> Vgl. IIT: Smart Home in Deutschland, 2010.

<sup>356</sup> Vgl. DESTATIS: Durchschnittliche Energiekostenverteilung im Haushalt, 2010.

<sup>357</sup> Vgl. BITKOM: Studienreihe zur Heimvernetzung, 2008.

<sup>358</sup> Vgl. IIT: Smart Home in Deutschland, 2010.

Intelligente Kühlschränke überprüfen beispielsweise die Haltbarkeit der im Kühlschrank gelagerten Lebensmittel und können ggf. bei Bedarf Produkte wie Milch, Butter, etc. automatisch nachbestellen.

Neben Konsumelektronik- und Hausautomatisierungsangebote führen auch barrierefreie Installationen, wie z.B. anpassungsfähige Hausgeräte und Möbel zu zusätzlichen Nutzen. Diese dienen häufig bestimmten Zielgruppen, wie Ältere oder Behinderte in besonderem Maße.

### **Ambient Assisted Living<sup>359</sup>:**

---

Die demografische Entwicklung in Deutschland führt zu einer alternden Gesellschaft und dem Bedürfnis nach neuen Orientierungs-, Assistenz- und Hilfsangeboten insbesondere für ältere, alleinstehende Menschen. Gemäß dem statistischen Bundesamt wird die Altersgruppe der 65 Jährigen und Älteren um rund ein Drittel (33 Prozent) von 16,7 Millionen im Jahr 2008 auf 22,3 Millionen Personen im Jahr 2030 ansteigen, wobei die Bevölkerung insgesamt in Deutschland um fast 5 Millionen Bundesbürger (-5,7%) abnehmen wird<sup>360</sup>.

Der steigende Anteil an Rentnern in der Bevölkerung wird die gesetzlichen Krankenkassen vor finanzielle Probleme stellen. Diese Entwicklung schafft einen steigenden Bedarf an neue technische Systeme, die das Potenzial besitzen, einen Teil der konventionellen Altenpflege durch neue moderne Services zu ersetzen und somit die Alltagsaktivitäten beeinträchtigter Menschen erleichtern oder teilweise gar übernimmt. Mit Ambient Assisted Living werden technische Systeme angeboten, die z.B. personalisierte Erinnerungsfunktionen, wie z.B. die Einnahme von Medikamenten oder Unterstützungsmaßnahmen für die individuelle Mobilität enthalten.

In einer Umfrage vom März 2012 die von der GlobalCom PR Network & CleanEnergy Project in Kooperation mit IEEE-SA durchgeführt wurde, gaben 92,9% der 1014 Studienteilnehmer an, dass Smart Home idealerweise dazu eingesetzt werden soll, um Energieverbrauch und Umweltbelastung zu verbessern bzw. entgegenzusteuern. Weitere 70,5% legen Wert auf den mit Smart Home verbesserten Wohnkomfort. Nur der Hälfte aller Teilnehmer ist die Sicherheit, also die elektronische Überwachung der elektrischen Geräte im Zusammenhang mit Smart Home wichtig.<sup>361</sup>

### **Wirkungen und Nutzeffekte Endkunden**

---

Nachfolgend werden die nutzenrelevanten Wirkungen bzw. Effekte durch den Einsatz der zuvor dargestellten Mehrwertdienste für die jeweils betroffenen Akteure aufgezeigt und analysiert.

Insgesamt bewegt sich das Einsparpotenzial durch Smart Home bezogen auf die Wärmekosten im Bereich von 14% - 30%.<sup>362</sup> Eine von der RWE Effizienz GmbH in Auftrag gegebene Studie des Fraunhofer-Instituts für Bauphysik<sup>363</sup> geht in Abhängigkeit des Haushalts (Familie, Senior, Single) sogar von einen Einsparpotenzial von 17% - 40% aus.

Nutzenrelevante Wirkungen ergeben sich für die Endkunden auch in Bezug auf die Einbruchssicherheit.<sup>364</sup> Funktionen wie die der Tür- und Fensterüberwachung oder der Anwesenheitssimulation im Rahmen der Urlaubsvorbereitung führen zu einer Erhöhung der persönlichen Sicherheit bzw. des individuell wahrgenommenen Sicherheitsgefühls.

Nutzenrelevante Effekte durch das Angebot von Smart Home Lösungen ergeben sich insbesondere für ältere, hilfsbedürftige Personen oder Menschen mit Behinderungen.<sup>365</sup> Mehrwertdienste wie z.B. die des Ambient Assisted Living sind in erster Linie von hoher Bedeutung für die Zielgruppe „ältere Menschen“ und bewirken, dass sich die Zeit des selbständigen Lebens verlängern lässt. Kostspielige Altenpflege kann dadurch zwar nicht ersetzt, mittel- bis langfristig aber jedoch reduziert werden.

Smart Home-Lösungen beeinflussen auch den Informationsaustausch zwischen den Betroffenen mit Pflegediensten.<sup>366</sup> So können neue technische Angebote zu einem verbesserten Informationsfluss zwischen

---

<sup>359</sup> Vgl. VDE: Positionspapier Intelligente Heimvernetzung, 2010, S.7ff.

<sup>360</sup> Vgl. DESTATIS: Demografischer Wandel in Deutschland, 2011, S. 8.

<sup>361</sup> Vgl. GlobalCOM PR Network & CleanEnergy Project: Umfrage Smart Homes, 2012, S. 12.

<sup>362</sup> Vgl. u.a. Verifox: Energie sparen im Smart Home; Borderstep Institut: Connected Energy, 2012; Energieberater Harzenergie: Smart Home, 2012; Stiftung Universität Hildesheim: Bundesweit erste Smart Library, 2012.

<sup>363</sup> Vgl. IBP: Rechnerischer Vergleich des Nutzwärmebedarfs einer Einzelraumregelung gegenüber einer Standardregelung am Beispiel eines Einfamilienhauses, 2011.

<sup>364</sup> Vgl. VDE: Positionspapier Intelligente Heimvernetzung, 2010, S. 9.

<sup>365</sup> Vgl. IIT: Smart Home in Deutschland, 2010, S. 11.

<sup>366</sup> Vgl. VDE: Positionspapier Intelligente Heimvernetzung, 2010, S.7ff.

Hilfsbedürftigen und dem Pflegepersonal führen, was sowohl für Betroffene als auch ihren Verwandten von besonders hoher Bedeutung ist. Dadurch kann die Betreuung der Betroffenen optimiert und die damit direkt im Zusammenhang stehenden Kosten reduziert werden.

Mit der Hilfe von steuerbaren Geräten können Gesundheitszustände extern überwacht und entsprechende Gegensteuerungsmaßnahmen schneller eingeleitet werden.<sup>367</sup> Dies bietet insbesondere chronisch kranken Menschen erhebliche gefühlte Vorteile und deutliche Kostensenkungspotenziale für die Krankenkassen.

### **Wirkungen und Nutzeffekte Energielieferanten und Sonstige Marktteilnehmer**

---

Neben den Energie- und Versorgungsunternehmen können vor allem auch die Wohnungsbau- und -verwaltungsgesellschaften durch Mehrwertdienste profitieren. So lassen sich mit Hilfe neuer Smart Home-Anwendungen für die Wohnungsbau- und Verwaltungsgesellschaften der Bestand bzw. Zustand von Mietwohnungen wesentlich effektiver und effizienter überwachen (Bestandschutz). Zusätzlich kann die Attraktivität der Wohnungen erhöht werden, indem neue Steuerungs- und Überwachungsfunktionen z.B. im Bereich der Feuchtigkeitsüberwachung eingesetzt werden. Hierdurch wird der Schimmelbildung in Wohnräumen vorgebeugt (automatisierte Lüftungsprozesse) und kann ggf. verhindert werden. Die Konsequenz ist die Vermeidung von Kosten für Schimmelsanierungsmaßnahmen, denen vorgebeugt wird und die vermieden werden können.

Zudem können Wohnungsbau- und Verwaltungsgesellschaften über Smart Home-Lösungen ihre Wohnungsangebote attraktiver gestalten (Leerstandvermeidung). Intelligente Systeme werden in ein Smart Home vorintegriert. Die Wohnungsangebote werden für bestimmte Zielgruppen attraktiver, dem Problem des Wohnungsleerstands kann entgegen gesteuert werden.

Mietfestlegung sowie Mieterhöhungen müssen in Deutschland mit dem örtlichen Mietspiegel oder dem Mietspiegel einer vergleichbaren Kommune begründet werden<sup>368</sup>, wonach das Umsatzpotenzial aus Sicht der Wohnungsvermietung ohne den Zugang zu modernen Mehrwertdiensten relativ begrenzt ist. Zudem besteht in einigen Regionen ein starker Wettbewerb, gerade um solvente Kunden. Hier eröffnet sich für die Wohnungsbau- und Verwaltungsgesellschaften die Möglichkeit zu einer Wohnwertsteigerung über Smart Home Produkte und weitergehende Mehrwertdienstleistungen. Zudem bietet sich die Möglichkeit, zusätzliche Einnahmequellen über Mehrwertdienste zu erschließen (Zusatzdienste). Mit dem Angebot von intelligenten Zusatzdiensten können somit Wettbewerbsvorteile erzielt, sowie höhere Mietpreise festgelegt bzw. Mieterhöhungen besser begründet werden.

Weiter fungieren Telekommunikationsanbieter, Anbieter von Gebäudetechnik, Hersteller von Unterhaltungselektronik und Haushaltsgeräten sowie IT, Hardware- und Software- Unternehmen als zusätzliche Marktteilnehmer bzw. Smart-Home-Enabler.<sup>369</sup> Mit Angebot kundenspezifischer bzw. personalisierter Mehrwertdienste (z.B. AAL-Dienste, e-Mobility, Energieberatung)<sup>370</sup> erzielen alle Marktteilnehmer positive Imageeffekte. Das Engagement im Smart-Home-Umfeld hat insgesamt positive Imageeffekte (z.B. durch Energieeffizienzförderung, Einbruchssicherheit, etc.). Neben dem direkten Nutzen aus dem Verkauf von neuen, innovativen Produkten und Mehrwertdiensten profitieren alle Anbieter daher davon, dass die Bestandskunden besser gebunden und die Wechselraten im Kerngeschäft reduziert werden.

#### **5.2.10 Weitere Wirkungen**

Die Wirkungen der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern im Erzeugungsbereich beschränken sich im Wesentlichen auf den Einsatz und den Ausbau von Erzeugungskapazitäten. So können aufgrund einer verbesserten Datenverfügbarkeit und -qualität genauere Lastprofile die Kraftwerkseinsatzplanung beeinflussen. Hierbei wird jedoch eher von einem Mehraufwand aufgrund zusätzlichen Personalaufwands ausgegangen.<sup>371</sup> Einsparungen bzw. Nutzen kann durch präzisere Prognosen und damit der genaueren Planung von Revisionszeiten und eine Reduzierung der Anfahrzyklen erzielt werden. Hierzu liegen allerdings keine belastbaren Informationen und Daten vor.

---

<sup>367</sup> Vgl. KVJS: My smart home is my castle, 2012, S. 10ff.

<sup>368</sup> Vgl. §§ 558 bis 558e BGB.

<sup>369</sup> Capgemini Consulting: Smart Home, 2011, S. 7.

<sup>370</sup> Vgl. IIT: Smart Home in Deutschland, 2010, S. 11.

<sup>371</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

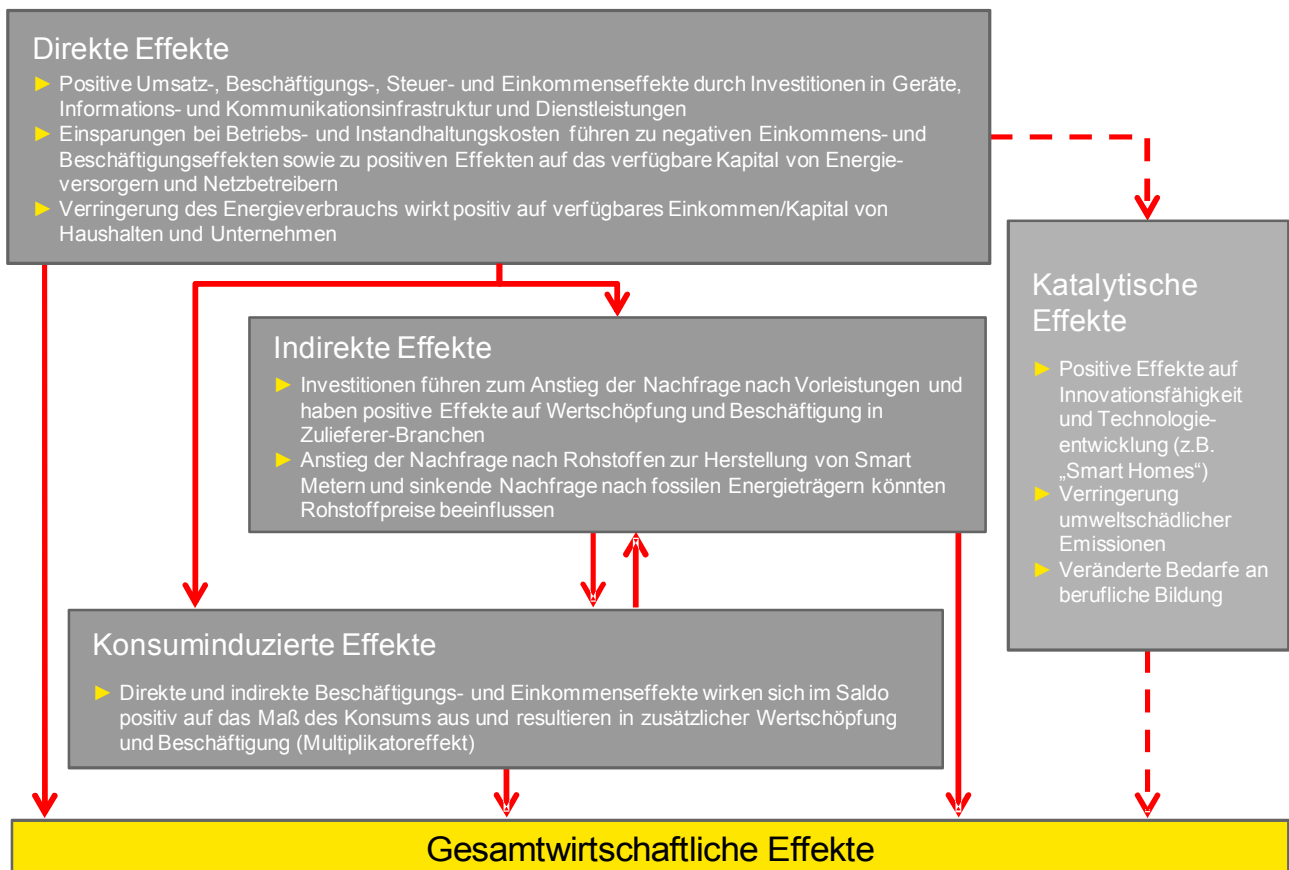
Hinsichtlich des Neu- bzw. Ausbaus von Erzeugungskapazitäten wird in internationalen Studien auf den reduzierten Bedarf insbesondere an Spitzenlastkapazitäten hingewiesen. Neben der Einführung von intelligenten Messsystemen setzt dies allerdings auch Tarifmodelle voraus, die auf eine Optimierung des Lastverlaufs hinzielen. Über entsprechende Anreize wird hierbei die Lastkurve geglättet und der Spitzenlastbedarf reduziert, was eine Reduzierung des Ausbaubedarfs auf der Erzeugungsseite zur Folge hat. Bei den zur Einführung intelligenter Messsysteme durchgeführten Modellrechnungen in Irland wird abhängig von der Ausgestaltung des Szenarios und der Tarife von einer Reduzierung des Spitzenlastbedarfs zwischen 3,2% und 13,1% ausgegangen.<sup>372</sup> Auch bei der in Großbritannien durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse wird von Einsparungen durch vermiedene Investitionen in Spitzenlastkapazitäten ausgegangen. Da diese jedoch nur monetarisiert dargestellt werden, erfolgt eine Bewertung im Rahmen des Kapitels 6.

### 5.2.11 Volkswirtschaftliche Effekte

Die flächendeckende Einführung von intelligenten Zählern und Messsystemen ist mit Effekten auf die gesamte Volkswirtschaft verbunden, die sich in unterschiedlichem Maße positiv oder negativ auf die jeweiligen Akteure auswirken. Hierzu zählen neben den Privathaushalten, Unternehmen, Energieversorgern und Dienstleistern letztlich auch der Staat und die Gesellschaft.

Eine tiefergehende Analyse der Kosten und Nutzen der flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler und Messsysteme auf Staat und Gesellschaft hat zahlreiche Effekte zu berücksichtigen. Diese werden nachfolgend entsprechend der Systematik ökonomischer Impact-Analysen nach direkten, indirekten, konsuminduzierten und sog. katalytischen Effekten unterschieden (s. Abbildung 14).

Abbildung 14: Volkswirtschaftliche Effekte einer flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler



Quelle: Ernst & Young, 2012

<sup>372</sup> CER: Gas Smart Metering Cost-Benefit Analysis, 2011, S. 106.



## Direkte Effekte

---

Direkte Effekte entstehen als unmittelbare Konsequenz einer Maßnahme bei direkt davon betroffenen Akteuren. Dazu zählen aus volkswirtschaftlicher Perspektive insbesondere Beschäftigungs-, Investitions- und Einkommens- sowie Steuereffekte. Demnach korrespondieren direkte Effekte vor allem mit der Anzahl und Qualität der Arbeitsplätze sowie mit Finanzflüssen, die durch Investitionen und gesteigertes Einkommen sowie mit Produktion und Wertschöpfung verknüpft sind. Die mit der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern verbundenen direkten Effekte gehen insbesondere von zusätzlichen Investitionen, veränderten Betriebs- und Instandhaltungskosten und Energieeinsparungen aus.

Eine Vielzahl dieser direkten Effekte sind in diesem Kapitel bereits detailliert erläutert worden. An dieser Stelle werden wir nur auf deren volkswirtschaftliche Implikationen eingehen.

### ► Investitionen

Die Investitionen beziehen sich im Kontext der direkten Effekte auf den Erwerb der intelligenten Zähler und Messsysteme, auf den Ausbau dafür notwendigen Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen sowie auf haushaltsinterne Anzeigen. Gleichzeitig werden durch die breite Einführung von intelligenten Zählern und Messsystemen Investitionen in konventionelle Zähler vermieden. Die zusätzlichen Investitionen für die Einführung von intelligenten Zählern/Messsystemen werden jedoch den Wegfall von Investitionen in konventionelle Zähler deutlich übersteigen.

Daher werden von den zusätzlichen Investitionen positive Effekte auf Umsatz und Beschäftigung bei Herstellern, Händlern und Dienstleistern für intelligente Zähler und Messsysteme ausgehen. Als direkte Konsequenz daraus werden positive Beschäftigungseffekte realisiert und das verfügbare Einkommen der betroffenen Arbeitnehmer steigt. Diese Investitionsphase ist jedoch - abhängig vom Rollout zeitlich befristet, so dass die hieraus resultierenden direkten Effekte teilweise nur temporärer Natur sind.

Allerdings ist zu beachten, dass die Nutzungsdauer lediglich 8 bis 13 Jahre beträgt, während konventionelle Ferrariszähler mindestens 16 Jahre, i.d.R. sogar deutlich länger genutzt werden, so dass hier ein deutlich positiver langfristiger Investitions- und Beschäftigungseffekt auftritt.

Qualitative Verbesserungen bspw. der Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen begünstigen zudem günstigere Preisentwicklungen auf dem Telekommunikationsmarkt, die sich positiv auf die Kommunikationsnetze auswirken und daraus katalytische Effekte resultieren.

### ► Betriebs- und Instandhaltungskosten

Weitere direkte volkswirtschaftliche Effekte entstehen durch eine Veränderung der Betriebs- und Instandhaltungskosten für Energieversorger, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Messdienstleister, die von der Einführung von intelligenten Messsystemen und Zähler bewirkt wird. Diese resultieren aus der Möglichkeit der Fernablesung der intelligenten Messsysteme und der damit verbundenen Verringerung von Zählerablese-, Abrechnungs- und Kundenbetreuungskosten. Dies schlägt sich auf mögliche Einsparungen beim Personal und somit in negativen Beschäftigungs- und Einkommenseffekten nieder.

Die Einsparungen von Betriebs- und Instandhaltungskosten haben jedoch gleichzeitig positive Effekte auf das verfügbare Kapital der Energieversorger und Netzbetreiber, das für den Zeitraum unmittelbar nach einem Rollout für Investitionen in die Infrastruktur zur Verfügung stehen wird. Negative Effekte werden somit temporär durch positive Beschäftigungs- und Einkommenseffekte kompensiert.

### ► Zukünftige Kosteneinsparungen

Für Energienutzer ergeben sich die direkten Effekte der Einführung von intelligenten Messsystemen und Zähler vor allem aus Kosteneinsparungen durch einen geringeren Energieverbrauch und den Lastverlagerungen, der sich positiv auf das verfügbare Einkommen von Haushalten und Unternehmen auswirkt. Diese Akteursgruppen profitieren zusätzlich von der Einführung flexibler Tarifmodelle sowie durch eine mögliche Intensivierung des Preiswettbewerbs zwischen den Energieversorgern. Der Preiswettbewerb wird dabei insbesondere durch die erhöhte Transparenz und Übersicht des individuellen Verbrauchs und die Vereinfachung eines Anbieterwechsels, der durch die Einführung von intelligenten Zählern/Messsystemen erleichtert wird, verstärkt.

Das durch die Einsparungen zusätzlich verfügbare Einkommen der Haushalte steht für den privaten Konsum und die Erhöhung der Sparquote zur Verfügung. Bei Unternehmen führen die Kosteneinsparungen zunächst zu einer Verbesserung des Betriebsergebnisses und erhöhen dadurch den Spielraum für Investitionen, Preissenkungen oder Einkommenserhöhungen (siehe Abschnitt Konsuminduzierte Effekte). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass diese Kosteneinsparungen erst dann realisiert werden können, wenn nach einem Rollout entsprechende Tarifmodelle entwickelt und technologische Neuerungen ihren Weg in den Markt gefunden haben. Es handelt sich mithin um einen zwar direkten, aber zeitlich verzögerten Effekt, der mit steigender Marktdurchdringung einer intelligenten Energieinfrastruktur weiter zunehmen wird.

Die Kosteneinsparungen infolge des zukünftigen geringeren Energieverbrauchs wirken sich auf Energieversorger und Netzbetreiber gleichermaßen aus. Für diese Akteure führen die mit der Einführung von intelligenten Zählern und Messsystemen verbundenen Einsparungen zu einer Verringerung des Energieabsatzes und – abhängig von den zukünftigen Energiepreisen – zu einem geringeren Umsatz je Kunden.

#### ► Direkte Umwelteffekte

Die Europäische Kommission sieht auch die Berücksichtigung von Umwelteffekten durch die Einführung von intelligenten Zählern in Form der Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen oder der Verringerung der Luftverschmutzung vor (z.B. als Folge geringerer Leitungsverluste oder durch die Umstellung des Erzeugungsmixes).

Die durch intelligente Messsysteme und Zähler zu erzielenden Umwelteffekte lassen sich aufgrund der in Deutschland ohnehin bereits sehr hohen Umwelt- und Industriestandards als substantielle Wirkung erst durch die Umstellung des Erzeugungs- und Energiemixes realisieren.

Sie sind somit zwar eine mögliche und durch die Einführung intelligenter Zähler und Messsysteme angestrebte Konsequenz, aber eher als katalytischer Effekt zu sehen. Intelligente Messsysteme und Zähler können daher als Katalysator der Energiewende angesehen werden.

#### Indirekte Effekte

---

Indirekte Effekte entstehen durch laufende Ausgaben und Investitionen bei nicht direkt von einer Maßnahme betroffenen Akteuren beispielsweise durch Veränderungen der Nachfrage nach Vorleistungen. Die Nachfrage nach solchen Vorleistungen (Waren und Dienstleistungen) ist güterabhängig und führt zu Wertschöpfung und Beschäftigung in den Zulieferbranchen. Innovative Güter lösen zusätzliche Wertschöpfung aus. Güter, die aus dem Markt gedrängt werden, vermindern die Wertschöpfung.

Auch die vorleistenden Wirtschaftsbereiche beziehen ihrerseits wiederum Vorleistungen von anderen Bereichen (Vorleistungsverflechtung). Es ergeben sich folglich indirekte Effekte verschiedener Ordnung, wobei die Größenordnung der Effekte von Stufe zu Stufe immer kleiner wird. Mit Hilfe einer Input-Output-Analyse können diese Verflechtungen gesamtwirtschaftlich abgeschätzt werden.

Bei der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen und Zähler werden solche indirekten Effekte aus Vorleistungen vor allem im Zusammenhang mit den für die Einführung benötigten Investitionen in Messsysteme und Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen auftreten. Davon profitieren neben den unmittelbar begünstigten Herstellern, Händlern und Dienstleistern auch deren Zulieferer, wodurch sich die Investitionen positiv auf Wertschöpfung und Beschäftigung in den Zulieferer-Branchen auswirken. Je mehr dieser an der Wertschöpfungskette oder am Produktionsprozess beteiligten Akteure im Inland ansässig sind bzw. produzieren, desto höher sind die indirekten Effekte für die deutsche Volkswirtschaft zu beziffern. Analog der direkten Effekte durch die Investition sind die indirekten Effekte in Abhängigkeit vom Rollout-Szenario zeitlich befristet und daher nur temporärer Natur.

Durch die Herstellung, einer innerhalb weniger Jahre für den Rollout benötigten Anzahl an intelligenten Zählern/Messsystemen, wird die Nachfrage und der Preis verschiedener Rohstoffe beeinflusst werden. Dies wird sich auf die in elektrischen Bauteilen in hohem Maße verbauten Seltenen Erden ebenso beziehen (Preisanstieg) sowie auf die weniger nachgefragten Rohstoffe für herkömmliche Zähler (Preissenkung). Langfristig könnten durch den sinkenden Energieverbrauch sogar die Rohstoffpreise für fossile Energieträger beeinflusst werden, weil intelligente Zähler und Messsysteme nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa eingeführt werden.

## Katalytische Effekte

---

Katalytische Effekte treten insbesondere als Folgeeffekte direkter oder auch indirekter Effekte einer Maßnahme auf. Zu den katalytischen Effekten werden beispielsweise Innovations-, Produktivitäts- und Markterweiterungseffekte gezählt. Charakteristisch für katalytische Effekte ist es, dass sie aufgrund einer konkreten Maßnahme entstehen oder beschleunigt werden, ohne, dass diese Maßnahme davon selbst tangiert wird. Daher werden sie auch intangible Effekte genannt.

Durch die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern in Deutschland sowie in weiten Teilen Europas sind neben den direkten, indirekten und konsuminduzierten Effekten noch eine Vielzahl an katalytischen Effekten zu erwarten. Diese werden einerseits dadurch bewirkt, dass die Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler eine Grundlage für die Entwicklung neuer Infrastrukturen, Produkte, Dienstleistungen und Technologien bildet und somit einen Beitrag zu Innovationen im Umfeld der Energieversorgung und -nutzung leistet. Andererseits sind als katalytische Effekte bereits zuvor die Umwelteffekte angesprochen worden. Durch Energieeinsparungen lassen sich die umwelt- und klimaschädlichen Emissionen reduzieren und somit ein Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten.

### ► Effekte auf die Innovationsfähigkeit und die Technologieentwicklung

Die Verbreitung von intelligenten Messsystemen und Zählern unterstützt die Entwicklung und den Aufbau eines „Smart Grid“ sowie die Entwicklung und Verbreitung von Produkten und Dienstleistungen im Bereich „Smart Homes“. So können die nahezu in Echtzeit verfügbaren Informationen zum Stromfluss über intelligente Messsysteme Teil eines Smart Grid werden. Die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern kann daher den Aus- und Umbau des bestehenden Energienetzes in Deutschland beschleunigen. Dies ist jedoch stark davon abhängig, welches Rollout-Szenario verfolgt wird.

Investitionen in den Aufbau eines „Smart Grid“ wirken sich wiederum positiv auf Umsatz und Beschäftigung der daran beteiligten Unternehmen aus und werden zu einem Innovationsschub bei Technologien, Dienstleistungen und Prozessen im Zusammenhang mit dem Smart Grid führen. Die Innovationskapazitäten sind in Deutschland im Gesamtbereich der Energieverteilnetze ebenso wie im Bereich smarterer Netz- oder Home-Anwendungen vorhanden. Dort haben deutsche Unternehmen bereits heute eine Technologieführerschaft inne. Die Entwicklung dieses Sektors in Deutschland würde durch die Einführung von intelligenten Zählern, Messsystemen und das Smart Grid unterstützt werden.

Mit der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern ist zu erwarten, dass die Nachfrage der Haushalte nach Produkten im Bereich „Smart Homes“ erhöht wird. Erst im Zusammenspiel mit einem intelligenten Messsystem schöpfen „Smart Home“-Produkte ihr volles Potenzial aus. Auf Seiten der Produzenten solcher Produkte führt die erhöhte Nachfrage zu einem Umsatzanstieg und Beschäftigungsaufbau. Weiterhin erhöht sich der Anreiz in Forschung und Entwicklung (FuE) in diesem Bereich zu investieren, wodurch wiederum von einem Innovationsschub bei Technologien und Produkten mit Bezug zu „Smart Homes“ auszugehen ist.

Schließlich wird durch ein unmittelbares Feedback über den Energieverbrauch bei den Endverbrauchern die Nachfrage nach Möglichkeiten zu Energieeinsparungen erhöht werden. Somit geht von der Verbreitung von intelligenten Zählern/Messsystemen ein Impuls hinsichtlich der Entwicklung von hoch energieeffizienten Produkten und Technologien aus. Dies wird vor allem Haushaltsgeräte und Speichertechnologien betreffen, so dass diese Produkte, die zudem meist besonders effizient und umweltfreundlich sind, angeschafft werden und alte, weniger effiziente Geräte ersetzen. In Folge dessen ist ein positiver Effekt auf Umsatz und Beschäftigung in den betroffenen Branchen zu verzeichnen und es kann von einem Innovationsschub bei Effizienz- und Speichertechnologien ausgegangen werden.

Die zunehmende Verbreitung der zuvor beschriebenen neuartigen Produkte wird gleichzeitig die Nachfrage nach Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Installation und Wartung dieser Produkte erhöhen. Dies wird zu positiven Umsatz und Beschäftigungseffekten bei spezialisierten Service- und Handwerksunternehmen führen.

### ► Effekte auf die Qualifikation der Beschäftigten

Ein weiterer katalytischer Effekt, der sowohl mit den zuvor beschriebenen Dienstleistungen für neu entstehende Produkte als auch direkt mit intelligenten Zählern und Messsystemen verbundenen

Dienstleistungen auftritt, ist der zusätzliche Bedarf an qualifizierten Fachkräften und insofern an beruflicher Bildung. Diese wird notwendig, um Servicekräfte sowohl für die Arbeit mit den neuartigen Produkten als auch für die Installation und Wartung der intelligenten Messsysteme und Zähler zu qualifizieren.

Es findet eine qualitative Verschiebung der fachlichen Schwerpunktsetzung aller sich mit Energietechnik auseinandersetzenen Ausbildungs- oder Studiengängen statt. Ohne eine entsprechende Ausrichtung von Bildungs- und Weiterbildungsangeboten und der Schulung aller Beschäftigten werden diese nicht mehr in der Lage ihre Tätigkeit in gewohnt hoher Qualität nachgehen zu können.

Im Extremfall kommt es zu einer Freisetzung an Arbeitskräften, die fachlich nicht mit den in sie gesetzten Anforderungen Schritt halten. Dies hat neben den negativen Beschäftigungseffekten auch gesamtgesellschaftliche Auswirkungen. Erhöhte Investitionen in Bildung und Qualifizierung werden notwendig. Dies gilt umso mehr, je kurzfristiger ein Rollout-Szenario ausgelegt ist.

► **Effekte auf die Umsetzung der Energiewende**

Gleichzeitig beinhalten Effekte auf die Qualifikation auch eine gesamtgesellschaftliche Sensibilisierung auf energetische Themen. Neben der Verbreitung neuer Technologien, Infrastrukturen, Produkte und Dienstleistungen liegt ein zentraler katalytischer Effekt der Einführung intelligenter Zähler und Messsysteme in der Verringerung umweltschädlicher Emissionen.

Diese wird hauptsächlich durch die zu erwartenden Energieeinsparungen aus Verhaltensänderungen der Verbraucher und dem zusätzlichen Impuls für den Einsatz energieeffizienter Produkte ausgelöst. Die dauerhafte Konfrontation mit dem individuellen Energieverbrauch und die Reaktionsmöglichkeiten hierauf erhöhen die Sensibilisierung der Verbraucher für dieses Thema.

So ermöglichen intelligente Messsysteme u.a. Energie- und Emissionseinsparungen durch eine Verlagerung der Spitzenlast beim Strom durch flexiblere Tarife. Zur Verringerung der Emissionen trägt auch die Erhöhung der Effizienz und Stabilität der Energienetze bei, die beispielsweise zu geringeren Leitungsverlusten und weniger Instandhaltungsaufwand führt. In der Konsequenz besteht die Chance die Zielstellungen der Energiewende und die Energieeinsparungen schneller adaptiert und umgesetzt werden, als bislang prognostiziert.

## **Konsuminduzierte Effekte**

---

Diese Effekte resultieren aus den zuvor beschriebenen direkten und indirekten Beschäftigungs- und Einkommenseffekten und ggf. auch den katalytischen Effekten, sofern sie als Beschäftigungs- und Einkommenseffekte gemessen werden können. Durch eine Vergrößerung des verfügbaren Einkommens durch mehr Beschäftigung und Einkommenszuwächse erhöht sich auch der für den Konsum zur Verfügung stehende Anteil. Aus dieser zusätzlichen Nachfrage an Waren und Dienstleistungen resultiert eine erhöhte Wertschöpfung, die einher geht mit zusätzlicher Beschäftigung und somit zu zusätzlichem Einkommen in den betreffenden Wirtschaftszweigen.

Diese konsuminduzierten Effekte können durch eine Multiplikatoranalyse modelliert werden. Es entsteht ein fortwährender, kaskadierender multiplikativer Prozess, der sich aufgrund von sog. Sickerverlusten wie Steuern, Sozialabgaben, Ersparnissen und Inflation sowie durch Außenhandelsverflechtungen kontinuierlich abnimmt.

Die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern führt auf verschiedenen Wegen zu konsuminduzierten Effekten. Positive konsuminduzierte Effekte gehen insbesondere von der Erhöhung des verfügbaren Einkommens durch Energieeinsparungen der Haushalte aus. Des Weiteren ist erhöhter Konsum infolge der direkten und indirekten Effekte durch die flächendeckende Installation intelligenter Messsysteme und Zähler selbst und damit in Verbindung stehender neuartiger Produkte (z. B. „Smart Home“) sowie des Ausbaus des „Smart Grid“ zu erwarten. Negative konsuminduzierte Effekte gehen demgegenüber von negativen Beschäftigungseffekten aus, die beispielsweise durch den geringeren Personalbedarf zur Zählerablesung und Kundenbetreuung verursacht werden. Im Saldo überwiegen die positiven konsuminduzierten Effekte.

## Fazit volkswirtschaftliche Makroeffekte

---

Die (flächendeckende) Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler in Deutschland hat wie beschrieben vielfältige volkswirtschaftliche Makroeffekte, die sich teilweise verstärken, überlagern und gegenseitig beeinflussen.

Bereits im Hinblick auf die direkten - und damit primär im Rahmen der KNA zu betrachtenden - Effekte für die unmittelbar betroffenen Akteursgruppen (i.e.L. Endverbraucher, Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Energielieferant) bestehen erhebliche Unsicherheiten über die Wirkungs- und Kausalzusammenhänge, die mit der Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler verknüpft sind. Diese Unsicherheiten werden durch die Berücksichtigung von volkswirtschaftlichen Effekten noch verstärkt und bergen so die Gefahr in sich, nicht belastbare Einzelzusammenhänge deutlich zu überschätzen und damit zu nicht sachgerechten Schlussfolgerungen zu gelangen.<sup>373</sup>

Die Aufstellung einer durchgehend stringenten und vor allem belastbaren, d.h. empirisch belegbaren Ursachen-Wirkungskette im Bereich der volkswirtschaftlichen Effekte ist nicht möglich. Volkswirtschaftliche Wirkungs- und Kausalzusammenhänge im Zusammenhang mit dem Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler sind zurzeit rein theoretischer Natur, d.h. empirisch nicht belegbar, da die vorhandenen Erkenntnisse aus anderen Ländern auf Deutschland nicht übertragbar sind.<sup>374</sup>

Zudem bereitet die Quantifizierung volkswirtschaftlicher Effekte erhebliche Schwierigkeiten. Dies betrifft insbesondere die katalytischen Effekte, wie die positiven Effekte eines Rollouts intelligenter Messsysteme auf die Innovationsfähigkeit und technologische Entwicklung im Bereich Smart Home und Smart Grids. Ein positiver Zusammenhang ist sicher gegeben - obwohl auch dieser teilweise verneint wird und die Entwicklung des Smart Grids und seiner Technologien als losgelöst von der Einführung intelligenter Messsysteme gesehen wird - eine seriöse Quantifizierung des Effekts jedoch praktisch unmöglich. Daher werden in der weiteren Kosten-Nutzen-Betrachtung nur die wesentlichen direkten volkswirtschaftlichen Effekte, wie Umwelteffekte quantifiziert.

## 5.3 Zusammenfassung Wirkungsanalyse

Die folgende Tabelle 31 fasst die in diesem Kapitel analysierten Wirkungen nach Funktionsgruppen zusammen. Diese Funktionen werden im Folgenden monetarisiert und später nach Marktrollen differenziert in der Kosten-Nutzen-Analyse betrachtet.

---

<sup>373</sup> Dies ist in vielen Betrachtungen zum Stromeinsparpotenzial der Fall, indem die daraus resultierenden möglichen, aber höchst unsicheren positiven Einkommenseffekte beim Letztverbraucher berücksichtigt werden, jedoch nicht die negativen Effekte bei den Energielieferanten und Stromerzeugern und deren Beschäftigte.

<sup>374</sup> S. dazu ausführlich Kapitel 4.1.

**Tabelle 31: Zusammenfassung der Wirkungsanalyse**

Funktionsgruppe	Funktion	Beispielhafte Wirkungen und Konsequenzen	Anwendungsfall BSI Schutzprofil (Beispiele)
Informationsbereitstellung	Monitoring	Verbesserung der Netzüberwachung	Übertragung von Daten an externe Marktteilnehmer
	Monitoring	Übermittlung von Preisinformationen als Anreiz für Energieeinsparung und Spitzenlastverlagerung	Bereitstellung von Daten für den Letztverbraucher
	Datendienste	Verbesserte Prognose des Energieverbrauchs und der Einspeisung	Übertragung von Daten an externe Marktteilnehmer
	Lastmanagement	Verbesserung Lastprognose	Abruf der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage
	Tarife	Übermittlung von Preisinformationen, Anreize für Lastverlagerung oder Energieeinsparung	Bereitstellung von Daten für den Letztverbraucher
Zustandsüberwachung	Netzmanagement*	Verbesserter Netzbetrieb, Erhöhung Versorgungssicherheit	Turnusmäßige Netzzustandsdatenauslieferung
	Administration	Verbessertes Zählermanagement	Administration und Konfiguration, Alarmierung und Benachrichtigung des SMGW Administrators
Fernauslesen	Ablesung	Verbesserung Turnus der Ablesung	Turnusmäßige Auslieferung von tarifierten Messwerten
	Ablesung	Verbesserung Sonderabrechnung (z.B. Lieferantenwechsel)	Abruf/Empfang von Messwerten, Spontane Messwertauslesung
(Fern-)Steuerung	Einspeisemanagement (Abregelung Erzeugungsanlage)*	Abregelung von EE- oder KWK-Anlagen	Kommunikation externer Marktteilnehmer mit CLS
	Lastmanagement*	Abschalten von Erzeugungseinrichtungen oder Energieverbraucher	Kommunikation externer Marktteilnehmer mit CLS
	Lastmanagement*	Drosselung der Leistungsabnahmen	Zeit-, last- oder ereignisvariable Tarife
	Zu- und Abschaltung von Kunden	Sperrung/Entsperrung von Kunden	
Kommunikation	Mehrwertdienste*	Nutzung des Gateways als Kommunikationskanal für Mehrwertdienste wie z.B. Sicherheitsservices	Kommunikation externer Marktteilnehmer mit CLS

\* Funktionen mit erhöhten Anforderungen an die TK-Infrastruktur

Die Vielzahl an möglichen Wirkungen haben sehr unterschiedliche tatsächliche gesamtwirtschaftliche Effekte. Wesentliche Wirkungen gehen aus von:

- ▶ Der Netzdienlichkeit und
- ▶ den Möglichkeiten zur Stromeinsparung und Lastverlagerung (Energieeffizienz).

Die Netzdienlichkeit von intelligenten Messsystemen wird von den Funktionen des Netzmanagements, des Lastmanagements, des Einspeisemanagements sowie der Netzaspekte innerhalb der Monitoringfunktion bestimmt. Funktionen mit zeitkritischen Anwendungsfällen stellen erhöhte Anforderungen an die TK-Infrastruktur.

## 6. Monetarisierung der Kosten und Nutzen

Im folgenden Kapitel werden die mit der Einführung von intelligenten Zählern und Messsystemen verbundenen Kosten und Nutzen monetarisiert. Dies stellt die Zahlengrundlage für die nachfolgenden Kosten-Nutzen-Bewertungen der verschiedenen Szenarien dar.

Die Kostenunterscheidung richtet sich nach den EU-Empfehlungen.<sup>375</sup> Danach werden einmalige Investitionen (CAPEX), laufend anfallende Betriebskosten (OPEX) sowie sonstigen Kosten unterschieden. Letztere umfassen beispielsweise gesamtwirtschaftliche Nutzeffekte wie eine Veränderung in den CO<sub>2</sub>-Emissionen.<sup>376</sup> Die explizit betrachteten Nutzen orientieren sich an der Anlage 5 der EU-Empfehlungen. Da der Nutzeffekt i.d.R. über eine Kosteneinsparung zustande kommt, überschneiden sich zwangsläufig die Positionen in der Kosten- und der Nutzenbetrachtung. Daher werden nur die wesentlichen Nutzeffekte (Stromeinsparung, Vermeidung von Investitionen und Prozessverbesserungen) im Kapitel 6.3 ausführlicher betrachtet.

Die Quantifizierung der Daten erfolgt auf der Basis der Ergebnisse von Pilotstudien, bereits durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen, internationalen Erfahrungen, Erfahrungen aus der Industrie sowie mehreren Expertenbefragungen, die im Laufe der Studiererstellung gemeinsam mit dem Auftraggeber durchgeführt wurden.<sup>377</sup>

Aus der hieraus entstandenen Bandbreite für jeden Kosten-/Nutzenfaktor wurde ein belastbarer Wert abgeleitet, der als Grundlage der Berechnungen dient. Im Folgenden werden die zentralen Annahmen erläutert, die zur Bestimmung eines Wertes dienen. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wird zusätzlich noch untersucht werden, wie sich das Ergebnis der Berechnungen verändert, wenn die einzelnen Werte innerhalb der möglichen Bandbreiten angepasst werden.

### 6.1 CAPEX

Der Begriff CAPEX steht für „Capital Expenditure“ und umfasst die einmalig oder wiederkehrend anfallenden Investitionen. Die im Zusammenhang mit der Einführung von intelligenten Zählern und Messsystemen anfallenden Investitionen werden im Folgenden dargestellt.

#### 6.1.1 Investitionen Messeinrichtung und Gateway

Eine wesentliche Ausgabe für intelligente Zähler und Messsysteme betreffen die Gerätekosten der Messeinrichtung sowie des Gateways. Neben den Gerätekosten sind dabei auch die Einbaukosten zu berücksichtigen, die als Teil der Anschaffungskosten aktiviert und über die Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Die Einbaukosten beinhalten sowohl die Personalkosten des Monteurs als auch die Anfahrtkosten. Nicht eingeschlossen werden an dieser Stelle Kommunikationsmodule, die unter den Kommunikationstechnologien subsumiert werden.

Als weitere Kostenpositionen der Investitionen für Messeinrichtung und Gateway werden die Kosten des Sicherheitsmoduls und der vom BSI vorgegebener Zertifizierungen erläutert. Zusätzlich benötigte Adapterkosten oder weitere Verkabelungen werden ebenfalls in dieser Position berücksichtigt.

#### Spannbreite der vorhandenen Daten und verwendete Werte

Die Spannbreite der Angaben zu den Investitionen für Zähler und Gateway ist sehr groß. So schwankten die Angaben von Unternehmen zu den Gesamtkosten eines BSI-Schutzprofil konformen intelligenten Messsystems zwischen 75 und 580 Euro.<sup>378</sup> Ausschlaggebend für die Kostenangaben sind die Annahmen der Unternehmen über:

---

<sup>375</sup> Vgl. EU-Empfehlung, 2012, Anlage 4.

<sup>376</sup> Die sonstigen Kosten umfassen aus der EU-Empfehlung die Positionen: Zuverlässigkeit, Umwelt, Energieversorgungssicherheit und Sonstige.

<sup>377</sup> Vgl. Anlage II dieses Gutachtens.

<sup>378</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

- ▶ Jahr der Betrachtung (heute oder zukünftige Kosten),
- ▶ Zählerart,
- ▶ Eingeschlossenen Systemkomponenten (mit/ohne Kommunikationsmodule, mit/ohne Eichkosten und Zertifizierung, mit/ohne Sicherheitsmodul etc.),
- ▶ Art der Kosten (tatsächliche Kosten heute bei einem Pilotprojekt vs. Prognostizierte oder Plankosten bei einem verpflichtenden Rollout bis 2022),
- ▶ Rolloutquote und damit einhergehende zu produzierende Stückzahl sowie
- ▶ Annahmen zum Einbau (fragmentierter vs. flächendeckender Rollout, Einbau bei Turnuswechsel oder separater Wechsel mit Extraanfahrt, Kompletteinbau durch einen Techniker inkl. Herstellung der Kommunikationsverbindungen oder separate Herstellung der Kommunikationsverbindungen).

Für die gesamtwirtschaftliche Betrachtung sind auf der Grundlage der vorhandenen divergierenden Kostenangaben zu jeder in der KNA betrachteten Größe normierte Durchschnittswerte in die Berechnungen eingeflossen.<sup>379</sup> Dabei gelten insbesondere folgende Prämissen für die Normierung:

- ▶ Die Werte geben tatsächliche Kosten wieder, die ausgehend von heutigen Werten bei einem (flächendeckenden) Rollout von den Marktteilnehmern für Marktreife und in Serie produzierte Produkte zu zahlen sind,
- ▶ die Kostenangaben beinhalten keinen Risikoaufschlag für zusätzliche Kosten wie etwa Planungsfehler, Fehleinschätzungen über die Marktentwicklung, Ineffizienzen in der Beschaffung etc. durch die Marktteilnehmer,
- ▶ Projektierungskosten<sup>380</sup> und andere Overheadkosten sind nicht in den Kostenangaben enthalten, zudem
- ▶ werden Skaleneffekte sowie ein technologischer Fortschritt über den Zeitraum berücksichtigt.

### **Berücksichtigung von Skalen- sowie Lern- und Technologieeffekte**

---

Durch Skaleneffekte verringern sich die Produktionskosten pro Stück. Skaleneffekte resultieren z.B. durch die Möglichkeit, Fixkosten auf eine größere Anzahl produzierter Einheiten verteilen zu können, wodurch die Kosten pro Stück sinken.

Lern- und Technologieeffekte verringern zusätzlich die Stückkosten durch Lerneffekte und dem allgemeinen technischen Fortschritt, der die Produktionsprozesse im Zeitablauf verbessert. Lern- und Technologieeffekte wirken sich auf die Weiterentwicklung und Verbesserung des Produktionsbetriebes aus. Hierbei werden zum einen die Mitarbeiter im Laufe der Zeit effektiver und reduzieren die Anzahl an Fehlern. Zum anderen werden hiermit Weiterentwicklungen der Technologie sowie effizienteren Prozessen, die sich im Laufe der Zeit entwickeln, mit berücksichtigt.

Bei allen Geräten (Zähler und Gateway) verringern sich die Gerätekosten um 15% bei einer Verdopplung der Bestellmengen. Als Bestellmengengrenzen werden 250.000, 500.000, 1 Mio. und 2 Mio. Geräte angenommen. Die Bestellmengengrenzen werden kumuliert auf die Gesamt-Rolloutzahlen angewendet. Damit muss jedes Unternehmen ggf. über Kooperationen eine Einkaufsbündelung vornehmen, um die entsprechenden angenommenen Einkaufspreise für die Geräte zu erzielen. Der technologische Fortschritt wurde mit 2% p.a. angesetzt.

### **CAPEX Messeinrichtung und Gateway**

---

Für den CAPEX Messeinrichtungen und Gateway ergeben sich daraus die folgenden Wert (s. Tabelle 32.).

<sup>379</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>380</sup> Werden an andere Stelle betrachtet, s. dazu 6.2.2.



**Tabelle 32: CAPEX Messeinrichtung und Gateway**

Kostenfaktor	Wert	Abschreibungsdauer <sup>381</sup>
Ferrariszähler	25 EUR	16 Jahre
Intelligenter Zähler (inkl. Adapter und Inhouse-Kommunikationsanbindung)	80 EUR	13 Jahre
BSI konformer Zähler (ohne Adapter)	55 EUR	13 Jahre
Smart Meter Gateway (inklusive Sicherheitsmodul, ohne Kommunikationsmodul)	80 EUR	13 Jahre
Smart Meter Gateway (inklusive Messeinrichtung, Sicherheitsmodul und Kommunikationsmodul)	175 EUR	13 Jahre
Einbaukosten Zähler	30 - 100 EUR <sup>382</sup>	13 Jahre
Einbaukosten Gateway	20 - 90 EUR <sup>383</sup>	13 Jahre
Einbaukosten Zähler + Gateway (in einer Anfahrt)	40 - 110 EUR <sup>384</sup>	13 Jahre

Quelle: Ernst & Young auf der Basis von Studien und Expertenbefragungen

### Durchschnittliche Anzahl Zähler je SMGW

Für die benötigte Anzahl an SMGW ist die Anzahl der Zähler entscheidend, die durchschnittlich an ein Smart Meter Gateway angeschlossen werden. Entsprechend der Systemvarianten wird von folgenden Verhältnissen ausgegangen (s. Tabelle 33).

**Tabelle 33: Anzahl Zähler je SMGW**

Systemvariante	Stadt	Land
§ 21e Abs. 5 Zähler	-	-
SV1 (intelligenter Zähler)	-	-
SV2	3	2
SV3	1	1
SV4	3	2

Quelle: Ernst & Young; Basierend auf Expertenbefragungen im Rahmen der Studie

## 6.1.2 Investitionen in IT-Systeme

Für die IT-Systeme, die für die Verarbeitung der Daten vor allem von intelligenten Messsystemen, aber auch von intelligenten Zählern benötigt werden, fallen nicht unerhebliche Investitionen an. Hierbei wird zwischen Investitionen in die Entwicklung komplett neuer Systeme sowie Investitionen in die Anpassung bestehender Systeme unterschieden.<sup>385</sup>

Darüber hinaus unterscheiden sich die IT-Systeme und der notwendige Anpassungsbedarf für kleine und große Unternehmen deutlich voneinander. Im Rahmen der KNA wird die Unterscheidung anhand der Anzahl an Zählpunkten festgemacht. Große Unternehmen verfügen über 100.000 oder mehr Zählpunkten, kleine Unternehmen über weniger als 100.000 Zählpunkten.

<sup>381</sup> lt. Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV beträgt die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer nach I.9 für Hardware 4 bis 8 Jahre und für Software 3 bis 5 Jahre und nach III.2.6 für Zähler, Messeinrichtungen, Uhren und TRF-Empfänger 20 bis 25 Jahre.

<sup>382</sup> In Abhängigkeit von Einbau in der Stadt/auf dem Land und Einfamilien- oder Mehrfamilienhäusern.

<sup>383</sup> In Abhängigkeit von Einbau in der Stadt/auf dem Land und Einfamilien- oder Mehrfamilienhäusern.

<sup>384</sup> In Abhängigkeit von Einbau in der Stadt/auf dem Land und Einfamilien- oder Mehrfamilienhäusern.

<sup>385</sup> Vgl. dazu KEMA: Smart Grid Studienergebnisse, 2012.

Für die IT-Investitionen wurden die in der Tabelle 34 angegebenen Werte angenommen.<sup>386</sup>

**Tabelle 34: IT-Investitionen**

Zähleranzahl	Kostenfaktor	Wert [TSD Euro]	Abschreibungsdauer
≥ 100.000 (z.B. regionale EVU)	Entwicklung/ Investition in neue Systeme	2.000	8 Jahre
	Anpassung bestehender Systeme	1.000	8 Jahre
< 100.000 Zähler (z.B. Stadtwerke)	Entwicklung/ Investition in neue Systeme	250	8 Jahre
	Anpassung bestehender Systeme	100	8 Jahre

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

### 6.1.3 Investitionen in Kommunikationstechnologien

Neben Zähler und Gateway benötigen intelligente Messsysteme eine oder mehrere Kommunikationsverbindungen. Dazu wird zunächst für jede Kommunikationstechnologie ein spezifisches Kommunikationsmodul in Verbindung mit dem Gateway benötigt. Bei PLC/BPL werden zusätzliche Datenkonzentratoren und bei drahtloser Kommunikation gegebenenfalls eine zusätzliche Außenantenne bzw. eine Antenne am Zählerschrank, jeweils inklusive entsprechender Verkabelung, benötigt.

Die Angaben bzgl. der Kosten für Kommunikationsmodule weisen ebenfalls eine erhebliche Spannweite auf. Für ein PLC-Kommunikationsmodul bewegen sich die Werte zwischen 5 und 70 Euro, für ein GPRS-Modul zwischen 25 und 70 Euro. Auch an dieser Stelle wurden mittlere Werte genommen, die unter den in 6.1.1 dargestellten Prämissen hergeleitet wurden.

**Tabelle 35: Gerätekosten Kommunikation**

Technologie	Kostenfaktor	Wert <sup>387</sup>	Abschreibungsdauer
Drahtgebunden	Kommunikationsmodul DSL	20 EUR	13 Jahre
	Kommunikationsmodul PLC	20 EUR	13 Jahre
Drahtlos	Kommunikationsmodul Glasfaser/Koaxial	50 EUR	13 Jahre
	Kommunikationsmodul GPRS	40 EUR	13 Jahre
	Kommunikationsmodul Sonstige	80 EUR	13 Jahre

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

Für die Einbaukosten werden die folgenden Annahmen getroffen (s. Tabelle 36). Dabei wird davon ausgegangen, dass keine extra Fahrkosten anfallen, sondern der Einbau des Kommunikationsmoduls parallel mit dem Einbau der Zähler und der Gateways erfolgt.

<sup>386</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

<sup>387</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

**Tabelle 36: Einbaukosten Kommunikation**

Technologie	Kostenfaktor	Wert <sup>388</sup>
Drahtgebunden	Kommunikationsmodul DSL	5 - 20 EUR
	Kommunikationsmodul PLC	3 - 15 EUR
	Kommunikationsmodul Glasfaser/Koaxial	5 - 20 EUR
Drahtlos	Kommunikationsmodul GPRS	3 - 10 EUR
	Kommunikationsmodul Sonstige	15 - 30 EUR

Quelle: Ernst & Young; Einschätzung auf Basis der dieser Studie zu Grunde liegenden Pilotstudien

### TK-Infrastruktur

Zudem fallen ggf. zusätzliche Kosten für die TK-Infrastruktur an. Dies trifft insbesondere auf Glasfaser/Kabel und CDMA zu. In beiden Fällen ist die TK-Infrastruktur größtenteils erst noch aufzubauen. Es wird von zusätzlichen Kosten für die Infrastruktur in Höhe von 2,- Euro p.a. und Zähler ausgegangen.

Zudem benötigen PLC/BPL Datenkonzentratoren, über die die Daten von bis zu 200 Zählern bei einem flächendeckenden Rollout gesammelt und dann in das Weiterverkehrsnetz übertragen werden. Hier werden Kosten von 900,- Euro pro Datenkonzentrator angesetzt.<sup>389</sup> Bei einem fragmentierten Rollout, bei dem nicht alle Zählpunkte mit einem intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, verringert sich die Anzahl der Zähler auf durchschnittlich 20 pro Datenkonzentrator.

**Tabelle 37: Weitere Kommunikationskosten**

Technologie	Kostenfaktor	Wert	Abschreibungsdauer
Datenkonzentrator	PLC Datenkonzentrator	900 EUR	8 Jahre
WAN-Infrastruktur	DSL	-	-
	PLC	-	-
	Glasfaser/Koaxial	2 EUR	-
	GPRS	-	-
	Sonstige	2 EUR	-
Zusatzgeräte	DSL	5 EUR	8 Jahre
	PLC	5 EUR	8 Jahre
	Glasfaser/Koaxial	50 EUR	8 Jahre
	GPRS	26 EUR	8 Jahre
	Sonstige	-	-

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

### Durchschnittliche Anzahl Zähler je Kommunikationsmodul

Für die benötigte Anzahl an Kommunikationsmodulen ist die Anzahl der Messeinrichtungen entscheidend, die im Durchschnitt an ein Kommunikationsmodul angeschlossen wird. Entsprechend der Systemvarianten wird von folgenden Verhältnissen ausgegangen (s. Tabelle 38). Messeinrichtungen, die unter dem § 21e Abs. 5 EnWG eingebaut werden, verfügen über eine kommunikative Verbindung, die - wegen der Übergangsfrist in § 21e Absatz 5 EnWG - allerdings noch nicht BSI-Schutzprofil konform sein muss. Dennoch sind auch hier die benötigten Kommunikationsmodule zu berücksichtigen.

<sup>388</sup> In Abhängigkeit von Einbau in der Stadt/auf dem Land und Einfamilien- oder Mehrfamilienhäusern.

<sup>389</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

**Tabelle 38: Anzahl Zähler je Kommunikationsmodul**

Systemvariante	Stadt	Land
§ 21e Abs. 5 Zähler	3	2
SV1 (intelligenter Zähler)	-	-
SV2	3	2
SV3	1	1
SV4	3	2

Quelle: Ernst & Young: Basierend auf Expertenbefragungen im Rahmen der Studie

#### 6.1.4 Investitionen in haushaltsinterne Anzeigen

Für die Erzielung von Verhaltensänderungen ist es entscheidend, dass der Endkunde in seiner Wohnung Zugang zu den Verbrauchsinformationen hat. Ansonsten ist eine Verhaltensänderung eher unwahrscheinlich, die angestrebten Nutzeneffekte können nicht realisiert werden. Ein intelligenter Zähler und ein intelligentes Messsystem sind daher zusätzlich durch weitere Hardware beim Endkunden, einer haushaltsinternen Anzeige, zu ergänzen, im Wesentlichen zur Bereitstellung von Verbrauchsinformationen. Hierfür stehen als Anzeigeeinheiten zur Verfügung:

- ▶ In-House Displays, die über ein optisches Lesegerät an der Messeinrichtung mit dem intelligenten Zähler, oder über die HAN Schnittstelle mit dem Smart Meter Gateway bei einem intelligenten Messsystem verbunden sind,
- ▶ Der PC des Endkunden, der bei einem intelligenten Messsystem über eine LAN/WLAN-Router mit der Messeinrichtung bzw. dem SMGW verbunden wird, und
- ▶ Smartphones/Tablets.

Bei einem intelligenten Zähler darf die Kommunikationsverbindung nur unidirektional ausgelegt sein, so dass die Messeinrichtung nicht für den späteren Einsatz in einem intelligenten Messsystem kompromittiert werden kann.

**Tabelle 39: Kosten haushaltsinterner Anzeigen**

Kostenfaktor	Wert	Abschreibungsdauer
Gerätekosten Inhouse Display	40 EUR	13 Jahre
Einbaukosten Inhouse Display <sup>390</sup>	15 - 25 EUR	n.a.

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

Bei allen Berechnungen wird davon ausgegangen, dass 50% der Letztverbraucher mit einer separaten haushaltsinternen Anzeigeeinheit ausgestattet sind. Alle übrigen Letztverbraucher haben Zugang über ihren PC oder ein Smartphone zu den Verbrauchsinformationen.

<sup>390</sup> In Abhängigkeit von Einbau in der Stadt/auf dem Land und Einfamilien- oder Mehrfamilienhäusern.

### 6.1.5 Erzeugung

Als Ausgangsbasis für die Bewertung der Erzeugungsseite wird das Leitszenario des Szenariorahmens (Szenario B) für den Netzentwicklungsplan (NEP) zugrunde gelegt. Tabelle 40 zeigt die daraus resultierende Kraftwerks- und Erzeugungsstruktur für den Betrachtungszeitraum.

**Tabelle 40: Annahmen zur Stromerzeugung**

	Installierte Nettleistung [GW]			Bruttostromerzeugung ohne Austausch- saldo Ausland [TWh]		
	2010	2022	2032	2011 <sup>391</sup>	2022 <sup>392</sup>	2032 <sup>393</sup>
Kernenergie	20,3	0	0	108,0	0	0
Braunkohle	20,3	18,6	13,9	150,1	140,0	74,0
Steinkohle	25,0	25,1	21,2	112,4	53,0	30,0
Erdgas	24,0	31,3	40,1	82,4	80,0	100,0
Pumpspeicher- kraftwerke	6,3	9,0	9,0	25,6	25,0	25,0
Sonstige	6,0	5,2	3,2	6,8	5,0	5,0
Summe konventio- neller Kraftwerke	101,9	89,2	87,4	485,3	303,0	230,0
Erneuerbare Ener- gien	56,3	129,8	174,7	123,5	291,0	260,0
Summe	158,2	219,0	262,1	608,8	594,0	594,0

Quelle: Ernst & Young auf Basis BDEW und NEP

### Investitionen

Eine Reduzierung der Spitzenlast durch die Nutzung von Intelligenten Messsystemen und Zählern wirkt sich in erster Linie auf den Zubau von Spitzenlastkraftwerken aus. Daher wird im Rahmen dieser KNA lediglich der Zubau neuer Gaskraftwerke betrachtet, der durch Stromeinsparungen und ein verbessertes Lastmanagement verzögert oder gänzlich vermieden werden kann.

Entsprechend des NEP sind bis 2022 insgesamt 7,3 GW und von 2022 bis 2032 weitere 8,8 GW an neuen Erdgas Kraftwerkskapazitäten anzusetzen. Dabei wird von einem 50/50-Mix von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen-Kraftwerken ausgegangen. Über den Betrachtungszeitraum wird von konstanten Investitionen in Höhe von 600.000 Euro/MW pro Jahr zu installierender Kraftwerksleistung ausgegangen.<sup>394</sup>

### 6.1.6 Übertragung

Der Investitionsbedarf in die Übertragungsnetze beträgt im Leitszenario des NEP 20 Mrd. Euro bis 2022 und weitere 7 Mrd. Euro von 2002 bis 2032.<sup>395</sup> Diese Werte werden im Rahmen der Analysen linear auf die jeweiligen Zeiträume verteilt.

### 6.1.7 Verteilung

Der Investitionsbedarf in die Verteilnetze nach Spannungsstufen aus der Dena Verteilnetzstudie fasst die Tabelle 41 zusammen. Diese Investitionswerte werden bei den Berechnungen der Effekte, die durch ver-

<sup>391</sup> Eigene Berechnungen aus: AG Energiebilanzen und BDEW.

<sup>392</sup> Eigene Berechnungen auf der Basis des Leitszenarios im NEP.

<sup>393</sup> Eigene Berechnungen auf der Basis des Leitszenarios im NEP.

<sup>394</sup> Vgl. AEE: Studienvergleich, 2012.

<sup>395</sup> ÜNB: Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2012, S. 130ff.

besserte Netzplanungen, Lastmanagement oder der Abregelung von EEG-Anlagen erzielt werden, zugrunde gelegt.

**Tabelle 41: Investitionsbedarf in die Verteilnetze lt. Dena Verteilnetzstudie in Mrd. Euro**

Zeitraum		2010- 2015	2010 - 2020	2010 - 2030
Spannungsebene				
Niederspannung	Stadt	0,4	0,4	0,5
	Land	2,2	2,6	3,1
	<b>Gesamt</b>	<b>2,6</b>	<b>3,0</b>	<b>3,6</b>
Mittelspannung	Stadt	0,5	0,5	0,8
	Land	2,7	4,7	7,0
	<b>Gesamt</b>	<b>3,2</b>	<b>5,2</b>	<b>7,8</b>
Hochspannung	Stadt	0,7	1,3	2,2
	Land	4,9	8,9	13,9
	<b>Gesamt</b>	<b>5,6</b>	<b>10,2</b>	<b>16,1</b>
Summe aller spannungsstufen	<b>Gesamt</b>	<b>11,4</b>	<b>18,4</b>	<b>27,5</b>

Quelle: Dena Verteilnetzstudie 2012

### 6.1.8 Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler

Konventionelle Zähler müssen nach Ablauf der Nutzungsdauer ausgetauscht werden (Annahme nach 16 Jahren). Falls intelligente Zähler oder Messsysteme eingebaut werden und konventionelle Zähler entsprechend ihrem Lebenszyklus ausgetauscht werden, entfallen damit die ansonsten verbundenen Investitionen und Austauschkosten. Diese vermiedenen Investitionen sind in der KNA zu berücksichtigen.

Die Berücksichtigung dieser Kosten erfolgt im Rahmen der Nettobetrachtung. Durch den Vergleich eines Szenarios mit Einbau intelligenter Zähler/Messsysteme (aktuelles Szenario) mit dem Nullszenario (nur Einbau konventioneller Zähler) werden die Kosten des Einbaus und die Gerätekosten intelligenter Zähler/Messsysteme den Kosten des normalen Verlaufs eines Einbaus konventioneller Zähler gegenübergestellt. Die Investitionen für konventionelle Zähler, die im aktuellen Szenario nicht eingebaut werden und durch intelligente Zähler oder Messsysteme ersetzt werden, fallen im Vergleich entsprechend weg. Die Differenz beider Szenarien berücksichtigt somit die vermiedenen Investitionen in konventionelle Zähler.

**Tabelle 42: Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler**

Berechnungsfaktor	Wert
Investitionen pro konventionellen Zähler	25 EUR/Stück
Nutzungsdauer konventioneller Zähler	16 Jahre
Einbaukosten inkl. Fahrtkosten <sup>396</sup>	50 - 80 EUR/Stück

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

## 6.2 OPEX

OPEX steht für „Operating Expenses“ und bezieht sich auf die jährlich anfallenden Betriebskosten. Dies sind in diesem Zusammenhang insbesondere die laufenden Betriebskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung. Diese werden im folgenden Kapitel detailliert vorgestellt.

<sup>396</sup> In Abhängigkeit vom Einbau in einem 1-/2-Familienhaus Stadt/Land oder Mehrfamilienhaus Stadt/Land.

## 6.2.1 IT-Wartungs- und Betriebskosten

In der KNA sind sämtliche Kosten zu berücksichtigen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb und der Wartung der für einen Betrieb intelligenter Messsysteme und Zähler notwendigen IT-Systeme anfallen. Hierunter zählen Stromkosten, Personalkosten für den Betrieb der Systeme, Wartung der Applikationen, Reinigung, Pflege und laufende Instandhaltung von Hardware und Software.

In der Regel werden diese Kosten als Pauschale in Prozentsätzen der insgesamt angefallenen Investitionen bzw. Rolloutkosten für die IT-Systeme angegeben. Dazu wurden die Erfahrungen aus Pilotstudien und internationalen Projekten mit Angaben von Herstellern und Anbieter abgeglichen. Hieraus ergab sich ein durchschnittlicher Prozentsatz von 15% der IT-Investitionen als jährliche Ausgaben für Wartung und Betrieb.<sup>397</sup>

**Tabelle 43: IT-Wartungs- und Betriebskosten**

Kostenfaktor	Wert
Ausgaben für Wartung und Betrieb der IT in Abhängigkeit von den IT-Investitionen	15% der IT-Investitionen
Variable IT-Wartungs- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Zähler	0,5 Euro p.a. und Zähler

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Industrie, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

Neben den Pauschalkosten auf die Investitionen ergeben sich weitere, variable IT-Wartungs- und Betriebskosten, deren Höhe von der Anzahl der installierten Zähler abhängt. Zusätzliche, variable Kosten für die Wartung und den Betrieb des nachgelagerten IT-System werden im Rahmen dieser Studie mit 0,5 Euro je Zähler angesetzt.<sup>398</sup>

## 6.2.2 Kosten für das Netzmanagement und Anfangskosten

Die geplanten Gesamtaufwendungen für Netzmanagement und -betrieb beliefen sich lt. Monitoringbericht der BNetzA in 2012 auf 216 Mio. Euro für den Übertragungsnetzbereich und 3.255 Mio. Euro für den Verteilnetzbereich.<sup>399</sup> Aus diesen Gesamtaufwendungen ist der Aufwand für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sowie der Aufwand für die Netzplanung zu eliminieren, da diese jeweils in anderen Positionen betrachtet werden. Um einen belastbaren Wert für die Kosten des Netzmanagements zu erhalten, der nicht durch einmalige Effekte beeinflusst wird, wird zudem der Durchschnittswert der tatsächlich getätigten Aufwendungen in den Jahren 2007 bis 2011 betrachtet. Die Ableitung der Kosten des Netzmanagements ist in Tabelle 44 wiedergegeben. Danach werden für den Übertragungsnetzbereich 236 Mio. Euro und für den Verteilnetzbereich 1.960 Mio. Euro p.a. veranschlagt.

<sup>397</sup> Vgl. dazu z.B. LBD: Der Weg zu einer zukunftsfähigen IT-Unterstützung im Messwesen, 2011, S. 42.

<sup>398</sup> Vgl. dazu z.B. CER: Gas Smart Metering Cost-Benefit Analysis, 2011, S. 42.

<sup>399</sup> BNetzA: Monitoringbericht 2012, S. 51f.

**Tabelle 44: Gesamtaufwendungen im Netzbereich**

	Übertragungsnetzbereich in [Mio. Euro]	Verteilnetzbereich [Mio. Euro]
Durchschnittliche jährliche Gesamtaufwendungen in den Jahren 2007 bis 2011 <sup>1</sup>	257	3.172
Kosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung <sup>2</sup>	8	1.053
Kosten der Netzplanung <sup>3</sup>	13	159
Kosten des Netzmanagements-und -betriebs	236	1.960

Quelle: Ernst & Young Berechnungen auf Basis BNetzA

<sup>1</sup> Quelle: Monitoringberichte der BNetzA

<sup>2</sup> Quelle: Daten der BNetzA

<sup>3</sup> Annahme: 5% der jährlichen Gesamtaufwendungen

### Projektierungskosten (Anfangskosten)

Die Einführung von intelligenten Zählern und Messsystemen ist mit nicht unerheblichen, häufig firmenübergreifenden Projektierungskosten verbunden. Hierunter werden sämtliche Kosten subsumiert, die zu Anfang eines Rollouts z.B. für das Projektmanagement anfallen. Die Projektierungskosten (Anfangskosten) werden im Rahmen dieser Studie in Anlehnung an nationale sowie internationale Erfahrungen als Prozentsatz auf die gesamten, erforderlichen Investitionen berücksichtigt.<sup>400</sup> Da der Aufwand für den Rollout zu Beginn eines Projektes größer ist als am Ende, wenn der Rollout abgeschlossen wurde und der Normalbetrieb erreicht wurde, wird von einem Rückgang der Projektierungskosten im Zeitablauf ausgegangen (3% in 2011 und 0% in 2032).

### 6.2.3 Kommunikations-/Datenübertragungskosten

Für die Übertragung der Daten im WAN ergeben sich abhängig von der gewählten Kommunikationstechnologie unterschiedliche hohe Betriebskosten. Hierfür wird in der Regel ein Fixbetrag pro Kommunikationsanschluss bzw. intelligentem Messsystem und Jahr angeboten. Da über eine Kommunikationsverbindung je nach Systemvariante mehrere Messeinrichtungen angeschlossen werden können, werden die Kosten je Kommunikationsverbindung/-modul berechnet.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgezeigten Kosten entsprechen nur den Aufwänden für die standardmäßige Nutzung des intelligenten Messsystems zur Ablesung, Abrechnung und Administration. Weitere Mehrwertdienste verursachen u.U. zusätzliche Kosten, die nicht weiter betrachtet wurden.

**Tabelle 45: Kommunikationskosten<sup>401</sup>**

Technologie	Kostenfaktor	Wert [Euro/Kommunikationsverbindung und Jahr]
Drahtgebunden	Übertragungskosten DSL	144
	Übertragungskosten PLC Schmalband und Breiband <sup>1</sup>	10
	Übertragungskosten Glasfaser/Koaxial	144
Drahtlos	Übertragungskosten GPRS	25
	Übertragungskosten Sonstige	20

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

<sup>1</sup> Kosten schließen die Kommunikationskosten im Weitverkehrsnetz mit ein.

<sup>400</sup> Vgl. dazu z.B. LBD: Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb, 2009, S. 25.

<sup>401</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.



Weitere betriebliche Kommunikationskosten entstehen für die Inbetriebnahme und den Betrieb der HAN/LMN Technologie bei der Datenkommunikation innerhalb des Gebäudes. Die darauf entfallenden Kosten werden pauschal mit 3,50 Euro pro intelligentem Messsystem und Zähler und Jahr berücksichtigt.

#### 6.2.4 Kosten für das Management von Szenarios

Für die von der EU in ihren Empfehlungen aufgeführte Position „Kosten für das Management von Szenarios“ wird keine separate Kostenposition in der KNA aufgenommen. Die hier angeführten Kosten finden sich in den Gesamtaufwendungen für das Netzmanagement und dort im Bereich der Netzplanungskosten wieder.

#### 6.2.5 Ersatz/Ausfall intelligenter Messsysteme und Zähler

Intelligente Zähler und Messsysteme sind störanfälliger als herkömmliche, konventionelle Messeinrichtungen. Aufgrund des Ausfalls einzelner Komponenten verlieren sie ihre Funktionalitäten und müssen außerplanmäßig ausgetauscht werden. Die hierfür auftretenden Kosten werden als Prozentsatz auf alle Einbau- und Gerätekosten von intelligenten Messsystemen und Zähler in der KNA berücksichtigt.

**Tabelle 46: Ausfallquote und Austauschkosten intelligenter Messsysteme und Zähler**

Kostenfaktor	Wert
Austauschkosten für fehlerhafte Messsysteme (auf alle Einbau- und Gerätekosten)	10%
Ausfallquote Messsystem	2% p.a.

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Industrie, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

#### 6.2.6 Rückgang der Erlöse

Der Einsatz intelligenter Messsysteme und Zähler verringert den Stromverbrauch, zusätzlich verlagern Kunden aufgrund von Tarifieren die Nutzung ihrer Elektrogeräte von Peak zu Off-Peak Zeiten. Die Folge ist eine Stromkosteneinsparung beim Endkunden, gleichzeitig verringern sich die Erlöse der einzelnen Wertschöpfungsstufen in der Energielieferkette.

Da jede Wertschöpfungsstufe bei einem Rückgang der Erlöse jedoch auch Vorkosten einspart, sind nur die jeweiligen Margen auf jeder Wertschöpfungsstufe zu berücksichtigen. So hat der Energielieferant zwar einen Rückgang der Erlöse, der in seiner Höhe den Stromkosteneinsparungen der Endkunden entspricht, verzeichnet selber aber auch Einsparungen in der Energiebeschaffung und den abzuführenden Netzentgelten, Steuern und Abgaben.

Bei einer gesamtwirtschaftlichen, Betrachtung wie sie im Rahmen der KNA erfolgt, ist daher nur der Rückgang in der Wertschöpfung jeder Wertschöpfungsstufe zu betrachten, wenn der Rückgang der Erlöse quantifiziert werden soll.

Hinsichtlich der Behandlung der eigenen Kosten (insbesondere Personalkosten) ist zu beachten, dass diese i.d.R. sprungfix sind und/oder eine hohe Kostenremanenz aufweisen. So muss der Energielieferant zunächst seine kompletten Personalkosten weiterbezahlen, auch wenn seine Stromerlöse zurückgehen. Erst bei einem langfristig dauerhaften Rückgang der Erlöse können auch die Personalkosten zumindest teilweise reduziert werden.

Ohne Berücksichtigung dieser Kostenremanenzen und sprungfixen Kosten wäre die Gewinnmarge die geeignete Größe für eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Betrachtung. Unter Beachtung dieser Effekte ist von einer um Kostenremanenzen und sprungfixe Kosten korrigierte Gewinnmarge auszugehen (vgl. dazu auch Kapitel 4.3.2).

### 6.2.7 Erzeugung

Die laufenden Betriebskosten des Erzeugungsbereichs wurden im Rahmen der KNA nicht näher betrachtet. Auch wenn es vereinzelte Hinweise auf einen möglichen Effekt von intelligenten Messsystemen auf den Erzeugungsbereich gibt, wie der Verbesserung von Lastprognosen für die Krafwerkseinsatzplanung, so sind diese Effekte im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung a.) sehr gering und b.) empirisch nicht belegt.

Da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben, werden sie nicht weiter betrachtet.

### 6.2.8 Übertragung

Die laufenden Betriebskosten des Erzeugungsbereichs wurden im Rahmen der KNA nicht näher betrachtet. Auch wenn es vereinzelte Hinweise auf einen möglichen Effekt von intelligenten Messsystemen auf den Übertragungsnetzbereich gibt, wie der Verbesserung der Netzplanungen aufgrund von detaillierten Informationen zur Netzbe- und -auslastung in nachgelagerten Netzen, so sind diese Effekte im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung a.) wahrscheinlich eher gering und b.) empirisch nicht belegt.

Da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben, werden auch sie nicht weiter betrachtet.

### 6.2.9 Verteilung

Die Betriebskosten des Netzbetriebs in der Verteilung und deren Quantifizierung sind bereits im Rahmen des Netzmanagements (s. dazu Kapitel 6.2.2) erläutert worden.

### 6.2.10 Ablesung

Gegenüber der manuellen Zählerauslesung eröffnen intelligente Messsysteme für den Messstellenbetreiber einen vollautomatisierten Ableseprozess, der durch die zentral gesteuerte Fernablesung insbesondere zur Verringerung der eigenen Personalkosten führt. Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen lassen sich die betrieblichen Kosten pro Ablesung bei durchschnittlich 1,0 - 1,2 Ablesungen pro Zählpunkt und Jahr von ursprünglich 3 Euro auf 0,05 Euro pro Ablesung reduzieren.

Aufgrund zunehmenden Wettbewerbs, der damit verknüpften höheren Wechselquoten, sowie einer steigenden Mobilität der Bevölkerung wird die Anzahl der Ablesungen in den kommenden Jahren ansteigen und in 2032 über alle Kundengruppen bei 1,4 Ablesungen pro Zähler und Jahr liegen.

Im Hinblick auf die Fehlerquote wird von einer Verringerung der Fehlerquote von 3% bei konventionellen Zählern auf 0,5% bei intelligenten Zählern und Messsystemen ausgegangen.

**Tabelle 47: Ablesekosten**

	Berechnungsfaktor	Wert
Ferrariszähler	Preis pro Ablesung	3 EUR
	Anzahl Ablesungen pro Zähler p.a. <sup>402</sup>	1,0 - 1,2
	Fehlerquote	3,0%
Intelligente Zähler	Preis pro Ablesung	0,05 EUR
	Anzahl Ablesungen pro Zähler p.a. <sup>403</sup>	1,0 - 1,2
	Fehlerquote	0,5%

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

<sup>402</sup> In Abhängigkeit von Ablesung in der Stadt/auf dem Land und Haushalte oder Gewerbe oder sonstige Kunden.

<sup>403</sup> In Abhängigkeit von Ablesung in der Stadt/auf dem Land und Haushalte oder Gewerbe oder sonstige Kunden.

### 6.2.11 Call-Center/Kundenbetreuung

Nach bisherigen Erfahrungen in Pilotprojekten und anderen Ländern gehen mit der Einführung intelligenter Zähler und Messsysteme die Kosten für Call-Center und Kundenbetreuung zurück. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Gründe zu nennen: Mit der Einführung intelligenter Messsysteme und - eingeschränkt intelligenter Zähler - gehen die Anzahl rechnungsbezogener Anfragen oder Beschwerden zurück und Rückfragen lassen sich aufgrund einer verbesserten Informationslage schneller klären.

Der Rückgang an Beschwerden ist insbesondere die Folge einer geringeren Fehlerquote bei der Ablesung. Die Kosten, die beim Energielieferanten für den administrativen Aufwand der für die Bearbeitung der Kundenanrufe/-beschwerden im Falle einer fehlerhaften Rechnung im Backoffice entstehen, lassen sich daher mit der Einführung intelligenter Messsysteme - und eingeschränkt intelligenter Zähler - von ursprünglich ca. 7,5 Euro pro Zähler auf maximal 2 Euro pro Zähler und Jahr reduzieren. Während der Einführungsphase intelligenter Messsysteme und Zähler kommt es aber zunächst zu vermehrten Kundenanfragen, so dass im ersten Jahr der Installation 5 Euro pro Zähler und Jahr an Kundenbetreuungskosten entstehen (s. Tabelle 48).

**Tabelle 48: Verringerung der Call-Center/Kundenbetreuungskosten**

Berechnungsfaktor	Wert
Sonstige Kosten für Call Center Ferrariszähler	7,5 EUR/Zähler p.a.
Sonstige Kosten für Call Center neue Intelligente Zähler/Messsysteme	5 EUR/Zähler p.a.
Sonstige Kosten für Call Center Bestand Intelligente Zähler/Messsysteme	2 EUR/Zähler p.a.

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

### 6.2.12 Schulungskosten (z.B. Kundenbetreuer und Installateure)

Im Zuge der Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern wird sich sowohl für Installateure als auch Kundenbetreuer von Energieverbrauchern das Aufgabengebiet verändern. Um die betroffenen Mitarbeiter auf diese Veränderungen und Neuheiten vorzubereiten, sind Schulungen unerlässlich. Im Rahmen dieser Studie wird für die Schulungskosten von Personal eine Pauschale von 1,50 Euro pro intelligentem Messsystem und Zähler und Jahr herangezogen, die allerdings über den Zeitablauf linear abnimmt und auf 1 Euro zurückgeht.

**Tabelle 49: Schulungskosten**

Kostenfaktor	Ausgangsbasiswert 2011	Endwert 2032
Schulungskosten für intelligente Messsysteme und Zähler	1,50 EUR/Zähler und Jahr	1,00 EUR/Zähler und Jahr

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

### 6.2.13. Betriebs- und Instandhaltungskosten für Messsysteme

Zusätzlich zu den bisher genannten Kosten sind weitere laufende Betriebs- und Instandhaltungskosten für intelligente Zähler und Messsysteme zu berücksichtigen. Dabei sind insbesondere zu berücksichtigen:

- ▶ Zählereigenstromverbrauch
- ▶ Instandhaltungskosten
- ▶ Eichkosten

## Zählereigenstromverbrauch

Für die Inbetriebnahme der intelligenten Messsysteme fallen zusätzliche Aufwendungen bezüglich des Stromeigenverbrauchs an. Die entsprechenden Verbrauchsleistungen können sowohl für konventionelle als auch für intelligente Messsysteme der folgenden Tabelle entnommen werden.

**Tabelle 50: Zählereigenstromverbrauch**

Kostenfaktor	Wert
Leistung Ferrariszähler	3,4 W
Leistung Intelligenter Zähler	5 W
Leistung Intelligentes Messsystem	10 W

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

## Instandhaltungskosten für Messsysteme

Für die Instandhaltung eines Messsystems fallen Kosten an, die im Rahmen der laufenden Betriebskosten berücksichtigt werden. Die Instandhaltungskosten sind sowohl für konventionelle als auch für die einzelnen Komponenten eines intelligenten Messsystems zu berücksichtigen (s. Tabelle 51).

**Tabelle 51: Instandhaltungskosten**

Kostenfaktor	Wert
Instandhaltungskosten für konventionelle Zähler	2 EUR/Zähler
Instandhaltungskosten für intelligente Zähler	1 EUR/Zähler
Instandhaltungskosten für SMGW	1 EUR/Gateway
Instandhaltungskosten für Kommunikationsmodule	1 EUR/Modul

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

## Übrige Zählerbetriebskosten / Eichkosten

Die regelmäßige Eichung und Nacheichung der Zähler wird pauschal berücksichtigt. Die Kosten betragen sowohl für konventionelle Ferrariszähler als auch für Intelligente Zähler/Messsysteme 2 Euro pro Zähler und Jahr. Die Eichkosten für das SMGW fließen dabei in die Kosten für den intelligenten Zähler mit ein.

### 6.2.14 Zuverlässigkeit (Kosten für die Wiederherstellung der Stromversorgung)

Die Zuverlässigkeit der Energieversorgung wird nicht separat berücksichtigt. Zum einen ist der Zusammenhang zwischen der Einführung intelligenter Messsysteme und Zähler und der Zuverlässigkeit der Stromversorgung empirisch nicht belastbar belegt. Zum anderen bietet Deutschland, aufgrund des hohen Zuverlässigkeitsgrades der Stromversorgung, wenig Handlungsspielräume in diesem Bereich. D.h., selbst wenn intelligente Messsysteme und Zähler einen (positiven) Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung haben sollten, so wird dieser in Deutschland nicht signifikant ausfallen können und kann daher in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung vernachlässigt werden.

### 6.2.15 Umwelt

Im Rahmen von möglichen Umwelteffekten wird im Rahmen der KNA die Veränderungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromerzeugungsbereich mit berücksichtigt. Dabei wird für den Erzeugungsmix von einem

durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Gehalt von 559,0 g/kWh ausgegangen.<sup>404</sup> Der wesentliche Effekt wird dabei durch den Rückgang des Stromverbrauchs erzielt. Der spezifische CO<sub>2</sub>-Gehalt wird über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten, da die CO<sub>2</sub>-frei Stromerzeugung durch Kernenergie im Wesentlichen durch die ebenfalls CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien ersetzt wird.

Die positiven Wirkungen, die durch den Rollout intelligenter Messsysteme auf verbesserte Möglichkeiten zur Integration Erneuerbarer Energien in das Energieversorgungssystem ausgehen, werden nicht quantifiziert. Dieser Effekt ist isoliert nicht belastbar darstellbar, da es einer Vielzahl an Maßnahmen gibt, mit denen die Integration Erneuerbarer Energien in das Energieversorgungssystem erleichtert werden kann (neues Marktmodell für Erneuerbare und konventionelle Kraftwerke, Vergütungsregeln EEG, Entwicklung Stromspeicher, Änderung Netzentgeltmechanismus, u.a.m.). Diese Maßnahmen überlagern, verstärken oder kompensieren sich gegenseitig und sollte daher nur gesamtheitlich betrachtet werden.

### 6.2.16 Energieversorgungssicherheit

Aus Sicht der Volkswirtschaft bzw. Gesellschaft ergeben sich mit der Einführung von intelligenten Messsystemen zusätzliche Nutzeneffekte hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Auf Basis der von intelligenten Messsystemen bereitgestellten Daten und des dadurch verbesserten Netzmonitorings wird eine Reduzierung der zeitlichen Versorgungsunterbrechung von 1% angenommen. Die Zeit der Nichtverfügbarkeit von ursprünglich durchschnittlich 15,3 Minuten pro Jahr und Kunde<sup>405</sup> wird demnach durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen auf rund ca. 15,15 Minuten reduziert.

Die Kosten der Nichtverfügbarkeit bzw. der Betrag, den die Endabnehmer im Falle der Nichtverfügbarkeit für die Beziehung des Stroms bereit wären zu zahlen (Value of Lost Load) beträgt 10.000 Euro/MWh. Hierunter sind sämtlichen gesamtwirtschaftlichen Effekt subsumiert, wie der Ausfall von Produktionsanlagen, die Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher für die Versorgungssicherheit etc.<sup>406</sup>

**Tabelle 52: Verringerung des volkswirtschaftlichen Schadens**

Berechnungsfaktor	Wert
Durchschnittlich nicht gelieferte Minuten/Jahr/Kunde vor Einführung Smart Metering	15,3 Minuten
Reduzierung der Zeit der Nichtverfügbarkeit durch Smart Metering	1,0%
Durchschnittlich nicht gelieferte Minuten/Jahr/Kunde nach Smart Metering	15,15 Minuten
Value of Lost Load	10.000 EUR/MWh

Quelle: Ernst & Young, BNetzA und Frontier Economics

### 6.2.17 Verlorene Aufwendungen für zuvor installierte (herkömmliche) Zähler

Die verlorenen Aufwendungen für zuvor installierte konventionelle Zähler errechnen sich aus dem Bestand und der Altersstruktur der konventionellen Zähler sowie deren Ersatz mit neuen intelligenten Zählern und Messsystemen. Der Bestand konventioneller Zähler hat in Deutschland nach Angaben der Messstellenbetreiber eine durchschnittliche Restlebensdauer von 11 Jahren.<sup>407</sup> Werden in einem Jahr mehr intelligente Zähler und Messsysteme eingebaut als dies nach der angenommenen Nutzungsdauer von 16 Jahren (natürliche Austauschrate) der Fall sein dürfte, so ist die Restlebensdauer für die konventionellen Zähler, die über der natürlichen Austauschrate liegen, als verlorene Aufwendungen zu berücksichtigen.

<sup>404</sup> UBA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2010 und erste Schätzungen 2011, 2011.

<sup>405</sup> BNetzA: Monitoringbericht 2012, S. 13.

<sup>406</sup> Vgl. dazu Frontier Economics: Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, 2008.

<sup>407</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

## 6.3 Nutzen

Der Nutzen intelligenter Messsysteme und Zähler entsteht durch die Verringerung von Kosten im Vergleich zum Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern. Eine Vielzahl der dem Nutzen zugrundeliegenden Kostengrößen sind bereits in diesem Kapitel zuvor quantifiziert worden. Damit ist bereits implizit dargestellt worden, wie sich der Nutzen aus der Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern berechnet. Insofern werden an dieser Stelle nur Annahmen betrachtet, die noch nicht näher erläutert wurden. Dabei werden nur signifikante Einflussgrößen betrachtet.

Zusätzliche Hinweise für zu betrachtende Nutzengrößen ergeben sich auch aus dem Anhang 5 der EU Empfehlungen, in dem explizit die Rechenformeln für einige Nutzenaspekte aufgelistet werden. Hier finden sich Kostengrößen, die zuvor nicht in Anhang 4 der Empfehlungen aufgezählt wurden (z.B. Abrechnung). Da sich diese KNA an den Empfehlungen der EU ausrichtet, werden diese zusätzlichen Nutzenaspekte im Folgenden erläutert.

Zusammenfassend lassen sich drei Hauptbereiche unterscheiden, in denen intelligente Messsysteme und Zähler den verschiedenen Marktrollen Nutzen stiften:

- ▶ Stromkosteneinsparungen,
- ▶ Vermeidung von Investitionen (Netzausbau und Ausbau von Kraftwerkskapazitäten) und
- ▶ Prozessverbesserungen (Ablesung, Abrechnung, Forderungsmanagement etc.).

Diese drei Bereiche werden im Folgenden dargestellt.

### 6.3.1 Stromkosteneinsparungen

Ein wesentlicher Nutzen intelligenter Messsysteme und Zähler resultiert aus Stromkosteneinsparungen für den Endkunden. Diese kann er entweder durch Verbrauchsreduzierungen oder durch Lastverlagerungen erzielen. Dazu benötigt er Informationen über den tatsächlichen Stromverbrauch - und die damit verknüpften Stromkosten - sowie Informationen zu den tatsächlichen Nutzungszeiten. Um den Endkunden zu Verbrauchseinsparungen zu bewegen, benötigt er diese Verbrauchsinformationen zeitnah (Feedback) sowie Tarifmodelle, die ihm auch Anreize geben, den Verbrauch zu verringern (Stromeinsparungen) oder die Last zu verlagern (Lastverlagerungen).<sup>408</sup>

#### Energieeinsparpotenziale

---

Die Energieeinsparpotenziale unterscheiden sich in den verschiedenen Verbrauchsklassen. Verbraucher mit einem höheren Verbrauch können prinzipiell höherer Energieeinsparpotenziale realisieren, als Letztverbraucher in den unteren Verbrauchsklassen (s. Tabelle 53).

#### Lastverlagerungspotenziale

---

Der Anteil des Stromverbrauchs in Spitzenlastzeiten liegt ursprünglich (vor der Einführung intelligenter Messsysteme/Zähler) bei 30%. Ausgehend von der vorhandenen Geräteausstattung und dem verhaltensbedingten Lastverlagerungsmöglichkeiten werden die Spitzenlastverlagerungspotenziale in Abhängigkeit von der jeweiligen Verbrauchsklasse berücksichtigt.

Dabei handelt es sich um theoretische Lastverlagerungspotenziale, die insbesondere zu Beginn eines Rollouts nur teilweise ausgeschöpft werden. Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Verlagerungspotenziale nimmt über den Zeitablauf zu, da auf Seiten der Letztverbraucher eine größere Sensibilität hergestellt wird, um Lastverlagerungen vornehmen zu wollen. Die Werte in der Tabelle 53 geben somit die Bandbreite des Lastverlagerungspotenzials beginnend mit dem Jahr 2011 und dem Endwert in 2032 an.

Es wird davon ausgegangen, dass das Bewusstsein und die Möglichkeiten zur tatsächlichen Ausschöpfung der Lastverlagerungspotenziale bei Haushalten über den Zeitablauf stärker zunehmen wird als bei den Gewerbetreibenden und öffentlichen Einrichtungen, da hier aufgrund von festen Arbeits- und Öffnungszeiten das Lastverlagerungspotenzial eingeschränkt ist.

---

<sup>408</sup> Vgl. ausführlich dazu Kapitel 5.2.5, an dieser Stelle wird eine Zusammenfassung der wesentlichen Quantifizierungen gegeben.

## Bewertung der Stromeinsparpotenziale

Die Monetarisierung der Stromeinsparungen erfolgt mit dem Endkundenpreis (Arbeitspreis), den die einzelnen Kundengruppen durchschnittlich zu zahlen haben.<sup>409</sup>

Die nachfolgende Tabelle 53 fasst die angenommenen Energieeinspar- und Lastverlagerungspotenziale in Abhängigkeit von den jeweiligen Verbrauchsklassen und die dadurch erzielten mittleren und maximalen Kosteneinsparpotenziale durch die Einführung von intelligenten Messsystemen zusammen.

**Tabelle 53: Einsparpotenziale Stromverbrauch und Stromkosten durch intelligente Messsysteme**

Verbrauchsklasse	Einsparpotenzial in %	Verlagerungspotenzial in %	Kosteneinsparung in Euro p.a. und Zähler (gerundete Werte)	
			Mittelwert	Maximal
< 2.000 kWh/a	-0,5	0,25 - 5	2,50	4,50
2.000 - 3.000 kWh/a	-1,0	0,5 - 10	10,-	17,-
3.000 - 4.000 kWh/a	-1,5	0,75 - 15	20,-	35,-
4.000 - 6.000 kWh/a	-2,0	1 - 20	39,-	66,-
> 6.000 kWh/a	-2,5	1,25 - 25	75,-	130,-

Quelle: Ernst & Young auf der Basis von Pilotprojekten, Erfahrungen aus anderen Ländern und anderen Studien.

## Tarifmodelle

Durch die unmittelbare Bereitstellung der Verbrauchsdaten werden Endkunden mit der Einführung intelligenter Messsysteme zu Verhaltensänderungen sensibilisiert bzw. incentiviert, die ihm über entsprechende Tarifmodelle finanziell belohnen. Im Rahmen dieser Studie ist lediglich ein einfaches Zweitarifmodell untersucht worden, das eine Tarifspreizung von 10% zwischen Peak-Preisen (Montag bis Freitag zwischen 8 und 20 Uhr) und Off-Peak-Preisen (übrige Zeiten) vorsieht.

## Intelligente Zähler

Feedbacksysteme geben dem Endkunden zeitnah Informationen zu seinem tatsächlichen Energieverbrauch und zu den tatsächlichen Nutzungszeiten. Bei intelligenten Zählern kann diese Informationsbereitstellung über ein abgesetztes Display ebenfalls zeitnah erfolgen. Allerdings sind die Möglichkeiten zur Aktualisierung von Tarifmodellen beschränkt. Auch können keine aktuellen Informationen zur Netzaus- oder -belastungen sowie aktuellen Marktpreisen für Strom bereitgestellt werden, da eine externe Kommunikationsanbindung fehlt. Daher fallen hier die Stromeinspar- und Lastverlagerungspotenziale geringer aus und betragen nur 1/3 des Potenzials intelligenter Messsysteme.

### 6.3.2 Vermeidung von Investitionen

Ein weiterer wesentlicher Nutzenblock betrifft die vermiedenen Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze sowie in Kraftwerkskapazitäten. Die vermiedenen Investitionen in konventionelle Zähler wurden bereits in Kapitel 6.1.8 betrachtet.

## Netzausbau

Durch eine optimierte Netzausbauplanung, gezieltem Lastmanagement, Einspeisemanagement im Bereich der EEG-Anlagen, sowie die Reduzierung des Stromverbrauchs lassen sich Investitionen in den Netzausbau verzögern oder vermeiden. Dabei wird von folgenden Annahmen ausgegangen (s. Tabelle 54):

- Das Einspeisemanagement von KWK-Anlagen oder anderen steuerbaren Einrichtungen in der Niederspannung (z.B. gem. § 14a EnWG) wird unter Lastmanagement subsumiert.

<sup>409</sup> Vgl. dazu Kapitel 4.3.2 sowie auch 6.2.6.

- ▶ Bei der Abregelung der EE-Erzeugungsspitzen, wird ausschließlich auf PV-Anlagen im Niederspannungsnetz abgestellt. Deren Anteil an der gesamten Leistung der Erneuerbaren Energien macht etwa 40% aus.
- ▶ Im ländlichen Bereich führt die Reduktion der Stromnachfrage zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf der Verteilnetze, da hier der Rückspeisefall als Netzausbaubedarf bestimmend anzusehen ist. Durch eine Reduzierung der Stromnachfrage wird es erforderlich, weiteren aus EEG- und KWK-Anlagen eingespeisten Strom aus dem Netzgebiet weg zu transportieren. Dies führt zu einem weiteren zusätzlichen Ausbaubedarf der Netze.
- ▶ In städtischen Gebieten wird dagegen von dem Höchstlastfall der Nachfrage als den Fall ausgegangen, der den Netzausbaubedarf bestimmt. Insofern führt hier die Reduzierung der Stromnachfrage zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs.<sup>410</sup>

Aufgrund fehlender belastbarer allgemeingültiger Erfahrungen in diesem Bereich wurden die Annahmen zur Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme eher vorsichtig angesetzt. Ähnlich wie bei den Stromesparpotenzialen gilt auch hinsichtlich der Netzdienlichkeit, dass der theoretisch vorhandene Nutzen erst in der Praxis tatsächlich unter verschiedenen Ausgangsbedingungen realisiert und empirisch belegt werden muss. Da sich das Thema der Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme wie auch das Thema der „Smart Grids“ im Allgemeinen noch in einem frühen praktischen Entwicklungsstadium befindet, sollten die möglichen Effekte nicht überschätzt werden. Der letztendliche Nutzen von intelligenten Messsystemen für den Netzbetrieb hängt sehr stark von den jeweiligen Netzgegebenheiten, sowie der jeweiligen Einspeise- und Verbrauchssituation in einem Netzgebiet ab. Daher können die tatsächlichen Werte von den hier genutzten Durchschnittswerten im Einzelfall stark abweichen. Genauere Erkenntnisse hierzu wird die Verteilernetzstudie zu Beginn des Jahres 2014 liefern.

**Tabelle 54: Annahmen zur Vermeidung des Netzausbaus**

	Übertragung	Verteilung	
		Stadt	Land
Netzplanung <sup>1</sup>	Kein Effekt	Bis zu 10% können eingespart werden - bei mind. 15% Penetration, voller Effekt bei 40% Penetration erreicht (5% Einsparung)	
Netz- und marktgetriebenes Lastmanagement <sup>2</sup>	Bis zu 2% der Ausbaurkosten (1% Einsparung)	Bis zu 10% der Ausbaurkosten (5% Einsparung)	
Einspeisemanagement: Abregelung der EE-Erzeugungsspitzen bis zu 5% der Jahresenergiemenge je Anlage <sup>3</sup>	Bis zu 2% der Ausbaurkosten (1% Einsparung)	Zwischen 50 und 100% der Ausbaurkosten durch Abregelung EE-Erzeugungsspitzen insgesamt, davon können intelligente Messsysteme bis zu 40% beitragen - damit bis max. 40% der Ausbaurkosten insgesamt (20% Einsparung)	
Reduktion der Stromnachfrage <sup>4</sup>	Kein Effekt	Bis zu max. 10% Einsparung (5% Einsparung)	Bis max. 10% zusätzlicher Ausbau (5% Ausbau)

Quelle: Ernst & Young auf der Basis von Pilotprojekten, Erfahrungen aus anderen Ländern und anderen Studien.

Zahlen in Klammern geben die für die Grundszenarienberechnung verwendeten Werte an.

<sup>1</sup> Effekte werden durch intelligente Zähler und Messsysteme erzielt

<sup>2</sup> Effekte werden nur durch intelligente Messsysteme erzielt

<sup>3</sup> Effekte werden nur durch intelligente Messsysteme erzielt

<sup>4</sup> Effekte ergeben sich aus intelligenten Zählern und Messsystemen

## Vermeidung von Kraftwerksinvestitionen

Bei einem flächendeckenden Rollout kann durch die damit einhergehende Reduzierung der Stromnachfrage und durch gezieltes Lastmanagement das Konzept eines Zubaus neuer Kraftwerke in Frage gestellt

---

<sup>410</sup> Vgl. dazu auch Dena: Verteilernetzstudie, 2012, S. 12.



werden und eine Neuausrichtung in der Kraftwerksplanung erfolgen. So könnte insgesamt aufgrund des vorhandenen Spitzenlastverlagerungspotenzials die Spitzenlastleistung um maximal 6,1 GW reduziert werden.<sup>411</sup> Davon sind 4,1 GW im Haushaltssektor und 2,0 GW im Bereich von Gewerbe und öffentliche Einrichtungen im Bereich der SLP-Kunden zu realisieren.<sup>412</sup> Zur Realisierung dieser maximal möglichen Reduzierung wäre allerdings eine 100% Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und eine entsprechende Verhaltensreaktion bei Letztverbrauchern notwendig.

Ausgehend von den Annahmen des Leitszenarios B im Netzentwicklungsplan würde dies bedeuten, dass bis 2032 anstatt 16,1 GW nur 10 GW an neuer Kraftwerksleistung im Gasbereich zugebaut werden müssten, so dass immer noch 81,3 GW an konventioneller Kraftwerksleistung zur Verfügung stünde. Bei einer Höchstlast im Leitszenario B von 84,0 GW würde sich diese bei einem 100% Rollout mit intelligenten Messsystemen auf 77,9 GW reduzieren, so dass die konventionellen Kraftwerke rechnerisch nach wie vor die gesamte Höchstlast abdecken könnten.

Die Ausstattung mit intelligenten Zählern erlaubt keine Vermeidung des Ausbaus von Kraftwerkskapazitäten, da dem Letztverbraucher in diesem Fall die Informationen fehlen, wann er durch Verbrauchsverlagerungen oder -einschränkungen zur Reduzierung der Spitzenlast beitragen kann.

**Tabelle 55: Reduktion der Spitzenleistung**

Berechnungsfaktor	Wert [GW]
Maximale Reduktion der Spitzenlastleistung durch Smart Metering - Haushalte	4,1
Maximale Reduktion der Spitzenlastleistung durch Smart Metering - Gewerbe und öffentliche Einrichtungen	2,0
Summe	6,1

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

### 6.3.3 Prozessverbesserungen

Der Einsatz von intelligenten Messsystemen und Zählern bietet insbesondere Messstellenbetreibern Möglichkeiten Geschäftsprozesse zu verbessern und kostengünstiger zu gestalten.

#### Ablesung der Zähler

S. dazu Kapitel 6.2.10.

#### Abrechnung

Die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern verändert die Abrechnungsprozesse in verschiedener Hinsicht. Zum einen werden die Möglichkeiten zur echtzeitgetreuen Abrechnung zunehmend die klassischen Papierrechnungen verdrängen. Dies wird durch den allgemeinen Trend zu einer Digitalisierung verstärkt. Zum anderen wird die Häufigkeit des Versands von Abrechnungen bzw. Verbrauchsinformationen zunehmen. So ist allen Kunden eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung gem. § 40 Abs. 3 EnWG anzubieten. Zudem ist allen Kunden mit einem intelligenten Messsystem eine Verbrauchsinformation kostenfrei bereitzustellen.

Der Anteil der Kunden mit einer unterjährigen Abrechnung wird bei intelligenten Messsystemen zunehmen, jedoch wird die jährliche Abrechnung auch weiterhin dominieren. Es wird davon ausgegangen, dass rund 1/3 der Kunden in 2032 eine unterjährige Abrechnung wünscht. Im Durchschnitt werden so rd. 3 Abrechnungen pro Kunde in 2032 versendet werden müssen.

<sup>411</sup> Vgl. dazu Kapitel 5.2.5 und 6.1.5.

<sup>412</sup> Es wird angenommen, dass 20% der gesamten möglichen Spitzenlastreduzierung bei Gewerbekunden und öffentlichen Einrichtung auf die hier relevanten SLP-Kunden entfallen (vgl. dazu 5.2.5).

Der Anteil der Kunden, mit einem intelligenten Messsystem, die eine jährliche Papierrechnung erhalten (wollen), wird von heute 50% auf 20% zurückgehen, so dass auch die Jahresabrechnungen überwiegend als digitale Abrechnung bereitgestellt werden.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass auch beim klassischen konventionellen Zähler die Abrechnungskosten durch Digitalisierung und Verbesserung der Abrechnungsprozesse sinken werden und sich bis 2032 von heute 15,- Euro p.a. und Zähler auf 7,50 Euro p.a. und Zähler halbieren werden.

Zusätzlich verringern sich die Stückkosten pro Abrechnung bei einem intelligenten Messsystem aufgrund weiterer Prozessverbesserungen. Es wird von einer Prozessverbesserung von 5% ggü. den Prozessen bei konventionellen Zählern ausgegangen. Bei einer Papierrechnung sinken die Abrechnungskosten in diesem Fall von 14,25 Euro in 2011 auf rd. 7,12 Euro in 2032. Bei einer digitalen Rechnung sinken die Kosten von heute rd. 11,- Euro (ca. 4,- Euro für Papier und Papierversand)<sup>413</sup> auf 3,75 Euro in 2032.

Die Verbrauchsinformation ist allen Kunden mit einem intelligenten Messsystem monatlich zur Verfügung zu stellen. Dies wird ausschließlich in digitaler Form zur Verfügung gestellt. Die Kosten für die monatliche Verbrauchsinformation belaufen sich auf 0,2 Euro in 2011 und 0,05 Euro in 2032.

Die Tabelle 56 enthält die sich daraus ergebenden jeweiligen Kosten der Abrechnung für konventionelle Zähler wie auch intelligente Messsysteme.

**Tabelle 56: Verringerung der Stückkosten pro Abrechnung**

Messsystem	Berechnungsfaktor	Ausgangsbasiswert 2011	Endwert 2032
Ferrariszähler und intelligenter Zähler	Preis pro Abrechnung	15 EUR	7,50 EUR
	Anzahl Abrechnungen pro Zähler p.a.	1,0 - 1,2	1,0 - 1,4
Intelligente Messsysteme	Preis pro digitale Abrechnung	11,00 Euro	3,75 Euro
	Preis pro Papierrechnung	14,25 Euro	7,12 Euro
	Preis pro digitaler Verbrauchsinformation	0,20 Euro	0,05 Euro
	Durchschnittliche Anzahl Abrechnungen pro Messsysteme p.a.	2	3
	Anzahl der Verbrauchsinformationen	12	12

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

### Verringerung kommerzieller Verluste

Intelligente Messsysteme und Zähler eröffnen dem Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Energielieferanten die Möglichkeit schneller Zählermanipulationen und die Ursachen für nicht abgerechneten Strom zu identifizieren. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass die Stromdiebstahlquote auf die Nettostromeinspeisung mit intelligenten Messsystemen um ca. 20 Prozent reduziert werden kann.

**Tabelle 57: Verringerung des Stromdiebstahls**

Berechnungsfaktor	Wert
Stromdiebstahl auf Nettostromeinspeisung	0,05%
Reduzierung durch intelligente Messsysteme	-20%
Stromdiebstahlquote nach Einführung von intelligenten Messsystemen	0,04%

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

<sup>413</sup> Vgl. dazu auch Deutsche Bank: Research E-Invoicing, 2010.

Zusätzlich verbessern intelligente Messsysteme und Zähler das Forderungsmanagement. Intelligente Messsysteme schaffen die Voraussetzungen zur Fernsperrung/-entsperrung von Kundenanlagen ebenso wie für eine bessere Überwachung von Vorauszahlungs-Modellen (Prepaid). Beide Möglichkeiten können zur Optimierung des Forderungsmanagements und damit zur Verringerung der Forderungskosten eingesetzt werden.

Bei der Fernsperrung/-entsperrung kann ein kostenintensiver Personaleinsatz vor Ort, d.h. bei der Kundenanlage, vermieden werden. Vorauszahlungsmodelle erlauben die offenen Forderungen zu reduzieren, da der betroffene Kunde seinen Stromverbrauch immer im Voraus bezahlen muss.

Aufgrund dieser Effekte wird von einer Reduzierung der Forderungskosten in Höhe von insgesamt 20% ausgegangen.

**Tabelle 58: Verringerung der Erlöse/Forderungskosten für nicht bezahlten kontrahierten Strom**

Berechnungsfaktor	Wert
Anteil Forderungskosten auf gesamte Stromkosten	0,5%
Reduzierung durch intelligente Messsysteme	-20%
Anteil Forderungskosten nach Einführung von intelligenten Messsystemen	0,4%

Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Expertenbefragungen, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

## 6.4 Zusammenfassung

Die Quantifizierung und Monetarisierung der Kosten- und Nutzengrößen entsprechend der EU-Empfehlungen verdeutlicht erneut die Komplexität und die Vielzahl der Wirkungen intelligenter Messsysteme. Daher erfolgte im Rahmen dieser KNA eine Schwerpunktsetzung auf diejenigen Wirkungen, die

1. Gesamtwirtschaftlich einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse der KNA in Deutschland haben und
2. über deren Wirkungsbeziehungen belastbare Erkenntnisse - vor allem auch aus Pilotprojekten und belegten Erkenntnissen in Deutschland - zur Verfügung stehen.

Zudem ist die Bandbreite der Kosten und Nutzenangaben in vielen Fällen sehr groß. Für die weiteren Berechnungen innerhalb der KNA werden mittlere Werte zugrunde gelegt, um die Ergebnisse nicht durch einzelne Variablen und Effekte zu sehr zu beeinflussen. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen werden die Variablen mit dem größten Einfluss jedoch zusätzlich innerhalb dieser Bandbreiten betrachtet.

# 7. Ergebnisse und Bewertung der Kosten-Nutzen-Betrachtungen

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der betrachteten Szenarien erläutert und bewertet. Die quantitative Bewertung der Szenarien erfolgt dabei anhand folgender Größen:

- ▶ **Netto-Kapitalwert:** Diskontierte Summe aller Zahlungsströme<sup>414</sup>, die durch den Rollout intelligenter Zähler und Messsysteme im Zeitraum 2012 bis 2032 ausgelöst werden. Abgebildet werden die Investitionen (CAPEX) und laufenden Betriebskosten (OPEX) von intelligenten Zählern und Messsystemen:
  - ▶ Beim CAPEX werden sämtliche mit dem Rollout von intelligenten Zählern und Messsystemen verknüpften Investitionen im Zeitraum 2012 bis 2032 diskontiert. Dazu zählen insbesondere die Investitionen in Zähler (Messeinrichtung), SMGW, Kommunikationsmodulen und -einrichtungen, haushaltsinterne Anzeigen sowie IT-Systeme.
  - ▶ Beim OPEX werden die mit dem Betrieb intelligenter Zähler und Messsysteme im Zeitraum 2012 bis 2032 direkt verbundene Betriebskosten unter der Annahme diskontiert, dass die Zahlungswirkung im selben Jahr stattfindet. Dazu zählen Zählereigenstromverbrauch, Kommunikationskosten, Kosten der Ablesung und der Abrechnung, Eichkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten für Zähler und Messsysteme, Austausch von defekten Zählern, verlorenen Aufwendungen für zuvor installierte konventionelle Zähler sowie IT-Wartungskosten. Die Darstellung des OPEX erfolgt alternativ einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung der Kosteneinsparungen, die etwa bei der Ablesung ggü. dem Betrieb von konventionellen Zählern erzielt werden.
- ▶ **Die Kosten des intelligenten Messsystems/Zählers:** Dieser Wert spiegelt die jährlichen Kosten für einen Kunden, der einen intelligenten Zähler oder ein intelligentes Messsystem eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus wieder. Dabei wird der CAPEX auf 13 Jahre entsprechend der Eichfrist und der einmaligen Nacheichungszeit von 5 Jahren verteilt. Der OPEX beinhaltet sämtliche oben aufgeführten Positionen, z.B. Zählereigenstromverbrauch und Abrechnung. Kostensparnisse ggü. konventionelle Zähler sind hier nicht berücksichtigt. Damit fließen sämtliche Kosten zum Aufbau einer neuen Messinfrastruktur, einschließlich der erhöhten Kosten für den Weiterbetrieb von Systemen für den konventionellen Zählerbetrieb, hier ein.
- ▶ **Systemkostenbeitrag:** In den Systemkostenbeitrag fließen alle Kosten ein, die von Beginn des Rollouts an in 2014 für den Aufbau und Betrieb einer neuen Messinfrastruktur notwendig sind.<sup>415</sup> Er wird als eigenständige Entgeltkomponente zusätzlich als Teil des allgemeinen Entgelts für Messstellenbetrieb, der Messung und der Abrechnung erhoben. Der Systemkostenbeitrag ist von allen Endkunden (Haushaltskunden und Gewerbekunden im SLP-Bereich) zu zahlen.<sup>416</sup> Dabei wird in der Periode 2014 bis 2022 ein fixes Entgelt ermittelt, das von jedem Endkunden zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung in Höhe von durchschnittlich 21,60 Euro p.a. zu zahlen ist.<sup>417</sup> Beim Systemkostenbeitrag werden die Kostensparnisse ggü. den Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern berücksichtigt.

Die Finanzierung des Rollouts kann alternativ über die Nutzer von intelligenten Messsystemen und Zählern oder alle Endverbraucher - unabhängig von der tatsächlichen Nutzung eines intelligenten Messsystems/Zählers - erfolgen. Die dargestellten Zahlenwerte stellen Extrempositionen dar: Entweder werden sämtliche Kosten von den Nutzern intelligenter Messsysteme und Zähler übernommen (Kosten je intelligentem Messsystem/Zähler) oder sämtliche Kosten werden von jedem Endverbraucher über einen Systemkostenbeitrag getragen. Bei der Ableitung eines Finanzierungsmodells in Kapitel 8.4 werden für das empfohlene Rolloutszenario Plus auch Finanzierungsvarianten betrachtet, bei denen ein Teil über die Nut-

---

<sup>414</sup> Die Zahlungsströme wirtschaftlicher Akteure wurden mit 5,0% p.a., diejenigen von Endkunden und der Gesellschaft mit 3,1% p.a. diskontiert - entsprechend der Empfehlung der EU Generaldirektion Regionalpolitik und Stadtentwicklung, EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008.

<sup>415</sup> Vgl. ausführlich dazu Kapitel 7.1.1 und 8.4.

<sup>416</sup> Der Beginn des Rollouts intelligenter Messsysteme beginnt annahmegemäß in allen Szenarien zu Beginn 2014.

<sup>417</sup> Im Folgenden wird aus Vereinfachungsgründen mit einem aufgerundeten Betrag von 22,- Euro p.a. für das durchschnittliche allgemeine Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung gearbeitet.

zer und ein Teil über den allgemeinen Systemkostenbeitrag finanziert werden. Der Systemkostenbeitrag, der von den Kunden getragen wird, die ein intelligentes Messsystem oder einen intelligenten Zähler nutzen, ist jeweils in den Entgelten für den intelligenten Zähler bzw. das intelligente Messsystem mit enthalten.

## 7.1 Ergebnisse für die untersuchten Szenarien

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der betrachteten Szenarien für einen Rollout von intelligenten Messsystemen und Zählern bei Strom erläutert und bewertet:

- ▶ EU-Szenario (vgl. dazu Kapitel 7.1.1)
- ▶ Kontinuitätsszenario (Kapitel 7.1.2)
- ▶ Kontinuitätsszenario Plus (Kapitel 7.1.3)
- ▶ Rolloutszenario (Kapitel 7.1.4)
- ▶ Rolloutszenario Plus (Kapitel 7.1.5)

Anschließend erfolgen die Untersuchung ausgewählter mit dem Rollout verbundener Fragestellungen sowie die Durchführung von Sensitivitätsanalysen (Kapitel 7.2). Kapitel 7.3 untersucht einige zentrale Fragen, die mit einer Einbeziehung von Gas in den Rollout verknüpft sind. Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse und Bewertungen zusammengefasst (Kapitel 7.4).

### 7.1.1 EU-Szenario

Das EU-Szenario geht vom Einbau intelligenter Messsysteme aus. Ziel soll es sein, innerhalb von 10 Jahren mindestens 80% der Zählpunkte im Strombereich mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

#### Rolloutquoten

Entsprechend werden im EU-Szenario bis 2022 80% aller Haushalte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Der Einbau intelligenter Messsysteme erfolgt dabei rätierlich über den Rollout-Zeitraum verteilt, d.h. etwa 9% aller vorhandenen konventionellen Zähler werden jährlich ausgetauscht. Nach 2022 wird von einer konstanten Gesamteinbauquote von 80% ausgegangen. Als Zwischenmeilenstein des Rollouts wurde in allen Szenarien das Jahr 2016 festgelegt. Zu diesem Zeitpunkt sollte eine erste Überprüfung des Rollouts und der Rolloutstrategie erfolgen.

**Tabelle 59: Ausbau intelligenter Messsysteme im EU-Szenario**

EU-Szenario	2016 [Mio.]	2022 [Mio.]	2032 [Mio.]
Anzahl Zähler insgesamt	46,9	48,2	50,3
Summe Intelligente Messsysteme <sup>1</sup>	12,5	38,5	40,3
Rolloutquote insgesamt in %	26,7	80,0	80,0
Intelligente Messsysteme BSI-Schutzprofil konform	10,4	38,5	40,3
Moderne Messsysteme gem. § 21e Abs. 5 EnWG	2,1	0	0
Intelligente Zähler gem. § 21c Abs. 5 EnWG	0	0	0

<sup>1</sup> Rundungsdifferenzen möglich. Inklusive moderner Messsysteme.

Zur Erreichung dieser Rolloutmenge sind durchschnittlich rd. 4,3 Mio. Messsysteme jährlich zu installieren, was einer täglichen Installationszahl von ca. 20.000 Messsystemen bundesweit entspricht. Ein Rolloutvolumen, das Kostendegressionsvorteile schafft, aber auch erhebliche Risiken in sich birgt:

1. Es ist nicht gewährleistet, dass genügend Kapazitäten bei den einzelnen Systemkomponentenherstellern vorhanden sind.
2. Es kann zu erheblichen personellen Engpässen bei den Installationsfirmen und Messstellenbetreibern während des Rollouts kommen, da die Installation von intelligenten Messsystemen trotz größtmöglicher Standardisierung mehr Zeit in Anspruch nimmt als die eines Zählers. Zudem erfordert die Installation intelligenter Messsysteme spezialisiertes Personal mit entsprechender Qualifikation.
3. Der Aufbau der IT-Systeme und die Anpassung der Geschäftsprozesse benötigt eine längere Vorlaufzeit, ehe Daten intelligenter Messsysteme massenhaft zuverlässig abgewickelt und verarbeitet werden können.

## Ergebnisse

Das EU-Szenario führt zu einem negativen Netto-Kapitalwert von -0,1 Mrd. Euro im Zeitraum 2012 bis 2032 (s. Tabelle 60). Insgesamt sind im Zeitraum 2014 bis 2022 Investitionen in Höhe von 8,5 Mrd. Euro notwendig, um bis zum Jahr 2022 insgesamt 38,5 Mio. intelligente Messsysteme zu installieren.

Tabelle 60: Ergebnisse EU-Szenario

EU-Szenario	Einheit	2014 - 2022
Netto-Kapitalwert	Mrd. Euro	-0,1 <sup>1</sup>
Anzahl intelligente Messsysteme (Rolloutquote)	Mio. (%)	38,5 (80%)
Notwendige Investitionen in intelligente Messsysteme <sup>2</sup>	Mrd. Euro	8,5
Laufende Betriebsausgaben	Mrd. Euro	12,3
Kosten je intelligentem Messsystem <sup>3</sup>	Euro p.a.	89
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen	Mrd. Euro	5,9
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden <sup>4</sup>	Euro p.a.	29

<sup>1</sup> Netto-Kapitalwert für 2012 -2032

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen.

<sup>3</sup> Kosten für einen Kunden, der einen intelligentes Messsystem eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus. CAPEX auf 13 Jahre (8+5) verteilt; OPEX für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung; Kostenersparnisse ggü. konventionellen Zählern bei OPEX nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> Entgelt beinhaltet CAPEX und OPEX und müsste von Beginn des Rollouts an in 2014 von allen Endkunden jährlich zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bezahlt werden. Effizienzgewinne ggü. Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern sind berücksichtigt.

Zur Deckung der Gesamtauszahlungen (CAPEX + OPEX) im Zeitraum 2014 bis 2022 in Höhe von ca. 20,8 Mrd. Euro (8,5 Mrd. Auszahlungen für Investitionen in intelligente Messsysteme plus 12,3 Mrd. laufende Betriebskosten) müsste jeder Kunde eines intelligenten Messsystems jährlich rd. 89 Euro dafür bezahlen.

## Finanzierung über einen Systemkostenbeitrag

Als alternativer Finanzierungsweg ist die Einführung eines Systemkostenbeitrages zu überlegen. Dieser sollte als zusätzliche Komponente des allgemeinen Entgelts für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung erhoben werden. Beginnend mit dem Rollout intelligenter Messsysteme in 2014 ist dieser von jedem Endkunden zu zahlen, auch von Endkunden die kein intelligentes Messsystem nutzen. Er fällt zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung in Höhen von durchschnittlich 21,60 Euro p.a. an.

Der Systemkostenbeitrag ist vergleichbar zum Grundversorgertarif. Wie der Grundversorger bei der Energiebelieferung von Endkunden im Grundversorgungsfall höhere Kosten als ein wettbewerblicher Energielieferant hat, trifft dies auch auf den grundzuständigen Messstellenbetreiber zu. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann sich seiner Einbaupflicht für intelligente Messsysteme nicht entziehen und muss IT-Systeme aufbauen, Geschäftsprozesse anpassen etc., um in der Lage zu sein,

- ▶ sowohl 100% der Kunden in seinem Gebiet mit intelligenten Messsystemen auszustatten und den damit verknüpften Messstellenbetrieb abzuwickeln,
- ▶ als auch den Betrieb der Altsysteme für konventionelle Zähler aufrecht zu halten, solange nicht alle Kunden auf intelligente Messsysteme umgestellt sind.

Mit diesen Pflichten sind Kosten verbunden, die dem MSB bei einem Rollout intelligenter Messsysteme nicht unmittelbar zurückfließen. Erst durch den (überwiegenden) Wegfall des konventionellen Zählerbetriebes wird der MSB Effizienzvorteile generieren.

Zudem stiften intelligente Messsysteme Nutzen für alle Endverbraucher, indem sie einen signifikanten Beitrag zur Optimierung des Energieversorgungssystems leisten. Dies beinhaltet etwa die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, einer Verringerung des Ausbaubedarfs für Erzeugungskapazitäten und der Netze, sowie der Erhöhung der Versorgungssicherheit. Der hiermit verbundene Nutzen wirkt sich positiv auf das Gesamtsystem mit allen Beteiligten aus. Durch die Ausstattung anderer Endkunden mit einem intelligenten Messsystem profitiert somit auch jeder Endkunde, der nicht selber ein intelligentes Messsystem nutzt.<sup>418</sup>

Aus den genannten zwei Gründen bietet es sich an, einen Systemkostenbeitrag ab Rolloutbeginn als Finanzierungsweg mit zu betrachten.

## **Bewertung**

---

Da die durchschnittlichen jährlichen Einsparmöglichkeiten insbesondere bei Haushaltskunden mit geringerem Jahresverbrauch deutlich niedriger liegen (s. dazu Kapitel 6.3.1), ist ein Kostenbeitrag von rd. 89 Euro p.a. und intelligentem Messsystem im Rahmen eines verpflichtenden Einbaus als unverhältnismäßig hoch zu bewerten.

Unter Beachtung der Kostenersparnisse, die mit dem Rollout intelligenter Messsysteme für den Messstellenbetreiber verbunden sind (Ablese, Management und Wartung der Zähler/Messsysteme etc.), und einem anderen Verteilungsmechanismus reduziert sich das Entgelt auf 29,- Euro p.a. Dieser Betrag müsste von allen Endkunden zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung - das durchschnittlich rund 22,- Euro beträgt - bezahlt werden.

Verbraucher mit einem geringen Stromverbrauch sind nicht in der Lage, dieses allgemeine Entgelt inklusive Systemkostenbeitrag (29,- + 22,- = 51,- Euro p.a.), selbst bei sehr starken Stromeinsparbemühungen und erheblichen Lastverlagerungen, durch die Nutzung von intelligenten Messsystemen zu kompensieren. Zudem würde ein Großteil der Endkunden über viele Jahre bereits das erhöhte Entgelt zahlen, ohne mittels der neuen Technik Einsparungen realisieren zu können, da die Mehrheit der Kunden erst nach einigen Jahren über ein intelligentes Messsystem verfügen würde.

Zudem birgt das hohe Investitionsvolumen erhebliche Finanzierungsrisiken in sich.

## **EU-Szenario für Deutschland weder wirtschaftlich noch umsetzbar**

---

Das EU-Szenario eines verpflichtenden Rollouts, in dem bis 2022 mindestens 80% der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen auszustatten sind, ist für Deutschland:

- ▶ Aufgrund eines negativen Netto-Kapitalwertes gesamtwirtschaftlich nicht vorteilhaft,
- ▶ führt für den Großteil der Endkunden zu unverhältnismäßig hohen Kostenbelastungen,
- ▶ stellt mit seinen hohen Rolloutquoten für ein neues und praktisch kaum erprobtes Messsystem bis 2022 alle MSB vor erhebliche Herausforderungen,

---

<sup>418</sup> Eine ausführlichere Begründung hierzu findet sich in Kapitel 8.4.

- ▶ ist aufgrund des sehr hohen Investitionsaufwandes mit einem erheblichen Finanzierungsrisiko belastet, und
- ▶ stellt aufgrund der Konzentration auf die Verbrauchsmessung einen für intelligente Energieversorgungssysteme nicht nachhaltigen Ansatz dar, da wesentliche Nutzenfaktoren wie die Einbeziehung von EEG-Anlagen ausgeklammert sind und stattdessen pauschal auch Kleinstverbrauchergruppen weit über ihren Systemnutzen involviert und kostenmäßig belastet werden.

### 7.1.2 Kontinuitätsszenario

Im zweiten Schritt der Szenarienberechnungen wurde das Kontinuitätsszenario untersucht, das den gesetzgeberischen Ansatz mit den derzeitigen Pflichteinbaufällen aus § 21c Abs. 1 EnWG betrachtet.

#### Rolloutquoten

Basierend auf einer Umsetzung des derzeitigen Rechtsrahmens wird bis 2022 eine Rolloutquote von ca. 23% bei Letztverbrauchern in Deutschland erreicht. Durchschnittlich müssten dazu ca. 1,2 Mio. intelligente Messsysteme p.a. installiert werden, um die Anzahl von 10,9 Mio. Messsystemen in 2022 zu realisieren.

**Tabelle 61: Ausbau intelligenter Messsysteme im Kontinuitätsszenario**

Kontinuitätsszenario	2016 [Mio.]	2022 [Mio.]	2032 [Mio.]
Anzahl Zähler insgesamt	46,9	48,2	50,3
Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh	4,3	7,4	7,5
EEG/KWK-Anlagen <sup>1</sup>	0,2	0,6	1,2
Neubau und Renovierungen <sup>2</sup>	1,2	4,1	7,7
<b>Summe der Pflichtfälle und sonstigen Anwendungsfälle<sup>3</sup></b>	<b>5,7</b>	<b>12,1</b>	<b>16,4</b>
Bereinigung um Mehrfachfälle	0,5	1,2	1,6
<b>Summe intelligente Messsysteme<sup>3</sup></b>	<b>5,2</b>	<b>10,9</b>	<b>14,8</b>
Rolloutquote insgesamt in %	11,0	22,6	29,4
Intelligente Messsysteme BSI-Schutzprofil konform	4,4	10,9	14,8
Moderne Messsysteme gem. § 21e Abs. 5 EnWG	0,8	0	0
Intelligente Zähler gem. § 21c Abs. 5 EnWG	0	0	0

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Inbetriebnahme.

<sup>2</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Fertigstellung bzw. der Renovierung.

<sup>3</sup> Rundungsdifferenzen möglich. Inklusive moderner Messsysteme.

#### Ergebnisse

Im Ergebnis stellt sich das Szenario mit -0,6 Mrd. Euro Netto-Kapitalwert für den Zeitraum 2012 - 2032 negativ dar (s. Tabelle 62). Das Kontinuitätsszenario benötigt ein Investitionsvolumen von 3,7 Mrd. Euro bis 2022 und damit nur rd. 40% der Investitionen des EU-Szenarios. Bei den laufenden Betriebskosten ggü. konventionellen Zählern entstehen zusätzliche (Mehr-) Kosten von 5,2 Mrd. Euro ggü. dem Nullszenario. Unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen reduzieren sich diese auf 3,1 Mrd. Euro. Die Gesamtkosten können über einen jährlichen Kostenbeitrag von 109 Euro durch jeden Nutzer eines intelligenten Messsystems finanziert werden. Alternativ könnte die Finanzierung über ein Systemkostenbeitrag in Höhe von zusätzlich 14 Euro erfolgen, wenn die Kostenersparnisse ggü. der Nutzung konventioneller Zähler mit einberechnet werden.



**Tabelle 62: Ergebnisse Kontinuitätsszenario**

Kontinuitätsszenario	Einheit	2014 - 2022
Netto-Kapitalwert	Mrd. Euro	-0,6
Anzahl intelligente Messsysteme (Rolloutquote)	Mio. (%)	10,9 (23%)
Notwendige Investitionen in intelligente Messsysteme <sup>2</sup>	Mrd. Euro	3,7
Laufende Betriebsausgaben	Mrd. Euro	5,2
Kosten je intelligentem Messsystem <sup>3</sup>	Euro p.a.	109
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen	Mrd. Euro	3,1
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden <sup>4</sup>	Euro p.a.	14

<sup>1</sup> Netto-Kapitalwert für 2012 -2032

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen.

<sup>3</sup> Kosten für einen Kunden, der ein intelligentes Messsystem eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus. CAPEX auf 13 Jahre (8+5) verteilt; OPEX für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung; Kostenersparnisse ggü. konventionellen Zählern bei OPEX nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> Entgelt beinhaltet CAPEX und OPEX und müsste von Beginn des Rollouts an in 2014 von allen Endkunden jährlich zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bezahlt werden. Effizienzgewinne ggü. Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern sind berücksichtigt.

Im Vergleich zum EU-Szenario ist das Kontinuitätsszenario bis 2022 vorteilhafter (+2,5 Mrd. Euro Netto-Kapitalwert).<sup>419</sup>

## Bewertung

Bis 2022 ist das Kontinuitätsszenario deutlich vorteilhafter ggü. dem EU-Szenario. Hinzu kommen erheblich geringere Finanzierungsrisiken und eine deutlich bessere Eignung für einen Systemansatz, der den Aufbau eines intelligenten Energieversorgungssystems basierend auf Erneuerbaren Energien verfolgt (Energiewende).

Für Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh sowie EEG-Anlagenbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 7 kW ist der Kostenbeitrag von 109 Euro wirtschaftlich darstellbar. Die erste Gruppe kann jährlich Einsparungen von bis zu ca. 130 Euro p.a. realisieren. Letztere profitiert von einer garantierten Einspeisevergütung und trägt zudem durch die fluktuierende Einspeisung von Strom überproportional zu einem erheblichen Anpassungsbedarf des Energieversorgungssystems und den damit verbundenen Kosten bei. Über intelligente Messsysteme könnte ein aktives Einspeisemanagement betrieben werden, so dass Netzbetreiber auch über Ist-Einspeisewerte kleinerer Anlagen informiert würden. Die Einbeziehung dieser Gruppe in einen Rollout ist daher geboten. Allerdings hinken die gültigen Regeln des EEG hinter diesen technischen Möglichkeiten hinterher, da sie kein aktives Einspeisemanagement zulassen, das nicht Netzausbau verpflichtend wäre.

Die mangelnden Möglichkeiten zum aktiven Einspeisemanagement im aktuellen Rechtsrahmen wirken sich negativ auf die Bewertung des aktuellen Ansatzes für den Rollout von intelligenten Messsystemen aus. Ebenfalls negativ schlägt der Umstand zu Buche, dass der geltende Rechtsrahmen ausschließlich EEG- und KWKG-Anlagen über 7 Kilowatt installierter Leistung und ausschließlich Neuanlagen erfasst; hier wurde die Chance vergeben, mit einem Komplettrollout für Erzeugungsanlagen alt und neu ein deutliches Signal für intelligente Netze und für Systemverantwortung der Anlagenbetreiber zu setzen. Die positiven Effekte von Rollouterweiterungen im benannten Sinne werden später im Gutachten aufgezeigt.

Bei Neubauten und Renovierungen stellt sich die wirtschaftliche Belastung der betroffenen Letztverbraucher anders dar als bei den o.g. Anlagenbetreibern. Da auch kleinere Häuser und Wohnungen grundsätzlich von der Einbaupflicht erfasst werden, sind hierüber auch Verbraucher mit geringem Stromverbrauch betroffen. Für diese ist ein Kostenbeitrag von 109 Euro nicht aus Stromeinsparungen und -verlagerungen finanzierbar; nicht unerhebliche Entgeltreduzierungen wären erforderlich.

Analog zum EU-Szenario wird die Erhebung eines Systemkostenbeitrages für alle Haushaltskunden betrachtet. Dieses Entgelt würde zu einem zusätzlichen Betrag von 14 Euro p.a. zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung führen, wenn die Kostenersparnisse ggü. den Betrieb konventioneller Zähler eingerechnet werden. Die Gesamtbelastung aus durchschnittlichem Entgelt für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung und zusätzlichem Systemkostenbeitrag beträgt damit 36 Euro

<sup>419</sup> Erst nach 2022 hat das EU-Szenario ggü. dem Kontinuitätsszenario gesamtwirtschaftliche Vorteile.

p.a. je Zählpunkt. Ein solcher zusätzlicher Systemkostenbeitrag in Höhe von 14 Euro ist für Verbraucher mit geringerem Stromverbrauch aber nicht zu empfehlen, da die Allgemeinheit der Verbraucher den Einbau intelligenter Messsysteme bei einer relativ kleinen Gruppe mitfinanzieren müsste.

### **Kontinuitätsszenario umsetzbar, aber Potenzial noch nicht ausgeschöpft**

---

Das Kontinuitätsszenario, in dem unter den derzeit gültigen Rechtsrahmen bis 2022 etwa 23% der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen auszustatten sind, ist für Deutschland:

- ▶ unter den derzeitigen Rahmenbedingungen gesamtwirtschaftlich betrachtet aufgrund eines negativen Netto-Kapitalwertes unvorteilhaft,
- ▶ bis zum Jahr 2022 ggü. dem EU-Szenario vorteilhaft,
- ▶ zwar langfristig gesamtwirtschaftlich unter den getroffenen Annahmen unvorteilhafter als das EU-Szenario,
- ▶ führt aber bei den Pflichteinbaufällen zu Kosten, die für den Großteil der betroffenen Endkunden wirtschaftlich tragfähig sind,
- ▶ beinhaltet jedoch im Bereich der Neubautätigkeit und Renovierungen Fälle, für die sich der Einbau intelligenter Messsysteme nicht gleichermaßen rentieren könnte, wenn sie nicht ein reduziertes Entgelt zu zahlen haben, und
- ▶ ist mit seinen relativ moderaten Rolloutquoten praktisch ohne Komplikationen umsetzbar.

Um Möglichkeiten zu identifizieren, die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zu verbessern, wird im Folgenden eine Variante des Kontinuitätsszenarios mit der Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG untersucht.

Weitere Pflichteinbaufälle von intelligenten Messsystemen ermöglichen die Hebung von nicht ausgeschöpftem (netzdienlichem) Potenzial; später wird dies daher im Rolloutszenario untersucht.

### **7.1.3 Kontinuitätsszenario Plus**

Mit dem § 21c Abs. 5 EnWG hat der Gesetzgeber in Verbindung mit § 21i Nr. 8 EnWG dem Verordnungsgeber die Möglichkeit gegeben, zusätzlich zu den Pflichteinbaufällen intelligente Zähler auszurollen, die zukunftsfest sind, indem sie die Möglichkeit besitzen müssen, in ein BSI-Schutzprofil konformes Kommunikationssystem eingebunden werden zu können. Die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG wird im Kontinuitätsszenario Plus betrachtet.

### **Rolloutquoten**

---

Durch den turnusmäßigen Wechsel aller konventionellen Zähler - zusätzlich zu den Pflichteinbaufällen - wird im Kontinuitätsszenario Plus bereits bis 2029 ein flächendeckender Rollout intelligenter Messsysteme erreicht. Bis 2022 wird mit 31,6 Mio. intelligenten Zählern und Messsystemen eine Rolloutquote von rd. 66% erzielt. Davon entfallen rd. 1/3 auf intelligente Messsysteme und 2/3 auf intelligente Zähler.

**Tabelle 63: Ausbau intelligenter Messsysteme und Zähler im Kontinuitätsszenario Plus**

<b>Kontinuitätsszenario Plus</b>	<b>2016 [Mio.]</b>	<b>2022 [Mio.]</b>	<b>2032 [Mio.]</b>
Anzahl Zähler insgesamt	46,9	48,2	50,3
Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh	4,3	7,4	7,5
EEG/KWK-Anlagen <sup>1</sup>	0,2	0,6	1,2
Neubau und Renovierungen <sup>2</sup>	1,2	4,1	7,7
Austausch von Zählern über Turnuswechsel	6,8	20,7	35,5
Summe der Pflichtfälle und sonstigen Anwendungsfälle <sup>3</sup>	12,6	32,8	52,0
Bereinigung um Mehrfachfälle	0,6	1,2	1,7
Summe intelligente Messsysteme <sup>3</sup>	12,0	31,6	50,3
Rolloutquote insgesamt in %	11,1	65,6	100,0
Intelligente Messsysteme BSI-Schutzprofil konform	4,2	10,9	15,8
Moderne Messsysteme gem. § 21e Abs. 5 EnWG	1,0	0	0
Intelligente Zähler gem. § 21c Abs. 5 EnWG	6,8	20,7	34,5

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Inbetriebnahme.

<sup>2</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Fertigstellung bzw. der Renovierung.

<sup>3</sup> Rundungsdifferenzen möglich. Inklusive moderner Messsysteme.

## Ergebnisse

Im Ergebnis stellt sich das Szenario mit -1,0 Mrd. Euro Netto-Kapitalwert für den Zeitraum 2012 - 2032 um 0,4 Mrd. Euro negativer dar als das Kontinuitätsszenario. Insgesamt werden knapp 32 Mio. Euro intelligente Messsysteme und Zähler bis zum Jahr 2022 ausgerollt, die sich aus 10,9 Mio. intelligenten Messsystemen und 20,7 Mio. intelligenten Zählern zusammensetzen. Dies entspricht einer Rolloutquote von insgesamt 66%.

**Tabelle 64: Ergebnisse Kontinuitätsszenario Plus**

<b>Kontinuitätsszenario Plus</b>	<b>Einheit</b>	<b>2014 - 2022</b>
Netto-Kapitalwert	Mrd. Euro	-1,0 <sup>1</sup>
Anzahl intelligente Messsysteme und Zähler (Rolloutquote)	Mio. (%)	31,6 (66%)
- Davon intelligente Messsysteme		10,9 (34%)
Notwendige Investitionen in intelligente Messsysteme und Zähler <sup>2</sup>	Mrd. Euro	6,8
Laufende Betriebsausgaben	Mrd. Euro	6,3
Kosten je intelligentem Messsystem und Zähler <sup>3</sup>	Euro p.a.	57
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen	Mrd. Euro	3,3
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden <sup>4</sup>	Euro p.a.	20

<sup>1</sup> Netto-Kapitalwert für 2012 -2032

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder intelligente Zähler, Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen.

<sup>3</sup> Kosten für einen Kunden, der ein intelligentes Messsystem oder intelligenten Zähler eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus. CAPEX auf 13 Jahre (8+5) verteilt; OPEX für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung; Kostenersparnisse ggü. konventionellen Zählern bei OPEX nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> Entgelt beinhaltet CAPEX und OPEX und müsste von Beginn des Rollouts an in 2014 von allen Endkunden jährlich zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bezahlt werden. Effizienzgewinne ggü. Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern sind berücksichtigt.

Das Kontinuitätsszenario mit intelligenten Zählern benötigt ein Investitionsvolumen von 6,8 Mrd. Euro bis 2022, dies sind 3,1 Mrd. Euro mehr gegenüber dem Kontinuitätsszenario. Die laufenden Betriebskosten betragen 6,3 Mrd. Euro. Werden Kosteneinsparungen ggü. dem Nullszenario eingerechnet, so reduziert sich der Betrag auf 3,3 Mrd. Euro. Die Gesamtkosten können über einen jährlichen Kostenbeitrag von 57 Euro durch jeden Nutzer eines intelligenten Messsystems oder Zählers finanziert werden. Ein Systemkostenbeitrag müsste 20 Euro p.a. abdecken, wenn die Kostenersparnisse gegenüber dem herkömmlichen, konventionellen Zählerbetrieb mit berücksichtigt werden. Der Systemkostenbeitrag ist wiederum als zusätzliche Entgeltkomponente zum heutigen allgemeinen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung von jedem Endkunden ab Beginn des Rollouts in 2014 zu zahlen.

### **Bewertung eines Einbaus intelligenter Zähler nach § 21c Abs. 5 EnWG**

---

Mit dem Einbau intelligenter Zähler nach § 21c Abs. 5 EnWG steht eine preiswerte Variante zur Verfügung, die als Einstiegsmodell in intelligente Messsysteme der Zukunft angesehen werden kann. In der hier betrachteten Ausstattungsvariante werden der tatsächliche Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein abgesetztes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers widergespiegelt. Durch diese Zählervariante können auch Kundengruppen für den Einbau erschlossen werden, für die sich die relativ teure Einbindung in ein Kommunikationssystem (zunächst) nicht lohnt.

Eine abgesetzte Anzeigeeinheit in der Wohnung des Letztverbrauchers ist eine komfortable Voraussetzung und erhöht die Realisierung von Stromeinsparungen und Lastverlagerungen. Hierüber wird der Endkunde für seinen Stromverbrauch und seine Stromrechnung sensibilisiert. Dem Kunden können über eine Anzeigeeinheit in der Wohnung detaillierte Informationen zu seinem Verbrauchsverhalten bereitgestellt werden, so dass sowohl Stromeinsparung als auch Lastverlagerung möglich sind. Allerdings können über intelligente Zähler keine lastvariablen Tarifierreize oder Echtzeitinformationen zur Netzaus- und -belastung gegeben werden.

Durch eine sichere Anbindung an ein Smart Meter Gateway können intelligente Zähler in ein schutzprofilkonformes Messsystem überführt werden. Mittels SMGW wird eine Plattform für Mehrwertdienste geschaffen, auf der dann andere MSB und Dienstleister mit ihren Produkten und Dienstleistungen aufsetzen können. Dies gewährleisten die im BSI-Schutzprofil und den technischen Richtlinien festgelegten Standards.

Netzdienlichkeit, sowie der Großteil an Prozessverbesserungen in Ablesung und Abrechnung können bei dieser Zählervariante nicht realisiert werden und sind daher entsprechend nicht in die Nutzenbewertungen der KNA eingeflossen.

### **Anforderungen an den Betrieb intelligenter Zähler**

---

Beim Betrieb des intelligenten Zählers sind besondere Voraussetzungen zu beachten: Solange der intelligente Zähler nicht durch ein SMGW in ein intelligentes Messsystem eingebunden ist, können aufgrund der MID zurzeit keine speziellen Datenschutz- und Datensicherheitsvorgaben an die Datenübertragung einer Messeinrichtung gestellt werden. Die Inhouse-Datenübertragung ist daher entsprechend allgemeiner Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen auszugestalten, so dass die Kommunikationsverbindung von der Messeinrichtung zum Display über einen verschlüsselten Zugang erfolgen muss. Zudem darf die Kommunikationsverbindung nur unidirektional ausgelegt sein und ausschließlich zur Information des Letztverbrauchers und nicht als Verbindung zum intelligenten Netz genutzt werden. Ansonsten wäre der intelligente Zähler kompromittiert und darf daher später nicht mehr auf ein BSI Schutzprofil konformes intelligentes Messsystem aufgerüstet werden. Sobald eine bidirektionale Verbindung und/oder eine Verbindung zu Dritten aufgebaut wird, ist diese über ein SMGW einzurichten.

Der intelligente Zähler ist eine upgradefähige Messeinrichtung nach §21c Abs. 5 EnWG. Er kann durch ein zertifiziertes Smart Meter Gateway zu einem schutzprofilkonformen intelligenten Messsystem erweitert und somit in alle Kommunikationsnetze sicher eingebunden werden. Bei einer Überführung in ein schutzprofilkonformes Messsystem durch eine sichere Anbindung an ein Smart Meter Gateway wird neben einer sicheren Inhouse-Kommunikation über das SMGW auch eine sichere WAN-Kommunikation ermöglicht. Der intelligente Zähler wird immer dann in ein schutzprofilkonformes Messsystem zu überführen sein, wenn eine sichere Einbindung in Kommunikationsnetze, insbesondere die Einbindung in das intelligente Netz, ermöglicht und damit zu Dritten eine Verbindung aufgebaut werden soll.

## Migrationsstrategie für intelligente Zähler

---

Hinsichtlich des Rollouts intelligenter Zähler empfiehlt sich eine Migrationsstrategie, die analog zum § 21e Abs. 5 EnWG eine Übergangsfrist für abgesetzte Displays in der Wohnung des Letztverbrauchers beim Einbau von § 21c Abs. 5 EnWG-Zählern erlauben sollte.

Einerseits ist die Bereitstellung von Verbrauchsinformationen in der Wohnung des Letztverbrauchers ausschlaggebend für den Nutzen, der mit intelligenten Zählern gehoben werden kann. Andererseits können zurzeit die Anforderungen des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie nicht explizit auf alle Messeinrichtungen – und somit auch nicht auf § 21c Abs. 5 EnWG-Zähler – angewendet werden, da aufgrund der MID keine expliziten Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen an die Datenübertragung von Messeinrichtungen gestellt werden dürfen.

Es ist daher unbedingt erforderlich, dass die aus dem Jahre 2004 stammende MID in den kommenden Jahren eine Anpassung erfährt, um den geänderten Anforderungen von Messeinrichtungen im Hinblick auf Datenschutz, Datensicherheit, Kommunikation und als Bestandteil eines intelligenten Energieversorgungssystems gerecht werden zu können. Zudem sollte die MID konsistent zu später in Kraft getretenen Richtlinien (Drittes Binnenmarktpaket und Energieeffizienzrichtlinie) sein, was heute nicht der Fall ist. Solange und soweit dies nicht geschieht, laufen die Forderungen der Europäischen Kommission nach einem „data protection by design“ ins Leere.<sup>420</sup> Letztlich muss es möglich sein, Schutzprofile und Technische Richtlinien für intelligente Zähler vorzugeben und anzuwenden, auch wenn sie als Messeinrichtungen unter den Anwendungsbereich der MID fallen.

Für die kommenden 2-3 Jahre sollte daher keine gesetzliche Verpflichtung zum Einbau abgesetzter Displays in der Wohnung des Letztverbrauchers aufgestellt werden, sondern auf Marktlösungen gesetzt werden. Dabei sind bei Verwendung einer abgesetzten Anzeigeeinheit die allgemeinen Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen, wie die verschlüsselte Datenübertragung zum Display, einzuhalten. Analog zum § 21e Abs. 5 EnWG sollte der Einbau eines Displays bis zu diesem Zeitpunkt voraussetzen, dass „eine schriftliche Zustimmung des Anschlussnutzers zum Einbau und zur Nutzung eines Messsystems besteht, die er in der Kenntnis erteilt hat, dass das Messsystem nicht den Anforderungen der Absätze 2 und 4 entspricht.“<sup>421</sup> Sobald es möglich ist, spezifische Anforderungen an die Datenübertragung bei allen Messeinrichtungen aufzustellen, sollte eine abgesetzte Anzeigeeinheit vorgeschrieben werden. Diese ist dann entsprechend der dann gültigen speziellen Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen für Messeinrichtungen kommunikativ einzubinden.

Von dieser Migrationsstrategie unberührt bleiben die aus dem BSI Schutzprofil und der Technischen Richtlinie rührenden o.g. besonderen Anforderungen an den Betrieb der intelligenten Zähler.

## Vorteile für die Finanzierung des Rollouts

---

Im Kontinuitätsszenario Plus wird angenommen, dass die in § 21i Abs. 1 Nr. 8 EnWG vorgesehenen Möglichkeit genutzt wird und der § 21c Abs. 5 EnWG in Kraft gesetzt wird. Dies führt bis 2022 zu einer Ausstattung von etwa 66% der Zählpunkte mit intelligenten Zählern und Messsystemen. Für dieses Szenario ist festzuhalten:

- ▶ Gesamtwirtschaftlich betrachtet ist dieses Szenario unter den derzeitigen Rahmenbedingungen unvorteilhaft,
- ▶ über eine Preisdifferenzierung für intelligente Zähler und intelligente Messsysteme könnte eine verursachungsgerechte Preisgestaltung eingeführt werden, die den unterschiedlichen Kosten und Nutzen der beiden Systeme Rechnung trägt,
- ▶ dadurch führt das Szenario zu Kosten, die für den Großteil der betroffenen Endkunden wirtschaftlich tragfähig wären, beinhaltet jedoch im Bereich der Neubautätigkeit und Renovierungen weiterhin Fälle, für die sich der Einbau intelligenter Messsysteme nicht rentiert, und
- ▶ ist mit seinen Rolloutquoten praktisch umsetzbar, da der Einbau intelligenter Zähler deutlich einfacher ist als der Rollout intelligenter Messsysteme.

---

<sup>420</sup> Vgl. dazu EU-Kommission: Der Schutz der Privatsphäre in einer vernetzten Welt – Ein europäischer Datenschutzrahmen für das 21. Jahrhundert, 2012.

<sup>421</sup> § 21e Abs. 5 EnWG.

Da sämtliche betrachteten Szenarien bis zu diesem Punkt gesamtwirtschaftlich nicht vorteilhaft sind, wurden entsprechend der EU-Empfehlungen zusätzliche alternative Szenarien untersucht.

#### 7.1.4 Rolloutszenario

Im bisherigen Rechtsrahmen besteht lediglich für EEG- und KWK-Neuanlagen, d.h. Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des EnWG, also dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden, und über eine Anschlussleistung von mehr als 7 kW verfügen, eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme. Da sowohl Altanlagen als auch kleinere Einspeiseanlagen in ihrer Summe prinzipiell dieselben Wirkungen auf das Energieversorgungssystem wie Neuanlagen haben, wurde im Rolloutszenario die Pflichteinbaufälle um EEG-/KWK-Altanlagen und Anlagen unterhalb von 7 kW-Anschlussleistung bis zu einer Geringfügigkeitsschwelle von 250 Watt erweitert.

Das Rolloutszenario wurde zunächst unter dem derzeitigen Rechtsrahmen bewertet. Anschließend wurden die Wirkungen einer EEG-Gesetzesänderung quantifiziert und betrachtet.

#### Rolloutquoten

Im Rolloutszenario werden bis 2022 rd. 12 Mio. Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen ausgestattet, was eine Rolloutquote von etwa 25% entspricht. Im Zeitraum 2022 - 2032 werden nur noch neu hinzukommende Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen ausgestattet, was zu einer Rolloutquote von 32% bei rd. 16 Mio. Messsystemen bis 2032 führt (s. Tabelle 65).

**Tabelle 65: Ausbau intelligenter Messsysteme im Rolloutszenario**

Rolloutszenario	2016 [Mio.]	2022 [Mio.]	2032 [Mio.]
Anzahl Zähler insgesamt	46,9	48,2	50,3
Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh	4,3	7,4	7,5
EEG/KWK-Anlagen <sup>1</sup>	0,7	1,7	2,7
Neubau und Renovierungen <sup>2</sup>	1,2	4,1	7,7
Summe der Pflichtfälle und sonstigen Anwendungsfälle <sup>3</sup>	6,2	13,2	18,0
Bereinigung um Mehrfachfälle	0,6	1,3	1,8
Summe intelligente Messsysteme <sup>3</sup>	5,6	11,9	16,2
Rolloutquote insgesamt in %	11,9	24,6	32,1
Intelligente Messsysteme BSI-Schutzprofil konform	4,8	11,9	16,2
Moderne Messsysteme gem. § 21e Abs. 5 EnWG	0,8	0	0
Intelligente Zähler gem. § 21c Abs. 5 EnWG	0	0	0

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Inbetriebnahme.

<sup>2</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Fertigstellung bzw. der Renovierung.

<sup>3</sup> Rundungsdifferenzen möglich. Inklusive moderner Messsysteme.

#### Ergebnisse zusätzliche Pflichteinbaufälle im derzeitigen Rechtsrahmen

Das Rolloutszenario liegt im derzeitigen Rechtsrahmen mit einem Netto-Kapitalwert von -1,1 Mrd. Euro im negativen Bereich. Insgesamt sind Investitionen in Höhe von 3,9 Mrd. Euro bis 2022 notwendig, um eine Rolloutquote von 25% bei rd. 12 Mio. intelligenten Messsystemen zu realisieren.

**Tabelle 66: Ergebnisse Rolloutszenario ohne EE-Abregelung**

Rolloutszenario	Einheit	2014 - 2022
Netto-Kapitalwert	Mrd. Euro	-1,1 <sup>1</sup>
Anzahl intelligente Messsysteme (Rolloutquote) - Davon intelligente Messsysteme	Mio. (%)	11,9 (25%)
Notwendige Investitionen in intelligente Messsysteme <sup>2</sup>	Mrd. Euro	3,9
Laufende Betriebsausgaben	Mrd. Euro	5,5
Kosten je intelligentem Messsystem <sup>3</sup>	Euro p.a.	107
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen	Mrd. Euro	3,3
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden <sup>4</sup>	Euro p.a.	15

<sup>1</sup> Netto-Kapitalwert für 2012 -2032

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen.

<sup>3</sup> Kosten für einen Kunden, der ein intelligentes Messsystem eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus. CAPEX auf 13 Jahre (8+5) verteilt; OPEX für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung; Kostenersparnisse ggü. konventionellen Zählern bei OPEX nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> Entgelt beinhaltet CAPEX und OPEX und müsste von Beginn des Rollouts an in 2014 von allen Endkunden jährlich zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bezahlt werden. Effizienzgewinne ggü. Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern sind berücksichtigt.

Im derzeitigen Rechtsrahmen kann das Potenzial intelligenter Messsysteme im Hinblick auf die Steuerung und Regelung von EEG-Anlagen nicht gehoben werden. Die sonstigen Anwendungsfälle intelligenter Messsysteme und der daraus resultierende Nutzen reichen nicht aus, eine gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit für den Rollout intelligenter Messsysteme zu erzielen. Weder das EU-Szenario mit einer allgemeinen unspezifischen Einbaupflicht, noch das Kontinuitätsszenario und das Rolloutszenario mit einer Fokussierung auf die Anwendungsfälle, bei denen der größte Nutzen erzielt werden kann, führen zu einem positiven Netto-Kapitalwert. Daher wurde untersucht, wie sich eine Änderung des EEG auf die Szenarienergebnisse auswirkt.

#### Einbeziehung einer 5%igen Abregelbarkeit von EE-Anlagen zur Verringerung eines Netzausbaus

Die Einbeziehung der Möglichkeit, Erneuerbare Energie Anlagen bis zu maximal 5% ihrer Jahresenergiemenge (anlagenscharf) etwa im Falle von Netzengpässen oder Spannungsschwankungen fernsteuern zu können, führt zu einer erheblichen Erhöhung des Netto-Kapitalwertes um 2,7 Mrd. Euro auf insgesamt 1,6 Mrd. Euro. Erst durch die Möglichkeit zu einem aktiven Einspeisemanagement wendet sich bei dem betrachteten Szenario das Blatt; der Nettokapitalwert wird sichtbar positiv. Dies unterstreicht die Bedeutung eines netzdienlichen Rollouts im genannten Sinne und verdeutlicht, dass ein hohes Potenzial von Smart Metering nicht in der reinen Verbrauchsmessung sondern im intelligenten Einsatz als wichtiges Element eines intelligenten Netzes liegt, wie dies bereits (teilweise) im aktuellen Rechtsrahmen des EnWG 2011 angelegt ist.

Der wesentliche Nutzenzuwachs ergibt sich durch eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs - vor allem in den Verteilnetzen. Referenzprojekte zeigen, dass sich in vorhandenen (ländlichen) Verteilnetzen bis zu 100% mehr Kapazitäten Erneuerbarer Energien Anlagen anschließen lassen, wenn es möglich wäre, die Einspeisung von EEG-Anlagen um bis zu 5% der Jahresenergiemenge jeder Anlage im Bedarfsfall zu reduzieren.<sup>422</sup> Im Rahmen der Szenarienbetrachtung wurde von einer weniger optimistischen Annahme und einer Reduzierung von maximal 50% des Ausbaubedarfs im Verteilnetz ausgegangen.

Daneben bietet die Ausschöpfung der Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme weitere deutliche Vorteile. Die nahezu vollständige Abdeckung der netzrelevanten Zählpunkte führt gerade in netzkritischen Gebieten schnell zu einer Mindestpenetrationsrate von 15% mit intelligenten Messsystemen, die für eine ausgeprägte Messung von Netzzustandsdaten notwendig ist.

Die Kosten je intelligentem Messsystem liegen bei 107,- Euro p.a. ab Einbau, so dass auch in diesem Fall erhebliche Anstrengungen vom Endkunden zu leisten sind, damit sich diese Investition für ihn lohnt. Ein Systemkostenbeitrag für alle Verbraucher von zusätzlich 15 Euro p.a. zusätzlich zu dem durchschnittlichen Entgelt für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung i.H.v. 22 Euro p.a. bei Berücksichtigung von Kostenersparnissen, ist wiederum für einen Großteil der Endkunden als zu hoch zu bewerten.

<sup>422</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.

## Erst eine Änderung des EEG stellt gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit sicher

Die Fokussierung auf diejenigen Zählpunkte, bei denen der größtmögliche Nutzen mit intelligenten Messsystemen gehoben werden kann, führt mit einem Netto-Kapitalwert von 1,6 Mrd. Euro im Betrachtungszeitraum 2012 - 2032 zu einem gesamtwirtschaftlich positiven Ergebnis. Dies setzt jedoch die Änderung des Rechtsrahmens, insbesondere des EEG voraus.<sup>423</sup>

Für die Einspeisung aus EEG-Anlagen werden die verbesserten Daten aus intelligenten Messsystemen zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen, indem dezentrale Einspeisung intelligenter gesteuert werden kann. Hierbei kommt es neben technischen Voraussetzungen, diese Anlagen intelligent steuern zu können, auch auf ein entsprechendes regulatorisches Umfeld an, das ein Einspeisemanagement bzw. eine Leistungssteuerung dezentraler Anlagen ermöglicht. Daran fehlt es aktuell noch im EEG. Zwar gibt das EEG Anlagenbetreibern für größere Anlagen die Verpflichtung zur Ausrüstung mit Kommunikations- und Steuertechnik auf, allerdings macht das EEG keinen Weg frei für ein aktives Einspeisemanagement. Einspeisemanagement nach aktuellem EEG ist stets Netzausbau und somit Folgekosten auslösend. Zudem ist es auf den Ausnahmefall beschränkt und gehört nicht zum Regelinstrumentarium des Netzbetreibers. Kostensenkungs- und Flexibilisierungspotenziale eines Einspeisemanagements werden aufgrund der aktuellen Regelungen des EEG, die nicht auf die Möglichkeiten des intelligenten Netzes zugeschnitten sind, vergeben. Schon für die Ausweitung der technischen Vorgaben des § 6 EEG auf alle Anlagen schätzt die Dena Verteilnetzstudie die Reduzierung des Ausbaubedarfs über alle Spannungsebenen im Verteilnetz auf etwa 19% bis 2030<sup>424</sup>; weitere Maßnahmen wie ein aktives Einspeisemanagement versprechen weit größere Effekte und können zu einem entscheidenden Argument für den Rollout von intelligenten Messsystemen werden.

**Tabelle 67: Ergebnisse Rolloutszenario mit EE-Abregelung**

Rolloutszenario mit EE-Abregelung	Einheit	2014 - 2022
Netto-Kapitalwert	Mrd. Euro	1,6 <sup>1</sup>
Anzahl intelligente Messsysteme (Rolloutquote) - Davon intelligente Messsysteme	Mio. (%)	11,9 (25%)
Notwendige Investitionen in intelligente Messsysteme <sup>2</sup>	Mrd. Euro	3,9
Laufende Betriebsausgaben	Mrd. Euro	5,5
Kosten je intelligentem Messsystem <sup>3</sup>	Euro p.a.	107
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen	Mrd. Euro	3,3
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden <sup>4</sup>	Euro p.a.	15

<sup>1</sup> Netto-Kapitalwert für 2012 -2032

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen.

<sup>3</sup> Kosten für einen Kunden, der einen intelligentes Messsystem eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus. CAPEX auf 13 Jahre (8+5) verteilt; OPEX für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung; Kostenersparnisse ggü. konventionellen Zählern bei OPEX nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> Entgelt beinhaltet CAPEX und OPEX und müsste von Beginn des Rollouts an in 2014 von allen Endkunden jährlich zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bezahlt werden. Effizienzgewinne ggü. Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern sind berücksichtigt.

Mit der Ausdehnung der Pflichteinbaufälle auf die genannten Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen wird zudem die Integration der Erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem erleichtert bzw. deren finanzielle Folgen begrenzt. Hiermit kann ein zusätzlicher Beitrag zur Energiewende geleistet werden.

Die im Vergleich zum Fullrollout geringe Rolloutquote von 25% führt jedoch weiterhin zu relativ hohen Kosten je intelligentem Messsystem für viele Nutzer. Ein Systemkostenbeitrag ist in dieser Variante ebenfalls nicht zu empfehlen, da der Großteil der Endkunden nicht direkt von der Einführung intelligenter Messsysteme profitieren kann und der Einbau intelligenter Messsysteme bei einer kleinen Gruppe von der Allgemeinheit der Verbraucher mitfinanziert werden würde.

<sup>423</sup> Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen wurde die Änderung des EEG auch für das Kontinuitätsszenario mit untersucht.

<sup>424</sup> Dena: Verteilnetzstudie, 2012, S. 192.



### 7.1.5 Rolloutszenario Plus

Eine Möglichkeit die Kostenbelastung für die Nutzer intelligenter Messsysteme in der Rolloutstrategie zu verringern besteht in der Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG. Durch die Erhöhung der Gesamtrolloutquote mit intelligenten Zählern ergeben sich weitere Skaleneffekte und die Möglichkeit zur Mischkalkulation.

#### Rolloutquoten

Durch den turnusmäßigen Wechsel aller konventionellen Zähler - zusätzlich zu den Pflichteinbaufällen - wird im Rolloutszenario Plus bereits bis 2029 ein flächendeckender Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler erreicht. Bis 2022 wird mit 32,6 Mio. intelligenten Zählern/Messsystemen eine Rolloutquote von rd. 68% erzielt. Davon entfallen rd. 1/3 auf intelligente Messsysteme und 2/3 auf intelligente Zähler.

**Tabelle 68: Ausbau intelligenter Messsysteme und Zähler im Rolloutszenario Plus**

<b>Rolloutszenario Plus</b>	<b>2016 [Mio.]</b>	<b>2022 [Mio.]</b>	<b>2032 [Mio.]</b>
Anzahl Zähler insgesamt	46,9	48,2	50,3
Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh	4,3	7,4	7,5
EEG/KWK-Anlagen <sup>1</sup>	0,2	0,6	1,2
Neubau und Renovierungen <sup>2</sup>	1,2	4,1	7,7
Austausch von Zählern über Turnuswechsel	6,9	20,7	35,5
<b>Summe der Pflichtfälle und sonstigen Anwendungsfälle<sup>3</sup></b>	<b>13,1</b>	<b>33,9</b>	<b>52,1</b>
Bereinigung um Mehrfachfälle	0,6	1,3	1,8
<b>Summe intelligente Messsysteme/Zähler<sup>3</sup></b>	<b>12,5</b>	<b>32,6</b>	<b>50,3</b>
Rolloutquote insgesamt in %	26,6	67,6	100,0
Intelligente Messsysteme BSI-Schutzprofil konform	4,8	11,9	15,8
Moderne Messsysteme gem. § 21e Abs. 5 EnWG	1,0	0	0
Intelligente Zähler gem. § 21c Abs. 5 EnWG	6,7	20,7	34,5

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Inbetriebnahme.

<sup>2</sup> Einbau des intelligenten Messsystems im Jahr der Fertigstellung bzw. der Renovierung.

<sup>3</sup> Rundungsdifferenzen möglich. Inklusive moderner Messsysteme.

#### Ergebnisse und Bewertung

Bei einer Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG im Rolloutszenario ergibt sich eine geringfügige Verringerung des Netto-Kapitalwerts um 0,1 Mrd. Euro auf 1,5 Mrd. Euro. Jedoch weist diese Variante eine Reihe an Vorteilen auf.

**Tabelle 69: Ergebnisse Rolloutszenario Plus**

Rolloutszenario Plus	Einheit	2014 - 2022
Netto-Kapitalwert	Mrd. Euro	1,5 <sup>1</sup>
Anzahl intelligenter Messsysteme und Zähler (Rolloutquote)	Mio. (%)	32,6 (68%)
- Davon intelligente Messsysteme		11,9 (37%)
Notwendige Investitionen in intelligente Messsysteme und Zähler <sup>2</sup>	Mrd. Euro	7,0
Laufende Betriebsausgaben	Mrd. Euro	6,7
Kosten je intelligentem Messsystem und Zähler <sup>3</sup>	Euro p.a.	58
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen	Mrd. Euro	3,3
Systemkostenbeitrag für alle Endkunden <sup>4</sup>	Euro p.a.	21

<sup>1</sup> Netto-Kapitalwert für 2012 -2032

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder intelligente Zähler, Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen.

<sup>3</sup> Kosten für einen Kunden, der einen intelligentes Messsystem oder einen intelligenten Zähler eingebaut bekommt, ab dem Jahr des Einbaus. CAPEX auf 13 Jahre (8+5) verteilt; OPEX für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung; Kostenersparnisse ggü. konventionellen Zählern bei OPEX nicht berücksichtigt.

<sup>4</sup> Entgelt beinhaltet CAPEX und OPEX und müsste von Beginn des Rollouts an in 2014 von allen Endkunden jährlich zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bezahlt werden. Effizienzgewinne ggü. Messstellenbetrieb mit konventionellen Zählern sind berücksichtigt.

Das Rolloutszenario Plus ermöglicht allen Endkunden eine maßgeschneiderte Lösung im Hinblick auf den Einbau von intelligenten Messsystemen und Zählern bei verschiedenen Ausgangssituationen:

- ▶ Zählpunkte, die effizient zur Netzdienlichkeit beitragen können, sind Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme.
- ▶ Zählpunkte, die isoliert betrachtet nur in geringerem Maße zur Erhöhung der Energieeffizienz beitragen können, werden sukzessive mit kostengünstigeren intelligenten Zählern ausgestattet, die unkompliziert zu intelligenten Messsystemen aufgerüstet werden können.
- ▶ Kunden, die keinen Wert auf eine externe Kommunikationsanbindung legen - bei freiwilliger Entscheidung für ein intelligentes Messsysteme oder Zähler - kann mit dem Einbau eines intelligenten Zählers eine kostengünstigere Lösung angeboten werden.

Die Anzahl der jährlich zu installierenden intelligente Messsysteme und Zähler liegt mit durchschnittlich rd. 4 Mio. Zählern bzw. Messsystemen bis 2018 genauso hoch wie im EU-Szenario. Da jedoch mehr als die Hälfte der Installationen auf intelligente Zähler entfallen, sind die Installations- und Integrationsprozesse im Vergleich zum EU-Szenario deutlich einfacher, bei dem nur intelligente Messsysteme ausgerollt werden. Bei intelligenten Zählern ist keine externe kommunikative Anbindung erforderlich. Die Einbauprozesse sind bereits häufig erprobt.

Mit dem Rolloutszenario plus wird die Messinfrastruktur in Deutschland komplett modernisiert, es wird bis 2029 ein vollständiger Rollout mit intelligenten Messsystemen und Zählern erreicht. Damit wird ein signifikanter Beitrag zur der Energiewende geleistet, insbesondere zur Integration der Erneuerbaren Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz.

Ein weiterer Vorteil besteht hinsichtlich der Finanzierung des Rollouts. So reduzieren sich die Kosten je intelligentem Messsystem und Zähler pro Einheit auf 58 Euro p.a. Durch den Parallelrollout von intelligenten Messsystemen und preiswerteren intelligenten Zählern ergibt sich ein Mischpreis, der sich für deutlich mehr Endkunden aus einzelwirtschaftlicher Sicht rentieren kann.

Ein Systemkostenbeitrag würde bei 21 Euro p.a. unter Berücksichtigung der Kostenersparnisse ggü. dem Betrieb konventioneller Zähler liegen. Im Falle der Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG ist ein Systemkostenbeitrag anders zu bewerten, als wenn nur intelligente Messsysteme verpflichtend verbaut werden. Zum einen profitiert durch die Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG letztendlich jeder Endkunde - früher oder später - zumindest von einem intelligenten Zähler, da der Einbau im Wege des Turnuswechsels erfolgt. Zum anderen sind die gesamtwirtschaftlichen Nutzeneffekte höher als im reinen Rolloutszenario, da der Ausbaubedarf für Erzeugungskapazitäten und Netze weiter reduziert wird. Durch die Verknüpfung der drei Nutzengrößen von intelligenten Messsystemen, intelligenten Zählern, sowie dem allgemeinen gesamtwirtschaftlicher Nutzen lässt sich ein Finanzierungsmodell ableiten, das zu einer verursachungsgerechten Verteilung der Kosten des Rollouts gelangt (vgl. dazu Kapitel 8.4).

## Empfehlung für Rolloutszenario Plus

---

Das Rolloutszenario Plus ist unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten zu empfehlen und bietet darüber hinaus eine Reihe an weiteren Vorteilen:

- ▶ Es ergibt sich ein positiver Netto-Kapitalwert von 1,5 Mrd. Euro im Zeitraum 2012 - 2032, der nur geringfügig unter dem Netto-Kapitalwert des Rolloutszenarios mit 1,6 Mrd. Euro liegt.
- ▶ Über eine Mischkalkulation, die intelligente Zähler, intelligente Messsysteme und einen Systemkostenbeitrag beinhaltet, lässt sich ein verursachungsgerechtes und tragfähiges Finanzierungsmodell für den Rollout ableiten, die Entgeltfestlegung kann besser auf die Bedürfnisse und Zahlungsbereitschaft der Kunden zugeschnitten werden (vgl. dazu im Detail Kapitel 8.4).
- ▶ Für jeden Anwendungsfall werden maßgeschneiderte Lösungen möglich.
- ▶ Da jeder Endkunde letztendlich direkt vom Rollout profitiert, werden keine Gruppen privilegiert.
- ▶ Der beschleunigte Rollout erhöht Skaleneffekte und gibt den Marktakteuren (Geräteherstellern, Messstellenbetreibern etc.) Investitions- und Planungssicherheit.
- ▶ Intelligente Zähler bieten eine Plattform für andere Marktteilnehmer, um in allen Gebäuden mittels ergänzter SMGWs Produkte und Mehrwertdienstleistungen leichter vermarkten zu können.
- ▶ Mit einer durchschnittlichen Rolloutquote von rd. 4 Mio. Zählern p.a. bis 2018 ist der Rollout ambitioniert, jedoch praktisch umsetzbar, da mehr als die Hälfte der Installationen lediglich intelligente Zähler sind.

Im Folgenden wird die Robustheit der Empfehlung und weiterer Optimierungsmöglichkeiten anhand von Sensitivitätsanalysen und der Beantwortung ausgewählter mit dem Rollout verknüpfter Fragestellungen untersucht.

## 7.2 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen des Gutachtens wurden verschiedene weitergehende Fragestellungen untersucht, die mit dem Rollout verknüpft sind.

Zudem wurden Sensitivitätsanalysen für einzelne Einflussparameter durchgeführt, um die Robustheit der Ergebnisse und Empfehlungen zu validieren. Die Tabelle 70 fasst die wesentlichen Effekte zusammen. Die Effekte wurden jeweils isoliert voneinander betrachtet. Zugrunde gelegt wurde das Rolloutszenario Plus bei Beibehaltung der EEG-Ausgleichszahlungen. Zum Vergleich und zur besseren Bewertung von Sensitivitäten wurden stellenweise auch das EU-, das Kontinuitäts- und das Rolloutszenario mit in die Sensitivitätsanalysen einbezogen.

**Tabelle 70: Zusammenfassung der Sensitivitätsanalysen**

Annahme	Zusätzlicher Netto-Kapitalwert im Rolloutszenario Plus [Mrd. Euro]
Verdopplung tatsächliche Stromeinsparung auf durchschnittlich 3,6% p.a.	+5,7
Keine Stromeinsparung	-5,7
Strompreissteigerung real 1% p.a. anstatt real konstante Preise	+1,2
Tarifspreizung: 20% Reduzierung Off-Peak Arbeitspreis ggü. Peak Arbeitspreis bei Strom, anstatt 10%	+2,0
Optimierung der Netzdienlichkeit	+2,9
Wegfall der Netzdienlichkeit	-2,9
Halbierung der EEG-Ausgleichszahlungen bei Abregelung von EE-Anlagen	+0,4
Ausdehnung der Pflichteinbaufälle auf § 14a EnWG-Anlagen, wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge	0,0
Verlängerung der Frist zur Abarbeitung bestehender Pflichteinbaufälle bis 2022 anstatt 2018	-0,7
Turnuswechsel nach 24 Jahren (16 Jahre Eichperiode plus Nacheichung) anstatt nach 16 Jahren	-0,6
Wegfall Skaleneffekte bei der Beschaffung	-2,2
Konzentration der MSB-Rolle und der Funktion des Smart Meter Gateway Administrators auf max. 70 Unternehmen	+0,7
Konzentration der MSB-Rolle und der Funktion des Administrators auf max. 10 Unternehmen	+1,2

Quelle: Ernst & Young

Zu den Effekten im Einzelnen.

### Stromeinsparung

Die Höhe der tatsächlichen Stromeinsparungen beeinflusst die Ergebnisse der Szenarienberechnungen erheblich (s. Tabelle 71). Neben den direkten Effekten - insbesondere die Reduzierung der Stromkosten beim Endkunden - treten indirekte Effekte und Wechselwirkungen, wie z.B. hinsichtlich des Netzausbaubedarfs, auf. So führt eine vermehrte Stromeinsparung in Netzgebieten mit hohem Anteil an regenerativer Einspeisung u.U. zu einem zusätzlichen Netzausbaubedarf, da der eigenerzeugte Strom nicht mehr selbst verbraucht wird, sondern abtransportiert werden muss.

**Tabelle 71: Sensitivitäten Stromeinsparung**

Netto-Kapitalwert 2012 - 2032 [Mrd. Euro]	Min <sup>1</sup> (0%)	Mittelwert <sup>2</sup> (1,8%)	Max <sup>3</sup> (3,6%)
EU-Szenario <sup>4</sup>	-5,9	-0,1	6,1
Kontinuitätsszenario	-3,2	0,9	5,0
Rolloutszenario	-2,6	1,6	5,9
Rolloutszenario Plus <sup>5</sup>	-4,2	1,5	7,2

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> 0% Stromeinsparung in allen Verbrauchsklassen.

<sup>2</sup> 0,5% bei < 2.000 kWh/a; 1% bei 2.000 - 3.000 kWh/a; 1,5% bei 3.000 - 4.000 kWh/a; 2% bei 4.000 - 6.000 kWh/a; 2,5% bei > 6.000 kWh/a. Dies entspricht 1,8% im Durchschnitt.

<sup>3</sup> 1% bei < 2.000 kWh/a; 2% bei 2.000 - 3.000 kWh/a; 3% bei 3.000 - 4.000 kWh/a; 4% bei 4.000 - 6.000 kWh/a; 5% bei > 6.000 kWh/a. Dies entspricht 3,6% im Durchschnitt.

<sup>4</sup> Ohne EE-Abregelung.

<sup>5</sup> Beim Rolloutszenario Plus reduziert sich das Stromeinsparpotenzial im mittleren Betrachtungsfall auf 1,2% und auf 2,4% im maximalen Betrachtungsfall aufgrund der geringeren Stromeinsparung bei intelligenten Zählern ggü. intelligenten Messsystemen .

Ohne jegliche Stromeinsparungen ist der Rollout in allen Szenarien gesamtwirtschaftlich nicht vorteilhaft – das Risiko eines gesamtwirtschaftlichen Schadens ist beim Rolloutszenario am geringsten, beim EU-Szenario dagegen erheblich. Bei sehr optimistischen Annahmen sind alle Szenarien vorteilhaft. Das empfohlene Rolloutszenario Plus bietet das größte Potenzial, gesamtwirtschaftliche Vorteile aufgrund von Stromeinsparungen zu erzielen. Durch die maßgeschneiderte Ausstattung aller Endkunden bis 2029 mit intelligenten Zählern oder intelligenten Messsystemen werden die vorhandenen Stromeinsparpotenziale möglichst effizient und unter größtmöglicher Beachtung der individuellen finanziellen Belastungsgrenzen gehoben.

Der tatsächlich realisierten Stromeinsparung kommt somit erheblich Bedeutung für die langfristige Wirtschaftlichkeit einer Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern zu. Die Vielzahl an Studien und Pilotprojekten geben zwar gute Indikationen über das tatsächlich realisierbare Einsparpotenzial, die Spannweite der Ergebnisse zeigen jedoch noch weiteren grundsätzlichen Untersuchungsbedarf unter realistischen Alltagsbedingungen zu dieser Fragestellung an. Es wird daher empfohlen, spätestens mit Beginn des Rollouts eine umfassende, bundesweite Studie zu diesem Themenkomplex zu starten.

Mit dem angenommenen mittleren Stromeinsparpotenzial von durchschnittlich 1,8% bzw. 1,2% p.a.<sup>425</sup> für diese wesentliche Annahme einer KNA bewegen wir uns im Bereich anderer vergleichbarer internationaler Kosten-Nutzen-Analysen. Unberücksichtigt bleibt in anderen Studien jedoch, dass die Endkunden in den verschiedenen Verbrauchsklassen über unterschiedliche realistische Stromeinsparpotenziale verfügen. Dieses hat erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse der KNA und die Rolloutstrategie.

Zur Sicherstellung, dass zumindest die angenommene durchschnittliche Stromeinsparung von 1,8% (1,2%) realisiert wird, ist eine bundesweite Informations- und Aufklärungskampagne im Rahmen der Energiewende zu empfehlen.

## Strompreis

---

Bei den Szenarienberechnungen wurde von real konstanten Strompreisen bei einer Inflationierung von 2% p.a. über den Betrachtungszeitraum ausgegangen, um die Ergebnisse nicht durch Preiseffekte zu verzerren. Eine reale Erhöhung der Endkundenpreise um 1% p.a. für Haushalts- und Gewerbekunden führt zu einer Erhöhung des Netto-Kapitalwertes um 1,2 Mrd. Euro. Eine Realpreissteigerung des Strompreises erhöht vor allem den Nutzen der Endkunden, den sie durch Stromeinsparungen und Lastverlagerungen erzielen können.

Ein zusätzlicher Nutzeneffekt könnte auch durch eine weitere Tarifspreizung erzielt werden. Bei einer Reduzierung des Arbeitspreises in Off-Peak-Zeiten um 20% gegenüber Peak-Zeiten – anstatt um 10% wie in den Grundszenarien angenommen – ergibt sich ein zusätzlicher Netto-Kapitalwert von 2,0 Mrd. Euro.

Eine zusätzliche Tarifspreizung ließe sich herbeiführen über:

- ▶ eine Verpflichtung der Energielieferanten zum Angebot eines solchen Tarifs und/oder
- ▶ über eine Umstellung der Netzentgeltsystematik.

Im augenblicklichen Regulierungsregime sind die Netzentgelte für Standardlastprofilkunden für jede verbrauchte kWh identisch. Eine Flexibilisierung bei der Bemessung der Netzentgelte könnte für eine Tarifspreizung förderlich sein. Da die Netzentgelte jedoch nur einen Teil (etwa 20%) des Gesamtentgeltes der Endkunden ausmachen, kann eine signifikante Tarifspreizung nur über die zusätzliche Einbeziehung anderer Entgeltkomponenten erfolgen.

## Netzdienlichkeit

---

Die Quantifizierung der Netzdienlichkeit ist aufgrund fehlender, belastbarer Analysen und Erfahrungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Daher wurden in diesem Zusammenhang zwar Varianten betrachtet (s. Tabelle 72), allerdings nicht als Basis für die Kosten-Nutzen-Analyse herangezogen.

---

<sup>425</sup> Da das Einsparpotenzial bei Nutzung eines intelligenten Zählers geringer ist, beträgt das tatsächliche Einsparpotenzial bei dem Rolloutszenario Plus nur 1,2% p.a.

**Tabelle 72: Sensitivitäten Netzdienlichkeit**

Netto-Kapitalwert 2012 - 2032 [Mrd. Euro]	Min <sup>1</sup>	Mittelwert <sup>2</sup>	Max <sup>3</sup>
EU-Szenario <sup>4</sup>	-0,5	-0,1	0,3
Kontinuitätsszenario	-0,6	0,9	2,3
Rolloutszenario	-1,1	1,6	4,4
Rolloutszenario Plus	-1,4	1,5	4,4

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> Die Einführung intelligenter Messsysteme hat keinerlei Auswirkungen auf den Netzbetrieb und den Ausbau der Netze.

<sup>2</sup> Max. Einsparungen bei Übertragung: Netzplanung: 0%; Lastmanagement: 1%; EE-Abregelung: 1%. Max. Einsparung bei Verteilung: Lastmanagement: 5% EE-Abregelung: 20%; Netzplanung: 2,5%; Reduktion der Stromnachfrage: 5% (Stadt) , Land: 5% Ausbaubedarf; Netzbetrieb: 5%.

<sup>3</sup> Max. Einsparungen bei Übertragung: Netzplanung: 0,5%; Lastmanagement: 2%; EE-Abregelung: 2%. Max. Einsparung bei Verteilung: Lastmanagement: 10% EE-Abregelung: 40%; Netzplanung: 5%; Reduktion der Stromnachfrage: 10% (Stadt) , Land: 10% Ausbaubedarf; Netzbetrieb: 10%.

<sup>4</sup> Ohne EE-Abregelung.

Die Netzdienlichkeit von intelligenten Messsystemen liegt dabei in:

- ▶ Der Verwendung von Netz- und Verbrauchsinformationen im Rahmen der Netzplanung,
- ▶ der Nutzung von Netzzustandsdaten für das Netzmanagement, indem z.B. Informationen zu Spannung, Blind- und Wirkleistung über ein intelligentes Messsysteme erfasst und an den Netzbetreiber kommuniziert werden,
- ▶ der Nutzung von Verbrauchs- und Netzzustandsdaten im Rahmen eines netzgetriebenen Lastmanagements,
- ▶ der Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen über das intelligente Messsystem, sowie
- ▶ der Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements über das intelligente Messsystem.

Ohne jegliche Netzdienlichkeit ist ein Rollout in allen Szenarien negativ. Die Netzdienlichkeit von intelligenten Messsystemen ist daher für die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit eines Rollouts notwendige Voraussetzung. Wesentlich ist dabei insbesondere, wie oben beschrieben, über die Änderung des EEG verbesserte Möglichkeiten für ein Einspeisemanagement bei EE-Anlagen zu schaffen.

### **Halbierung der EEG-Ausgleichszahlungen bei Abregelung von EEG-Anlagen**

Zusätzlich könnte über eine Halbierung der EEG-Ausgleichszahlungen bei der Abregelung von Erneuerbaren Energien Anlagen eine weitere Steigerung des Netto-Kapitalwerts um 0,4 Mrd. Euro erzielt werden. Auch in diesem Zusammenhang wäre eine Änderung des derzeitigen Rechtsrahmens des EEG notwendig.

### **Verzögerte Abarbeitung von Alt-Pflichteinbaufällen**

Wird der Rollout verzögert, so sind die Effekte aus der Netzdienlichkeit geringer, da gerade in den kommenden Jahren ein erhöhter Investitionsbedarf in den Netzen besteht. Bei Abarbeitung aller Pflichteinbaufälle aus der Vergangenheit bis 2022 anstatt bis 2018 verringert sich der Netto-Kapitalwert um -0,7 Mrd. Euro auf +0,8 Mrd. Euro.

### **Optimierung der Organisation**

Eine Konzentration der MSB-Rolle und der Rolle des Smart Meter Gateway Administrators auf 70 (große) Messstellenbetreiber würde im Falle des Rolloutszenarios zu einem Zuwachs des Netto-Kapitalwertes von ca. 0,7 Mrd. Euro führen, die Konzentration auf nur 10 (große) Messstellenbetreiber weitere 0,5 Mrd. Euro (s. Tabelle 73).

Mit einer Verringerung der Anzahl an Unternehmen, die die Rolle des Messstellenbetreibers (MSB) und die Funktionen des Smart Meter Gateway Administrators übernehmen, können Skaleneffekte bei den Aufbaukosten (insbesondere IT) erzielt werden.

Darüber hinaus ergeben sich weitere hier nicht quantifizierte Vorteile. Zum einen vereinfachen sich Marktprozesse, da sich der Informationsaustausch zwischen MSB und anderen Marktrollen auf deutlich weniger Unternehmen konzentriert. Zum anderen befindet sich Aufbau einer intelligenten - BSI-Schutzprofil konformen - Messsysteminfrastruktur in Deutschland noch in der frühen Entwicklungs- und Erprobungsphase. Die in dieser Phase z.T. kostenintensiven Lernprozesse können von wenigen MSB einfacher verkraftet werden und führen schneller zu Lerneffekten, als wenn jeder MSB isoliert agieren würde.

**Tabelle 73: Sensitivitäten Organisation**

Netto-Kapitalwert 2012 - 2032 [Mrd. Euro]	Struktur heute (ca. 900 MSB)	70 MSB	10 MSB
EU-Szenario <sup>1</sup>	-0,1	0,6	1,1
Kontinuitätsszenario	0,9	1,6	2,0
Rolloutszenario	1,6	2,4	2,8
Rolloutszenario Plus	1,5	2,2	2,7

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> ohne EE-Abregelung.

### Erzielung von Skaleneffekten für den Erfolg des Rollouts erforderlich

Weitere Skaleneffekte bei der Beschaffung wurden nicht berücksichtigt, da bei allen Grundscenarien von einer Optimierung der Beschaffung ausgegangen wurde. Sollten diese Skaleneffekte nicht realisiert werden können, so verschlechtert sich der Netto-Kapitalwert im Rolloutszenario mit EE-Abregelung um 2,2 Mrd. Euro. Daher kommt einer optimierten Beschaffung eine zentrale Bedeutung bei der Realisierung der gesamtwirtschaftlichen Vorteile eines Rollouts mit hohen Rolloutquoten zu.

Verfügt ein MSB alleine über zu wenige Zählpunkte, um die notwendigen Einkaufsvorteile zu erzielen, so stehen ihm mehrere Möglichkeiten offen. Zum einen kann er auf dem Weg von Kooperationen größere Einheiten bilden, zum anderen Dienstleister beauftragen, die über eine Einkaufsbündelung entsprechende Skaleneffekte erreichen können.

Bislang sind nach § 17 Abs. 7 StromNEV lediglich separate Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung durch den regulierten Akteur festzulegen. Es wird in Abweichung von dieser bisherigen Anerkennungssystematik bzw. im Gegensatz zur bisherigen eigenverantwortlichen Festlegung der Entgelthöhe durch den regulierten Akteur empfohlen, Höchstgrenzen für die regulatorische Anerkennung von Entgelten für intelligente Zähler und Messsysteme festzulegen, um

- ▶ die Erzielung von Skaleneffekten und deren Berücksichtigung in den Entgelten sicher zu stellen,
- ▶ zu gewährleisten, dass der Systemkostenbeitrag zum Aufbau einer intelligenten Messinfrastruktur in Deutschland transparent ausgewiesen und berechnet wird, sowie
- ▶ der bisherigen großen Bandbreite bei den Messentgelten entgegen zu wirken.

### Ausdehnung der Einbauverpflichtungen für weitere Verbrauchsgruppen

Eine Ausdehnung der Pflichteinbaufälle auf Verbrauchsgruppen, die weniger als 6.000 kWh/a verbrauchen, führt zwar rechnerisch zu einem höheren Netto-Kapitalwert in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung, bedeutet jedoch eine hohe finanzielle Belastung bei einzelnen Kunden(gruppen) und konterkariert einen marktlichen Rollout.

Der höchste Netto-Kapitalwert wird mit 4,3 Mrd. Euro für den Fall erzielt, dass Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 3.000 kWh zu einem Einbau von intelligenten Messsystemen verpflichtet würden.<sup>426</sup> Dies würde zu Kosten von 91,- Euro p.a. je intelligentem Messsystem oder einem zusätzlichen Systemkostenbeitrag von 26 Euro p.a. für jeden Kunden führen. Angesichts des maximal möglichen Einsparpotenzials von 35,- Euro p.a. für die Kundengruppe von 3.000 bis 4.000 kWh/a (s. Kapitel 4.2.1) ist das Entgelt von 91,- Euro p.a. unverhältnismäßig hoch.

Die Verbrauchseinrichtungen von Kunden unterhalb eines Jahresverbrauches von 6.000 kWh können aufgrund des geringen Verbrauchspotenzials nicht wirtschaftlich zu netzdienlichen Zwecken eingesetzt werden. Daher genügt es, diese Kundengruppen mit intelligenten Zählern auszustatten, damit auch sie Stromeinsparpotenziale in gesamtwirtschaftlich relevanter Weise heben können.

Zudem würde der Pflichteinbau an dieser Stelle den marktlichen Ansatz konterkarieren, der bei diesen Kundengruppen Vorteile bietet. Da bei diesen Kundengruppen sowohl Netzdienlichkeit als auch Energieeffizienzpotenziale nur in geringem Umfang vorhanden sind, ist ein verpflichtender Rollout gesamtwirtschaftlich nicht zielführend. Die verpflichtende, kostenträchtige kommunikative Einbindung dieser Kunden ist nicht notwendig.

Diese Kundengruppen sind prädestiniert für neue, innovative Produkte und Mehrwertdienstleistungen, die einen marktlichen Nutzen in den Vordergrund stellen. In Frage kommen etwa Sicherheits- oder Komfortbedürfnisse des Kunden. Mit einem verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme würde der grundsätzliche MSB die kommunikative Einbindung bestimmen. Der Raum für wettbewerbliche Angebote und innovative Lösungen könnte nachhaltig dadurch beschränkt werden, dass es nicht Aufgabe des regulierten Akteurs ist, Systeme für mögliche energiefremde Dienstleistungen zu entwickeln bzw. anzubieten.

### **Veränderung der Einbaupflichten bei Neubauten und Renovierungen**

---

Bei der Bewertung der derzeitigen Einbaupflichten bei Neubauten und Renovierungen sind wiederum drei Ziele zu beachten:

1. die Kostenbelastungen von Verbrauchern mit geringerem Stromverbrauch,
2. die Investitionssicherheit, die mit dieser Einbaupflicht für die Gerätehersteller und MSB verbunden ist, und
3. das Wertpotenzial einer modernen Gebäudeinfrastruktur für Energiedienstleistungen und Mehrwertdienste.

Die derzeitige Einbaupflicht für alle Neubauten und Renovierungen führt dazu, dass auch Endkunden mit geringem Stromverbrauch von der Pflicht zum Einbau eines intelligenten Messsystems betroffen sind. Da insbesondere Endkunden mit einem Jahresverbrauch unterhalb von 3.000 kWh nicht in der Lage sind, die Zusatzkosten für ein intelligentes Messsystem in einer Größenordnung von über 80 Euro p.a. über Stromersparung und Lastverlagerung zu kompensieren, ist diese Gruppe von einer relativ hohen finanziellen Belastung betroffen.

Andererseits bietet die Anzahl an Neubauten und Renovierungen (ca. 1 Mio. Neubauten sowie ca. 4 Mio. Renovierungen zwischen 2012 und 2022) den Geräteherstellern und MSB eine Planungs- und damit Investitionssicherheit für eine signifikante Anzahl an Messsystemen. Dies wirkt sich wiederum investitionsfördernd und auch kostensenkend auf die Systeme aus. Ein Wegfall der Einbaupflicht würde sich auf das Ziel der Investitionssicherheit negativ auswirken.

Auch liegt die Logik eines Ansatzes, der eine Ausrüstung moderner Gebäudeinfrastruktur mit intelligenten Messsystemen zum Ziel hat, auf der Hand. Es ist wesentlich leichter, Gebäude mit Systemen auszurüsten, wenn dies bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden kann, was insbesondere für alle Neubauten gilt. Nachrüstungen fallen stets komplizierter und kostenintensiver aus, was erste Rollouterfahrungen in Deutschland gezeigt haben.<sup>427</sup> Gleiches gilt für die Integration von Mehrwertdiensten oder besonderer, auf Energieeffizienz angelegter Gebäudeausstattungen: Die Chancen für die Entwicklung signifikanter Märkte

---

<sup>426</sup> An dieser Stelle wurde das Rolloutszenario mit EE-Abregelung betrachtet, da hier die Effekte einer Ausdehnung der Pflichteinbaufälle für ein intelligentes Messsystem deutlicher zu identifizieren sind. Die Aussagen sind für das Rolloutszenario Plus übertragbar.

<sup>427</sup> Expertenbefragung im Rahmen der Studie, 2012/2013.



für derartige moderne Systeme werden erheblich vergrößert, wenn ein „Startschuss“ für eine moderne Gebäudeinfrastruktur über eine Ausstattungsverpflichtung mit intelligenten Messsystemen gegeben wird. Der aktuelle gesetzliche Ansatz trägt dem mit einer Einbauverpflichtung für Neubauten und Renovierungen Rechnung.

Zusammenfassend bewertet sollte die Einbaupflicht für ein intelligentes Messsystem bei Neubauten und Renovierungen für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 6.000 kWh ausschließlich in Kombination mit einer reduzierten finanziellen Belastung dieser Verbrauchergruppe beibehalten werden. Damit wird eine kostenmäßige Überforderung der betroffenen Letztverbraucher vermieden. Dies trägt dem Grundsatz Rechnung, dass intelligente Messsysteme und Zähler nicht ausschließlich über gesamtwirtschaftliche Effekte, sondern nur über deutliche positive Nutzeneffekte und die Akzeptanz beim Verbraucher zum Erfolg werden kann. Dazu gehört die realistische Chance, Kostenbelastungen über Verbrauchseinsparungen und -verlagerungen persönlich kompensieren zu können.

In den weiteren Betrachtungen und Berechnungen wurde die Einbaupflicht für Neubauten und Renovierungen daher vollständig beibehalten. Über den Weg, die relativ hohen Kostenbelastungen für Kunden mit geringem Stromverbrauch über eine Entgeltdifferenzierung abzdämpfen (s. dazu Kapitel 8.4) lassen sich die positiven Effekte der Einbauverpflichtung (z.B. Investitionssicherheit durch zusätzlich rd. 500.000 intelligente Messsysteme p.a.) beibehalten und die Zumutbarkeit eines Einbaus intelligenter Messsysteme für alle Endkunden im Neubau- und Renovierungsfall gewährleisten.

### **Wärmepumpen, Elektromobile und anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen**

---

Zusätzlich kommen aus § 14a EnWG („Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung“) steuerbare Verbrauchseinrichtungen als weitere Anwendungsfälle für intelligente Messsysteme in Frage. Hierzu zählen z.B. Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und - wie explizit in § 14a EnWG genannt - Elektromobile. Diese könnten aufgrund des § 21i Abs. 1 Nr. 9 EnWG als Anwendungsfälle für intelligente Messsysteme verpflichtet werden.

Eine zusätzlich Verpflichtung von Nutzern der genannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung zum Einbau intelligenter Messsysteme brächte jedoch keinen weiteren Zusatznutzen. Der Netto-Kapitalwert beim Rolloutszenario Plus verschlechtert sich bei einer Einbauverpflichtung für diese Verbrauchseinrichtungen geringfügig (-15 Mio. Euro) und bleibt bei 1,5 Mrd. Euro. Ursache hierfür sind vor allem steigende Kommunikationskosten, die nicht durch einen entsprechenden Zusatznutzen kompensiert werden können.

Mit diesem Ansatz werden wesentliche Elemente eines modernen Energieversorgungssystems, wie Elektromobile und Wärmepumpen in Niedrigenergiehäusern aus dem Informationsfluss und einer möglichen Steuerbarkeit ausgeklammert. Dies ist jedoch für das zukünftige dezentrale Energieversorgungssystem wichtig. Daher bietet sich an, steuerbare Verbraucher nach § 14 a EnWG in die Pflichteinbauverpflichtungen mit aufzunehmen. Um die relativ hohen Kostenbelastungen für Kunden mit geringem Stromverbrauch abzufedern, kann auch bei diesen Anwendungsfällen - ähnlich wie bei Neubauten und Renovierungen mit weniger als 6.000 kWh/a - eine Entgeltdifferenzierung vorgenommen werden (s. dazu Kapitel 8.4).

### **Telekommunikations-Infrastruktur**

---

Die Kommunikationsinfrastruktur hat erheblichen Einfluss auf die Bewertung der Szenarien. Daher wurden im Rahmen des Gutachtens einige Varianten zur TK-Infrastruktur untersucht. Zugrunde gelegt wurde an dieser Stelle wiederum das Rolloutszenario Plus. Zentrale Ergebnisse sind:

- ▶ Eine überwiegende Anbindung über PLC (inkl. 10% BPL) in Höhe von 80% anstatt 20% und 20% über GPRS/UMTS anstatt 80% (inkl. 10% LTE) verändert den Netto-Kapitalwert ggü. dem Rolloutszenario Plus um -0,6 Mrd. Euro (0,9 Mrd. Euro).
- ▶ Eine 100% Anbindung intelligenter Messsysteme an DSL-Leitungen führt im Rolloutszenario Plus zu einem Netto-Kapitalwert von -7,8 Mrd. Euro.
- ▶ Ab einem Leitungspreis von unter 48 Euro für eine DSL-Leitung wird der Netto-Kapitalwert positiv ggü. der angenommenen Kommunikationsinfrastruktur (80% über GPRS/UMTS/LTE; 20% über PLC/BPL; 5% über DSL; 5% über Glasfaser).
- ▶ Der Aufbau einer eigenen CDMA-Infrastruktur würde zu einem deutlich höheren Netto-Kapitalwert in Höhe von +2,6 Mrd. Euro führen. Dies unterliegt jedoch erheblichen Unsicherheiten bzgl. der

tatsächlichen Kosten zum Aufbau und Betrieb einer solchen TK-Infrastruktur sowie eventueller Kosten im Zusammenhang mit einem Frequenzvergabeverfahren. Darüber hinaus fehlt es hierzu an belastbaren praktischen Erfahrungen in Deutschland.

Weitere Sensitivitätsanalysen wurden nicht durchgeführt, da sich in der Praxis eine unzählige Anzahl an TK-Lösungen ausprägen wird. Die Bewertung der unterschiedlichen Lösungen hängt von einer Vielzahl an Einflussgrößen und der Rolloutstrategie des jeweiligen MSB ab:

- ▶ Bei einem als Fullrollout gestalteten Einbau intelligenter Messsysteme bekommt PLC/BPL Kostenvorteile gegenüber GPRS/UMTS/LTE.
- ▶ Funkbasierte TK-Lösungen sind ggü. drahtgebundenen Lösungen preiswerter, verursachen aber je nach örtlichen Gegebenheiten Zusatzkosten, die nicht unerheblich sein können.
- ▶ Der Aufbau/Betrieb eines eigenen Kommunikationsnetzes für intelligente Messsysteme und Smart Grids könnte wirtschaftlich sinnvoll sein (CDMA, eigene DSL-Leitung). Beim Aufbau einer eigenen Lösung sind jedoch auch die Auswirkungen auf den Wettbewerb im Messstellenbetrieb zu beachten. So müsste das Netz grundsätzlich offen für alle interessierte MSB sein.

Es wird empfohlen die Ausgestaltung der TK-Infrastruktur dem jeweiligen MSB zu überlassen, sofern die Mindestanforderungen an die TK-Infrastruktur erfüllt sind. Als Mindestanforderungen ist insbesondere die Möglichkeit zu nennen, Steuersignale innerhalb von 15 Minuten senden und empfangen zu können.

Bestehen auf Seiten des Verteilnetzbetreibers höhere Anforderungen an die TK-Infrastruktur, um beispielsweise die Zuverlässigkeit der Informationsbereitstellung und das Senden und Empfangen von Steuersignalen im Hinblick auf die Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme zu erhöhen, so kann der MSB eine separate Kommunikationsverbindung über das intelligente Messsysteme anschließen.

### **Verlängerung der Fristen für Pflichteinbaufälle und Turnuswechsel**

Die Verlängerung der Abarbeitung der bestehenden Pflichteinbaufälle von 2018 auf 2022 verringert den Netto-Kapitalwert um -0,7 Mrd. Euro. Bei einem verlängerten Zeitraum für die Installation von intelligenten Messsystemen bei den Pflichteinbaufällen, würden insbesondere Effekte aus der Netzdienlichkeit in geringerem Umfang greifen. Da ein Großteil der Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze in den kommenden Jahren zu tätigen sind, wirkt sich jede Verzögerung im Ausbau intelligenter Messsysteme negativ auf die eingesparten Investitionen im Netzbereich - und damit auf den Netto-Kapitalwert des Rollouts - aus.

Die Verlängerung der Nutzung vorhandener konventioneller Zähler auf 24 Jahre (16 Jahre Eichfrist plus 8 Jahre Nacheichung bei Ferrariszählern) verringert den Netto-Kapitalwert um -0,6 Mrd. Euro im Rolloutszenario Plus.

In dieser Variante würden bis 2032 rund 90% der Stromzähler durch intelligente Messsysteme und Zähler ersetzt werden. D.h. zudem, dass der flächendeckende Austausch konventioneller Gaszähler vor dem flächendeckenden Austausch aller Stromzähler abgeschlossen wäre. Da das EnWG einen spartenübergreifenden Rollout von intelligenten Zählern und Messsystemen mit Strom als treibende Kraft vorsieht, wird auch vor diesem Hintergrund empfohlen, den Turnuswechsel der konventionellen Stromzähler nach 16 Jahren durchzuführen.

An dieser Stelle ist auf die Problematik unterschiedlicher Eichfristen hinzuweisen, die nicht explizit in die Sensitivitätsanalysen einbezogen wurde, da diese Thematik erst nach dem „eingeschwungenen Zustand“, d.h. im Wesentlichen nach 2030 zum Tragen kommt. So unterscheiden sich die üblichen Nutzungszeiten von Kommunikationseinrichtungen/Gateway (gesetzliche Nutzungsdauer für Hardware gem. Anlage 1 StromNEV: 4 - 8 Jahre) und Eichfristen für die Messeinrichtungen bei Strom (8 + 5 Jahre) und einem intelligenten Zähler für Gas (zurzeit i.d.R. 12 Jahre).<sup>428</sup> Hierdurch entsteht für den MSB u.U. ein erheblicher Zusatzaufwand, da es für ihn einerseits unwirtschaftlich wäre Geräte vor Ablauf der Eichfrist auszutauschen. Andererseits führt aber auch ein punktueller Austausch von Einzelgeräten (Gateways und Messeinrichtungen) nach Ablauf der Nutzungsdauer/Eichfristen zu erheblichen Zusatzkosten.

---

<sup>428</sup> In den Berechnungen wurde von einer einheitlichen Nutzungsdauer von 13 Jahren für intelligente Messeinrichtungen und Gateway ausgegangen.

Um einen kontrollierten und kostengünstigen Austausch von Geräten zu ermöglichen, ist daher eine Harmonisierung von Nutzungszeiten und Eichfristen zu empfehlen.

### Ausgestaltung als Fullrollout

---

Beim Rolloutszenario Plus handelt es sich zwar am Ende faktisch um einen Fullrollout, da langfristig letztendlich 100% der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen und Zählern ausgestattet werden. Die Annahmen des Rolloutszenario Plus führen jedoch bei einer 1:1 Umsetzung durch die MSB zu einem fragmentiert durchgeführten Rollout. So fallen Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme und der Austausch der Ferrarisähler bei Turnuswechsel mit einem intelligenten Zähler u.U. örtlich sehr vereinzelt in Straßenzügen und Gebäuden an.

Würde der Rollout von allen MSB als Fullrollout ausgestaltet werden, so ergibt sich im Rolloutszenario Plus ein zusätzlicher Netto-Kapitalwert von +1,2 Mrd. Euro. Dabei wird von einem unter Kostengesichtspunkten optimierten Rollout ausgegangen, bei dem etwa straßenweise intelligente Messsysteme und Zähler eingebaut werden oder ein Mehrfamilienhaus komplett mit intelligenten Messsystemen bzw. Zählern ausgestattet wird, sobald ein Messsystem bzw. Zähler in dem Gebäude installiert werden muss. Kostenvorteile ergeben sich dann aufgrund geringerer Einbaukosten (Wegfall von Fahrtkosten) und geringeren Kommunikationskosten bei PLC.<sup>429</sup> Dabei wurden hier weitergehende Effekte, wie etwa ein weiterer Anstieg der Rolloutmengen in einem Jahr und der damit einhergehenden Skaleneffekte nicht mit berücksichtigt.

Die Umsetzung eines Fullrollouts sollte jedem Marktteilnehmer freiwillig überlassen werden. Sieht er hier betriebswirtschaftliche Vorteile, kann jedes Unternehmen intelligente Messsysteme und Zähler im Wege eines Fullrollouts ausrollen. Eine Verpflichtung dazu wird nicht empfohlen, da es sich dann um einen gesamtwirtschaftlichen Fullrollout handelt, der aus praktischen Gründen schwer umsetzbar ist und zu einer hohen Kostenbelastung für einzelne Kundengruppen führt.<sup>430</sup>

### Mehrwertdienstleistungen

---

Die Erbringung von Mehrwertdienstleistungen ist bei einer nicht rein-verpflichtenden Rolloutstrategie eine weitere Möglichkeit Nutzen zu generieren. Im Rahmen dieses Gutachtens wurden die Möglichkeiten Mehrwertdienstleistungen über intelligente Messsysteme zu erbringen eher vorsichtig bewertet. Deren Potenzial ist zweifelsohne vorhanden, bislang fehlt es aber - auch in anderen Ländern - an breiteren belastbaren praktischen Erfahrungen.

Daher wurde der durch Mehrwertdienste zu erzielende Nutzen pauschal in der KNA berücksichtigt. Potenzialstudien gehen von einer Zahlungsbereitschaft von ca. 200,- Euro p.a. von Endkunden für die Inanspruchnahme von Mehrwertdienstleistungen aus.<sup>431</sup> Bei einer angenommenen Wertschöpfung von 10% und einer Marktdurchdringung von 10% kann zu Beginn des Rollouts ein Zusatznutzen über intelligente Messsysteme von 2 Euro p.a. und Kunde erzielt werden. Dieser steigt bis zum Jahr 2032 auf 10 Euro p.a. und Kunde (50% Marktdurchdringung) an.

Um die Möglichkeiten zu verbessern, Mehrwertdienstleistungen über das SMGW zu erbringen, wird empfohlen:

- ▶ Über intelligente Zähler die Voraussetzungen in allen Gebäuden bis 2029 zu schaffen, um mittels SMGWs leichter Plattformen für Mehrwertdienste aufbauen zu können,
- ▶ die Funktionen des SMGW-Admin an den MSB zu knüpfen, da dieser Interesse an der Vermarktung zusätzlicher Dienstleistungen hat, und
- ▶ in Pilotprojekten und einer umfassenden Studie die Möglichkeiten und Voraussetzungen untersuchen zu lassen, wie Mehrwertdienstleistungen über intelligente Messsysteme erfolgreich angeboten, vermarktet und erbracht werden können.

---

<sup>429</sup> Auch in der Sensitivitätsanalyse wird PLC nur zu 20% als Kommunikationstechnologie eingesetzt.

<sup>430</sup> S. Schlussfolgerungen und Bewertungen des EU-Szenarios.

<sup>431</sup> Vgl. dazu z.B. BMBF: Ökonomische Potenziale altersgerechter Assistenzsysteme, 2012.

### 7.3 Einbeziehung von Gaszählern in den Rollout

Der Rollout von intelligenten Messsystemen und Zählern wird in Deutschland im Wesentlichen durch Strom getrieben, gilt jedoch grundsätzlich auch für Gas. Daher wird im Folgenden die Behandlung des Gasbereichs im Rollout näher betrachtet.<sup>432</sup>

#### Gesetzliche Rahmenbedingungen

---

Gaszähler müssen abhängig von ihrer Größe turnusmäßig alle 8 bis 16 Jahre ausgetauscht werden. Zudem ist im § 21f EnWG festgelegt, dass nur noch Gaszähler eingebaut werden dürfen, die den Anforderungen von § 21d und § 21e EnWG genügen und somit sicher mit einem BSI-Schutzprofil konformen Messsystem verbunden werden können.

#### Bewertung möglicher Synergien zwischen Gas und Strom

---

Die gemeinsame Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur, die Minimierung von Einbaukosten beim gleichzeitigen Einbau (soweit möglich), sowie die gleichzeitige Anpassung von Prozessen für Strom und Gas (soweit möglich) bietet gerade Mehrspartenunternehmen synergetische Vorteile. In Frage kommen im Wesentlichen dabei die folgenden Varianten:

1. der Austausch eines konventionellen Gaszählers mit einem intelligenten Gaszähler, sobald der Einbau eines intelligenten Stromzählers oder -messsystems erfolgt, und kommunikativer Einbindung im Falle eines intelligenten Messsystems,
2. der Einbau eines intelligenten Gaszählers und die kommunikative Einbindung in das Messsystem, im Falle des § 21c Abs. 1, Buchst. a) EnWG, sowie
3. die kommunikative Anbindung bereits vorhandener, eingebauter intelligenter Gaszähler (Gaszähler i.S.d. § 21f EnWG) an ein intelligentes Messsystem Strom, wenn dieses eingebaut wird.

Bei einem verpflichtenden Austausch von Gaszählern parallel zum Einbau intelligenter Messsysteme und intelligenter Zähler im Strombereich treten erhebliche Zusatzkosten auf. Zum einen betrifft dies verlorene Aufwendungen für bereits zuvor installierte Gaszähler, da ein Großteil der installierten Gaszähler vor Ablauf ihrer Nutzungsdauer ausgetauscht werden müssten. Zum anderen wird für den Austausch eines Gaszählers besonders geschultes Personal benötigt, so dass hier erhebliche Zusatzkosten beim Einbau bzw. Austausch der Zähler entstehen.<sup>433</sup> Zudem entsteht häufig ein deutlicher Zusatzaufwand aufgrund der besonderen sicherheitstechnischen Anforderungen im Gasbereich.

Wird in einem Neubau ein intelligenter Stromzähler eingebaut, so ließe sich ggf. die Verpflichtung zum Einbau eines intelligenten Messsystems auf Gas ausweiten. Kostennachteile beim Einbau sind geringer, da nach § 21f EnWG bereits die Einbaupflicht für einen intelligenten Gaszähler besteht. Dennoch können die Zusatzkosten für den Einbau eines intelligenten Gasmesssystems erheblich sein, so dass von einer Verpflichtung Abstand genommen werden sollte. Da Strom-MSB und Gas-MSB regelmäßig nicht identisch sind, ist einer wettbewerblichen Lösung der Vorzug zu geben, bei der der Gas-MSB auch den Rollout der intelligenten Strommesssysteme mit übernehmen kann.

Bei Renovierungen ist die Bewertung wiederum etwas differenzierter vorzunehmen. Zum einen sind die Kostennachteile zu beachten, die beim Austausch eines Gaszählers auftreten, zum anderen die Kostenbelastung von Kunden mit geringem Verbrauch. Demgegenüber besteht auch bei Renovierungen der Vorteil, dass mit den Renovierungsfällen eine relativ große Anzahl an intelligenten Gasmesssystemen verbaut werden könnten, die allen Marktteilnehmern Planungs- und Investitionssicherheit geben. So liegt der Anteil von Gaszählern in Bestands- und Neubauten jeweils bei rd. 50%.<sup>434</sup> Allerdings ist die Anzahl der Gaszähler geringer, da bei Zentralheizungen in Mehrfamilienhäusern i.d.R. nur ein Gaszähler für alle Wohnungen existiert und eine Heizkostenverteilung über die Heizkörper in den Wohnungen erfolgt. Insgesamt kann so von rd. 1 Mio. intelligenten Gasmesssystemen ausgegangen werden, die jährlich in Neubau- und Renovierungsfällen zu installieren wären.

---

<sup>432</sup> Die gemeinsame Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur für Strom und Gas ist nicht in die Berechnungen eingeflossen.

<sup>433</sup> Vgl. dazu DVGW-Arbeitsblätter: G 685, G 459-1, G 459-2, G 600.

<sup>434</sup> BDEW: Beheizungsstruktur des Wohnbestandes in Deutschland 2011, 2012.

Auch die kommunikative Einbindung vorhandener, bereits verbauter Gaszähler mit einem intelligenten Messsystem Strom ist teilweise mit erheblichen Zusatzaufwand und -kosten verbunden. Daher sollte auch in diesem Fall der wettbewerblichen Lösung der Vorzug gegeben werden.

## Empfehlungen

Zusammenfassend wird daher für den Gasbereich empfohlen, die Regelungen des § 21f EnWG zu belassen. Da die Zusatzkosten eines Einbaus oder einer kommunikativen Anbindung von Gaszählern u.U. erheblich sein können, ist eine wettbewerbliche und keine verpflichtende Lösung im Gasbereich zu empfehlen. Ist bereits ein Pflichteinbaufall für Strom im Gebäude vorhanden, so dürfte dies zu einer Belebung des Wettbewerbs führen, da sich über einen parallelen Rollout von intelligenten Strom- und Gasmesssystemen Synergien für die MSB erzielen ließen.

## 7.4 Zusammenfassende Bewertung der Szenarien

Die Tabelle 74 fasst die Ergebnisse der Szenarienberechnungen zusammen. Für das Rolloutszenario bzw. das Rolloutszenario Plus ergeben sich mit der Möglichkeit zu einer netzausbauvermeidenden EE-Abregelung Netto-Kapitalwerte von 1,6 bzw. 1,5 Mrd. Euro für den Betrachtungszeitraum 2014 - 2032. Mit einer Halbierung der Ausgleichszahlungen für die abgeregelten Mengen (maximal 5% der Jahresenergiemenge je EE-Anlage) erhöht sich der Netto-Kapitalwert im Betrachtungszeitraum noch mal auf 2,0 bzw. 1,9 Mrd. Euro.

1. Tabelle 74: Zusammenfassung der Szenarienergebnisse

	NKW <sup>1</sup> aktueller Rechts- rahmen [ Mrd. Euro]	NKW <sup>1</sup> mit EE- Abregelung [ Mrd. Euro]	NKW <sup>1</sup> mit EE- Abregelung und Halbier- ung der EEG- Ausgleichs- zahlungen [Mrd. Euro]	Investitions- volumen/ Betriebs- kosten bis 2022 (inkl. Kosten- ersparnisse) [Mrd. Euro] <sup>2</sup>	Kosten je intelligen- tem Mess- system/ Zähler [Euro p.a.] <sup>3</sup>	System- kostenbei- trag [Euro p.a.] <sup>4</sup> bis 2022
EU- Szenario	-0,1	-	-	8,5 / 12,3 (5,9)	89	29
Kontinuitäts- szenario	-0,6	0,9	1,1	3,7 / 5,2 (3,1)	109	14
Kontinuitäts- szenario Plus	-1,0	0,5	0,7	6,8 / 6,3 (3,3) <sup>5</sup>	57 <sup>6</sup>	18
Rollout- szenario	-1,1	1,6	2,0	3,9 / 5,5 (3,3) <sup>5</sup>	107	15
Rollout- szenario Plus	-	1,5	1,9	7,0 / 6,7 (3,3) <sup>5</sup>	58 <sup>6</sup>	21

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> NKW = Netto-Kapitalwert

<sup>2</sup> Bis 2022 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messsystemen. Investitionen nach 2022 sind entweder intelligente Zähler, Neuanlagen mit intelligenten Messsystemen oder Reinvestitionen. Werte in Klammern enthalten Kostenersparnisse bei Betriebskosten ggü. konventionellen Zählern bis 2022, die bei der Ermittlung des zusätzlichen allgemeinen Entgeltes mit berücksichtigt werden.

<sup>3</sup> Kosten je intelligentem Messsystem/Zähler ab Einbau für jeden Kunden, der einen intelligenten Zähler/Messsystem eingebaut bekommt. Investitionen auf 13 Jahre (8+5) verteilt.

<sup>4</sup> Der Systemkostenbeitrag ist ab 2014 von jedem Endverbraucher als zusätzlicher Aufschlag auf das heutige Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung in Höhe von durchschnittlich 22 Euro p.a. zu zahlen. Entgelte enthalten Kostenersparnisse bei Betriebskosten ggü. Betrieb mit konventionellen Zählern.

<sup>5</sup> Zahlenwerte für die Betriebskosten inkl. Kostenersparnisse unterscheiden sich in den Fällen des Kontinuitätsszenarios Plus, des Rolloutszenarios und des Rolloutszenario Plus in weiteren Nachkommastellen.

<sup>6</sup> Mischkalkulation zwischen intelligenten Zählern und Messsystemen.

## Finanzierungsmöglichkeiten des Rollouts

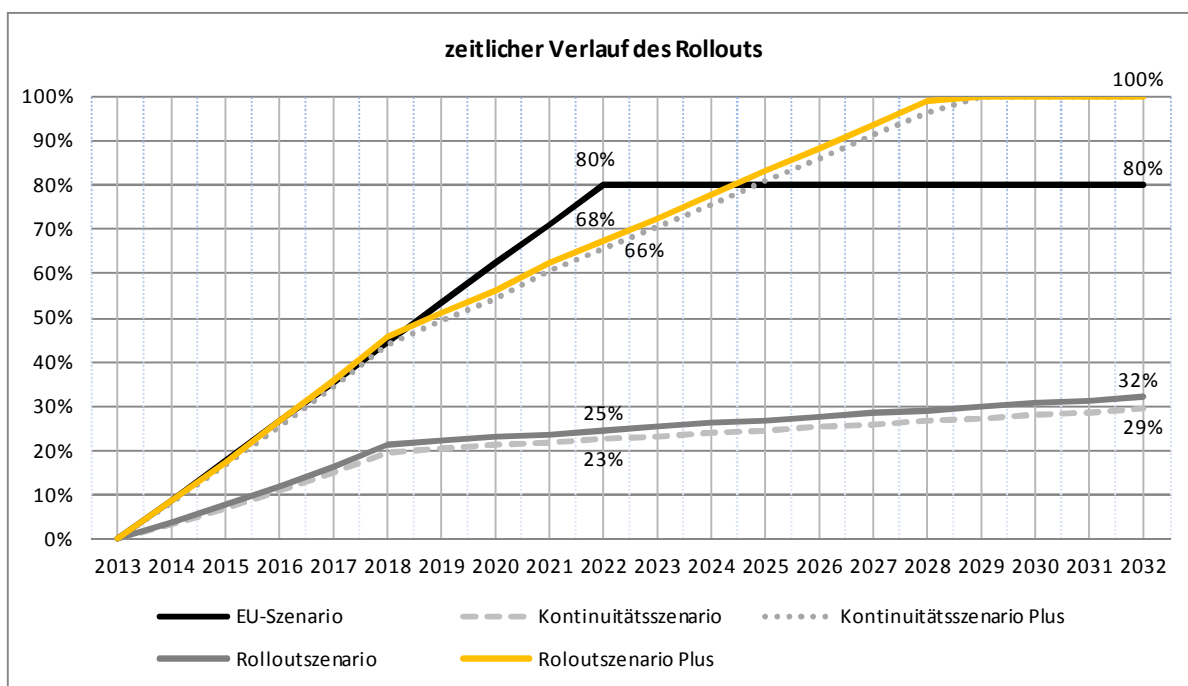
Die Kosten des intelligenten Messsystems/Zählers und der Systemkostenbeitrag können alternativ zur Finanzierung des Rollouts herangezogen werden. Die in der Tabelle 74 dargestellten Zahlenwerte stellen die Extrempositionen dar: Entweder werden sämtliche Kosten von den Nutzern der intelligente Messsysteme und Zähler übernommen (Kosten je intelligentem Messsystem/Zähler) oder sämtliche Kosten werden über einen Systemkostenbeitrag getragen. Bei der Ableitung eines Finanzierungsmodells in Kapitel 8.4 werden für das empfohlene Rolloutszenario Plus auch Finanzierungsvarianten betrachtet, bei dem ein Teil über die Nutzer und ein Teil über den allgemeinen Systemkostenbeitrag finanziert wird. Der Systemkostenbeitrag der von den Kunden getragen wird, die ein intelligentes Messsystem oder einen intelligenten Zähler nutzen, ist jeweils in den Entgelten für den intelligenten Zähler bzw. das intelligente Messsystem mit enthalten.

## Rolloutquoten

Die verschiedenen betrachteten Szenarien führen zu sehr unterschiedlichen Rolloutquoten im Betrachtungszeitraum (s. Abb. 15). Während im Kontinuitätsszenario bis 2022 lediglich 23% der Zählpunkte mit einem intelligentem Messsystem ausgestattet werden, sind dies im Rolloutszenario 25%, durch eine Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG erhöht sich die Rolloutquote auf 68%, wovon allerdings 43 Prozentpunkte auf intelligente Zähler entfallen. Die Rolloutquote für intelligente Messsysteme ist mit dem Rolloutszenario identisch.

Der zunächst stärkere Anstieg der Rolloutquoten im Kontinuitätsszenario, im Rolloutszenario sowie den dazugehörigen Varianten mit Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG bis zum Jahr 2018 ergibt sich aus der Abarbeitung der Pflichteinbaufälle aus der Vergangenheit bis Ende 2018.

Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf des Rollouts



Quelle: Ernst & Young

## Vorteile des Rolloutszenario Plus

Das Rolloutszenario Plus wird empfohlen, obwohl es zu einem geringfügig niedrigeren Netto-Kapitalwert ggü. dem Rolloutszenario führt (-0,1 Mrd. Euro), da es über eine Reihe an deutlichen Vorteilen verfügt:

1. Maßgeschneiderte Lösungen: Das Rolloutszenario Plus ermöglicht maßgeschneiderte Lösungen für den Einbau von intelligenten Messsystemen und Zählern bei verschiedenen Ausgangssituationen des Endkunden.

2. Beschleunigter Rollout: Die Messinfrastruktur in Deutschland wird zukunftsfest modernisiert, es wird bis 2029 ein vollständiger Rollout mit einer intelligenten Messinfrastruktur erreicht und damit ein signifikanter Beitrag zur Energiewende geleistet (insbesondere zur Steigerung der Energieeffizienz und Modernisierung der Energieinfrastruktur). Der beschleunigte Rollout erhöht Skaleneffekte und gibt den Marktakteuren (Geräteherstellern, Messstellenbetreibern etc.) Investitions- und Planungssicherheit.
3. Möglichkeit zur Mischfinanzierung: Der parallele Rollout intelligenter Zähler und intelligenter Messsysteme erleichtert den Rollout, da die Möglichkeit zur Mischfinanzierung besteht, in dessen Rahmen die Entgeltfestlegung besser auf die Bedürfnisse und Zahlungsbereitschaft der Kunden zugeschnitten werden kann.

### Zusätzlicher Untersuchungsbedarf

---

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden auf der Grundlage vorhandener Erfahrungen anderer Länder, von Studienergebnissen, der Auswertung von Pilotprojekten in Deutschland, sowie der Expertenbefragungen im Rahmen der Studie Annahmen zu den wahrscheinlichen Entwicklungen der wesentlichen Einflussgrößen eines Rollouts intelligenter Messsysteme und Zähler getroffen. Aufgrund der Sensitivitäten einzelner Einflussgrößen besteht jedoch zum Teil noch weiterer Untersuchungsbedarf in diesem Zusammenhang, um die in der Praxis und dem Alltag tatsächlichen Wirkungen und Effekte der Nutzung intelligenter Messsysteme und Zähler noch verlässlicher bewerten zu können.

### Weitere Optimierungsmöglichkeiten im Rolloutszenario Plus

---

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen verdeutlichen, welche Risiken ein verpflichtender 80%-Rollout (EU-Szenario) hat. Sollten beispielsweise die angenommenen Stromeinsparpotenziale der Kunden von durchschnittlich 1,8% nicht erreicht werden, so besteht die Gefahr, dass beim 80%-Rollout bei Investitionen von 8,5 Mrd. Euro ein zusätzlicher gesamtwirtschaftlicher Schaden von bis zu 5 Mrd. Euro eintritt.

Aus den Sensitivitätsanalysen ergeben sich weitere Optimierungsmöglichkeiten im Rolloutszenario Plus, die über die Ermöglichung einer EE-Abregelung im EEG hinausgehen, und deren Umsetzung zu empfehlen ist:

- ▶ Die Förderung des Energiebewusstseins bei Endkunden durch eine Informationskampagne der Bundesregierung, um sicher zu stellen, dass zumindest die angenommenen 1,8% Stromeinsparpotenzial tatsächlich realisiert werden,
- ▶ Flexibilisierungen bei den Netzentgelten,<sup>435</sup>
- ▶ die Halbierung der Ausgleichszahlungen bei EEG-Anlagen für reduzierte Einspeisungen (max. 5% der Jahresenergiemenge je Anlage),
- ▶ die Konzentration der Funktion des MSB und des Smart Meter Gateway Administrators auf eine begrenzte Anzahl an Unternehmen<sup>436</sup> sowie die Einführung von Höchstgrenzen für die regulatorische Anerkennung von Entgelten für intelligente Zähler und Messsysteme, um die Erzielung von Skaleneffekte sicher zu stellen, sowie
- ▶ die Einbeziehung der § 14a EnWG-Anlagen in die Einbauverpflichtungen mit einer Kostendämpfung für Kunden, die weniger als 6.000 kWh Strom pro Jahr verbrauchen.<sup>437</sup>

In der Summe führen die Optimierungsmöglichkeiten zu einem Netto-Kapitalwert von 5,0 Mrd. Euro für das Rolloutszenario Plus bei 70 MSB bzw. 5,4 Mrd. Euro bei 10 MSB im Strombereich.

---

<sup>435</sup> Wurde in den Berechnungen über eine Tarifspreizung von 20% zwischen Off-Peak und Peak-Preisen abgebildet.

<sup>436</sup> In den Berechnungen wird aus Illustrationszwecken von 70 bzw. 10 MSB bzw. SMGA ausgegangen.

<sup>437</sup> Wurde in den Berechnungen nicht explizit berücksichtigt.

## 8. Ableitung von Handlungsempfehlungen

Im Folgenden erfolgt die abschließende Bewertung zentraler Fragestellungen (s. dazu auch Kapitel 4.2.1) sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen für den flächendeckenden Einsatz von intelligenten Messsystemen und Zählern in Deutschland.

Die Ableitung der Handlungsempfehlungen erfolgt zum einen auf der Basis der Ergebnisse der quantitativen Kosten-Nutzen-Bewertung (s. dazu Kapitel 7), zum anderen anhand einer qualitativen Bewertung, die sich an den (energie-) politischen Zielen, die mit der Einführung und dem Einsatz intelligenter Messsysteme in Deutschland verknüpft sind, ausrichten (vgl. dazu Kapitel 1.3).

Grundlage der Empfehlungen bildet dabei das Rolloutszenario Plus, dessen wesentlichen Charakteristika in der Tabelle 75 zusammen gefasst sind.



Tabelle 75: Charakteristika des empfohlenen Rolloutszenario Plus

Sachverhalt		Rolloutszenario Plus
Gegenstand des Rollouts	Intelligente Messsysteme Strom	Messsysteme im Sinne von § 21d Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, die aus einem Smart Meter Gateway und einer oder mehreren hieran angeschlossenen Messeinrichtungen bestehen
	Intelligente Zähler Strom	§ 21c Abs. 5 EnWG-Zähler, die sicher mit einem Messsystem, das den Anforderungen von § 21d und § 21e EnWG genügt, verbunden werden können und zusätzlich über eine externe Anzeigeeinheit verfügen
	Intelligente Zähler Gas	§ 21f EnWG-Zähler, die sicher mit einem Messsystem, das den Anforderungen von § 21d und § 21e EnWG genügt, verbunden werden können <sup>1</sup>
Pflichteinbaufälle	Stromverbrauch > 6.000 kWh/a	Einbau eines intelligentes Messsystems - Altpflichteinbaufälle sind bis 2018 mit einem intelligenten Messsystem auszustatten
	Stromverbrauch < = 6.000 kWh/a	Einbau eines intelligenten Zählers bei Turnuswechsel
	Neubau und Renovierungen	Einbau eines intelligenten Messsystems für Strom - Altpflichteinbaufälle Strom sind bis 2018 mit einem intelligenten Messsystem auszustatten
	EEG > 0,25 kW sowie KWK > 0,25 kW <sub>el</sub>	Einbau eines intelligenten Messsystems - Altpflichteinbaufälle sind bis 2018 mit einem intelligenten Messsystem auszustatten
	EEG < = 0,25 kW und KWK < = 0,25 kW <sub>el</sub>	Einbau eines intelligenten Zählers bei Turnuswechsel
	Verbrauchseinrichtungen i.S.d. § 14a EnWG (Wärmepumpen, Elektromobile etc.)	Einbau eines intelligenten Messsystems für Strom - Altpflichteinbaufälle sind bis 2018 mit einem intelligenten Messsystem auszustatten
Pflichtquoten Strom	Austausch Altbestand konventionelle Zähler bei Turnuswechsel	Bestand an konventionellen Zählern, die bei Beginn des Rollouts älter als 16 Jahre sind, sind bis 2022 durch intelligente Zähler oder Messsysteme auszutauschen
		Mindestens 1/16 des Bestandes an konventionellen Zählern, die bei Beginn des Rollouts älter als 16 Jahre sind, sind bis 2022 jährlich mit intelligentem Zähler oder Messsystem auszustatten
Sonstiges	Organisation des Messstellenbetriebs und der Funktion des SMGW-Admin	Es wurde von 830 kleinen (weniger als 100.000 Zählpunkte) und 70 größeren (>= 100.000 Zählpunkte) MSB ausgegangen - bei einer optimierten Beschaffung zur Erzielung von Skaleneffekten
	Abregelung von EE-Anlagen	Die Einspeisung jeder EE-Anlage kann bis zu maximal 5% der Jahresenergiemenge bei jeder EE-Anlage bei Halbierung der EE-Ausgleichszahlungen aberegelt werden <sup>438</sup>

<sup>1</sup> Gas wurde in den Berechnungen nicht explizit berücksichtigt.

Quelle: Ernst & Young

<sup>438</sup> Die empfohlene Halbierung der EEG-Abregelungen erhöht den gesamtwirtschaftlichen Nutzen weiter um 0,4 Mrd. Euro wurde bei den weiteren Berechnungen nicht mit einbezogen. Die Höhe der direkten Kosten und Entgelte des Rollouts bleiben hiervon unberührt.

## 8.1 Rolloutstrategie

Im Gegensatz zu anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union wurden in Deutschland bis zum Jahre 2011 keinerlei Verpflichtungen zum Einbau von modernen Messsystemen im Rechtsrahmen verankert. Stattdessen wurde der Bereich Zähl- und Messwesen zunächst liberalisiert und das Vorgehen und die Erfahrungen in anderen Mitgliedstaaten analysiert.

Mitte 2011 folgte daraufhin in einer großangelegten Reform des Energiewirtschaftsgesetzes die Grundentscheidung für ein sicheres und intelligentes Messwesen, das sowohl den Anforderungen der Energiewende als auch denen von Datenschutz und Datensicherheit Rechnung trägt. Moderne Messsysteme sollten grundsätzlich nur verbaut werden können, wenn sie Schutzprofile und Technische Richtlinien erfüllen, die seit Ende 2010 vom BSI in Zusammenarbeit mit den wichtigsten Stakeholdern und Behörden entwickelt wurden. Auch sollten moderne Messsysteme den Anforderungen eines intelligenten Energieversorgungssystems genügen und damit nicht nur Verbräuche visualisieren, sondern vor dem Hintergrund der Energiewende auch in der Lage sein, Steuerungen von Lasten und Erzeugungsanlagen zu ermöglichen sowie netzrelevante Informationen zu übertragen. Aus diesem besonderen Anforderungsprofil resultierten erhöhte Anforderungen an die Geräte und ihre kommunikative Anbindung. Die Rolloutstrategie hat diesen komplexen Hintergrund zu berücksichtigen.

Mit einem breitflächigen Einbau intelligenter Messsysteme konnte noch nicht begonnen werden, da die Notwendigkeit zu technischen Neuentwicklungen bestand und um den Anforderungen von Datenschutz und -sicherheitsanforderungen sowie der Komplexität eines intelligenten Energieversorgungssystems genügen zu können. Mit der Veröffentlichung des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie für das Smart Meter Gateway sind die Datenschutz- und -sicherheitsanforderungen festgelegt worden. Daneben wurde mittlerweile ein Verordnungsentwurf, der technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme regelt, der Europäischen Kommission nach dem Verfahren Richtlinie 98/34 EG zur Notifizierung vorgelegt.

Weitere rechtliche Maßnahmen sollten hinzukommen, ansonsten blieben für Investoren zahlreiche Unsicherheiten bestehen, die einen Rollout hemmen. Eine wichtige Entscheidungsgröße für marktwirtschaftlich agierende Unternehmen ist die Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen für die Investitionen. Diese kann durch Vorgaben von Einbauverpflichtungen gegeben werden. Auf der anderen Seite sind die mit einer Einbauverpflichtung verknüpften Wirkungen zu beachten. Dies betrifft zum einen die finanziellen Belastungen der einzelnen Kunden(gruppen), zum anderen die Wirkungen auf Innovation und Wettbewerb.

Daher ist zu analysieren, ob Kunden(gruppen) bei einem Pflichteinbau intelligente Messsysteme derart nutzen können, dass sie realistisch zu einem einzelwirtschaftlich positiven Gesamtergebnis gelangen können. Ist dies selbst bei sehr optimistischen Annahmen nicht möglich, so ist eine Verpflichtung aus einzelwirtschaftlichen Gesichtspunkten abzulehnen. Dies ist für das EU-Szenario der Fall. Ein verpflichtender Einbau von intelligenten Messsystemen für alle Letztverbraucher führt in Deutschland zu einer hohen zusätzlichen finanziellen Belastung von Verbrauchern mit geringem und durchschnittlichem Stromverbrauch. Darüber hinaus wird das EU-Szenario auch den Anforderungen der Energiewende nicht gerecht.

Ferner sollte die Rolloutstrategie genügend Spielraum für Innovationen und die Entfaltung der Marktkräfte belassen, um die Entwicklung eines „Smart Markets“ zu fördern. Dies ist bei der empfohlenen Rolloutstrategie gegeben, da sich die Einbauverpflichtungen an alle MSB und nicht nur an den grundzuständigen MSB richten. So können auch wettbewerbliche MSB von den Einbauverpflichtungen profitieren, da ihnen ein gewisses Marktvolumen sicher zufallen wird.

Der Weg eines marktlichen Rollouts, der offen für Wettbewerb und Innovation ist, sollte daher konsequent weiter verfolgt werden. Durch gezielte Einbauverpflichtungen für eine begrenzte Anzahl an Anwendungsfällen wird der Wettbewerb im Messstellenbetrieb zudem auf verschiedene Weise gefördert. Die Pflichteinbaufälle geben allen Geräteherstellern und Messstellenbetreibern über einen langfristigen Entwicklungspfad Investitionssicherheit, da bis 2029 alle Endkunden zumindest auf intelligente Zähler umzustellen sind. Ferner besteht für wettbewerbliche MSB die Chance, neue Kunden hinzu zu gewinnen, da sich der Pflichteinbau beim Turnuswechsel über einen vergleichsweise langen Zeitraum erstreckt, währenddessen der Endkunde offen für wettbewerbliche Angebote ist.

## Kernelemente des marktlichen Rollouts

---

Die Kernelemente des empfohlenen marktlichen Rollouts sind im Einzelnen:

- ▶ **Stärkung wettbewerblicher Elemente:**
  - ▶ Der Einbau eines intelligenten Messsystems oder Zählers steht jedem Endkunden zu attraktiven und garantierten Preisen offen.
  - ▶ Jeder MSB hat die Möglichkeit, Kunden für die von ihm angebotenen intelligenten Messsysteme und Zähler hinzu zu gewinnen.
  - ▶ Mit einem intelligenten Zähler wird über Turnuswechsel langfristig in jedem Gebäude eine Plattform für den späteren Einsatz von SMGWs geschaffen, auf die dann andere MSB oder andere Dienstleister mit ihren Dienstleistungen und Produkten aufsetzen können.
- ▶ **Ausdehnung der Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme aus Gründen der Netzdienlichkeit:**
  - ▶ Einbeziehung aller EEG- und KWK-Anlagen, d.h. Ausdehnung der Einbaupflicht auf Altanlagen und Reduzierung der Anschlussleistungsgrenze von 7 kW bis zu einer Geringfügigkeitsgrenze von 0,25 kW, um die Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme möglichst breit auszuschöpfen.
  - ▶ Einbeziehung der § 14a EnWG Fälle, als wichtige Bestandteile eines zukünftigen, modernen Energieversorgungssystems, um sie in ein Einspeise- und Lastmanagement integrieren zu können.
- ▶ **Einführung von Pflichteinbaufällen für intelligente Zähler zur wirtschaftlichen sinnvollen Steigerung der Energieeffizienz:**
  - ▶ Auf eine weitergehende Ausdehnung der Pflichtfälle für intelligente Messsysteme sollte abgesehen werden. Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 6.000 kWh profitieren direkt von einem intelligenten Messsystem über Stromeinsparungen und Lastverlagerungen mit maximal bis zu 66,- Euro p.a. (s. dazu Kapitel 6.3.1). Eine verpflichtende Einführung, die mit Kosten in der Höhe von rund 90 Euro p.a. verbunden ist, ist daher unverhältnismäßig und unwirtschaftlich.
  - ▶ Eine preiswertere Lösung sind intelligente Zähler, die mit jährlich insgesamt rd. 40 Euro p.a. deutlich günstiger sind als intelligente Messsysteme. Daher wird der Austausch alter konventioneller Zähler beim Turnuswechsel mit einem intelligenten Zähler empfohlen. Da der Zeitraum eines Turnuswechsels derzeit gesetzlich nicht festgeschrieben wird, ist eine Gesetzesänderung notwendig. Diese sollte sich an der bestehenden Regelung des § 21f EnWG in Verbindung mit dem Eichrecht und den für Gaszähler vorgeschriebenen Wechsel nach spätestens 16 Jahren ausrichten. Daher sollte auch ein Turnusaustausch für Stromzähler spätestens nach einer Eichperiode für Ferrariszähler (16 Jahren) vorgesehen werden.
- ▶ **Beim Betrieb des intelligenten Zählers sind besondere Voraussetzungen zu beachten:** Der intelligente Zähler ist eine upgradefähige Messeinrichtung nach § 21c Abs. 5 EnWG, die durch ein zertifiziertes Smart Meter Gateway zu einem schutzprofilkonformen intelligenten Messsystem erweitert und somit in alle Kommunikationsnetze sicher eingebunden werden kann. In der hier betrachteten Ausstattungsvariante kann der tatsächliche Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein abgesetztes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers widerspiegelt werden. Solange der intelligente Zähler nicht mit einem SMGW zu einem intelligenten Messsystem aufgerüstet wurde, können aufgrund der MID keine speziellen Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen an die Datenübertragung einer Messeinrichtung gestellt werden. Daher sollte der Einbau von Displays nicht verpflichtend vorgeschrieben werden, sondern dem Markt überlassen werden. In diesem Fall sind die allgemeinen Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen, wie eine verschlüsselte Übermittlung der Daten, einzuhalten. Zudem sollte beim Einbau eines Displays analog zum § 21e Abs. 5 EnWG bis zu diesem Zeitpunkt vorausgesetzt werden, dass „eine schriftliche Zustimmung des Anschlussnutzers zum Einbau und zur Nutzung eines Messsystems besteht,

die er in der Kenntnis erteilt hat, dass das Messsystem nicht den Anforderungen der Absätze 2 und 4 entspricht.“<sup>439</sup>

- ▶ Bei einer späteren Überführung in ein schutzprofilkonformes Messsystem durch eine sichere Anbindung an ein Smart Meter Gateway wird eine BSI Schutzprofil konforme Inhouse-Kommunikation ermöglicht, so dass ein abgesetztes Display in der Wohnung BSI Schutzprofil konform angeschlossen werden kann. Um eine Netzkopplung und damit eine Kompromittierbarkeit von Messeinrichtung und Smart Meter Gateway zu vermeiden, muss das intelligente Messsystem BSI Schutzprofil konform durch den SMGW-Admin betrieben werden. Der intelligente Zähler wird immer dann in ein schutzprofilkonformes Messsystem zu überführen sein, wenn eine sichere Einbindung in Kommunikationsnetze, insbesondere die Einbindung in das intelligente Netz, ermöglicht und damit zu Dritten eine Verbindung aufgenommen werden soll.
- ▶ Zusätzlich sollte der marktliche Rollout weiter durch ein gezieltes Maßnahmenbündel unterstützt werden, das insbesondere folgende Einzelmaßnahmen umfasst:
  - ▶ Verhinderung einer möglichen Diskriminierung von wettbewerblichen MSB durch regulierte grundzuständige MSB, indem ein Ausgleich zwischen möglichen Ungleichgewichten zwischen regulierten und nicht-regulierten Messstellenbetreibern geschaffen wird (vgl. dazu Kapitel 8.4).
  - ▶ Breite Förderung von Pilotprojekten zur weiteren Praxiserprobung BSI Schutzprofil konformer Messsysteme und deren Nutzenwirkungen auf Endverbraucher und Netzbetrieb, um die Komplexität der Systeme und ihrer Einsatzbedingungen im intelligenten Energienetz hinreichend zu erproben sowie Stabilität für den Betrieb der Systeme zu gewinnen.
  - ▶ Da der Erfolg des Rollouts sehr stark von dem Verhalten der Endkunden abhängt, ist eine gezielte Aufklärung und Information der Letztverbraucher über den möglichen Nutzen intelligenter Zähler und Messsysteme im Hinblick auf die Integration Erneuerbarer Energien über eine breit angelegte Informationskampagne im Rahmen der Energiewende zu empfehlen.

### Berücksichtigung unterschiedlicher Interessen

---

Mit der empfohlenen Rolloutstrategie wird der bisherige marktliche Ansatz fortgeführt und weiterentwickelt. Dadurch wird den verschiedenen Zielen eines Rollouts intelligenter Messsysteme und Zähler (vgl. dazu Kapitel 1.3) Rechnung getragen, unterschiedliche Interessen finden Berücksichtigung.

Das empfohlene Rolloutszenario Plus ist gesamtwirtschaftlich vorteilhaft. Die Sensitivitätsanalysen zeigen nur ein begrenztes Risiko auf, dass ein gesamtwirtschaftlicher Schaden eintreten könnte. Dagegen existieren zusätzliche Optimierungspotenziale, die ggf. mit entsprechenden Änderungen des Rechtsrahmens gehoben werden können. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die zusätzliche Einbeziehung von § 14a EnWG Anlagen als Pflichteinbaufälle. In einer zunehmend energieeffizienten Welt werden Elektromobile und Niedrigenergiehäuser, die mit Wärmepumpen ausgestattet sind, an Bedeutung gewinnen. Elektromobile und Wärmepumpen können im Rahmen eines Einspeise- und Lastmanagements zur Netzstabilisierung oder zum Abfedern von Erzeugungsspitzen eingesetzt werden.

Der Schutz der Letztverbraucher wird gewährleistet, indem nur Kunden zu einem Einbau intelligenter Messsysteme verpflichtet werden, die

- ▶ entweder zur Gesamtbelastung des Energieversorgungssystems überproportional beitragen<sup>440</sup> oder
- ▶ das Energieversorgungssystem überproportional entlasten können.<sup>441</sup>

Durch die Einbindung der Altanlagen und von EEG- und KWK-Anlagen mit mehr als 0,25 kW und weniger als 7 kW werden alle Zählpunkte, die in größerem Ausmaß zur Netzdienlichkeit beitragen können, als

---

<sup>439</sup> § 21e Abs. 5 EnWG.

<sup>440</sup> Überproportional bedeutet, im Vergleich zu anderen Kunden aus seiner Grundgesamtheit, also z.B. im Vergleich zu allen anderen Haushaltskunden. Dabei muss bzgl. der „Belastung des Gesamtsystems“ nicht auf den einzelnen Kunden abgestellt werden, sondern es kann auch auf eine Gruppe von Kunden mit gleichem bzw. ähnlichem Nutzungsverhalten abgestellt werden.

<sup>441</sup> Auch in diesem Zusammenhang gilt wiederum die Definition der vorherigen Fußnote.

Pflichteinbaufälle erfasst. Zählpunkte, die eine geringe Netzdienlichkeit haben, werden lediglich zur Steigerung der Energieeffizienz mit intelligenten Zählern ausgestattet.

Mit der zusätzlichen Verpflichtung zum turnusmäßigen Austausch konventioneller Zähler durch intelligente Zähler wird sichergestellt, dass die Steigerung der Energieeffizienz durch Stromeinsparung und Lastverlagerung möglichst effizient und wirtschaftlich erfolgt. Bei diesen Anlagen wäre ein (verpflichtender) Einbau intelligenter Messsysteme, d.h. kommunikativ eingebundener Messsysteme, unwirtschaftlich.

Mit dieser Einbaupflicht bei Turnuswechsel werden zusätzliche Skaleneffekte beim Rollout erzielt. Die Einbaupflicht bietet den Unternehmen einen gesetzlich festgeschriebenen, langfristigen Entwicklungspfad beim Ausrollen von intelligenten Messsystemen und Zählern. Dieser bietet ihnen eine langfristige Investitionssicherheit.

Um einen kontrollierten und kostengünstigen Austausch der installierten Geräte nach Ablauf der Nutzungsdauer und Eichfristen zu ermöglichen, ist zudem eine Harmonisierung von Nutzungszeiten und Eichfristen zu empfehlen. So unterscheiden sich die üblichen Nutzungszeiten von Kommunikationseinrichtungen/Gateway (gesetzliche Nutzungsdauer für Hardware gem. Anlage 1 StromNEV: 4 - 8 Jahre) und Eichfristen für die Messeinrichtungen bei Strom (8 + 5 Jahre) und einem intelligenten Zähler für Gas (zurzeit i.d.R. 12 Jahre).<sup>442</sup> Aufgrund dieser unterschiedlichen Nutzungszeiten und Eichfristen entstehen beim Austausch der Gateways und Messeinrichtungen für den MSB im späteren Verlauf des Rollouts erhebliche Zusatzkosten: Einerseits führt ein punktueller Austausch von Einzelgeräten (Gateways und Messeinrichtungen) nach Ablauf der Nutzungsdauer/Eichfristen zu erheblichen Zusatzkosten (z.B. Fahrtkosten), andererseits wäre es unwirtschaftlich, noch nicht vollständig abgeschriebene Geräte vor Ablauf der Nutzungsdauer/Eichfrist auszutauschen.

## Zusammenfassung

---

Bei einem verpflichtenden Rollout intelligenter Messsysteme für alle Letztverbraucher ist zum einen die Kostenbelastung für einzelne Kunden(-gruppen) zu hoch. Zum anderen besteht die Gefahr, dass innovative Lösungen aufgrund eines fehlenden Marktes und Wettbewerbs nicht zum Zuge kommen. Beim rein marktgetriebenen Ansatz besteht dagegen die Gefahr, dass die Netzdienlichkeit von intelligenten Messsystemen vernachlässigt wird. Zudem könnte die fehlende Investitionssicherheit und die fehlende Möglichkeit, Skaleneffekte zu erzielen, das Entstehen eines Marktes und Wettbewerbs verhindern, so dass sich der Rollout verzögert oder u.U. gar nicht zustande kommt.

Die hier empfohlene marktliche Rolloutstrategie vereint die Vorteile beider Ansätze in sich, um die jeweiligen bestehenden Nachteile zu kompensieren.

Mit der empfohlenen Rolloutstrategie ist gewährleistet, dass der bisherige Ansatz für einen differenzierten Rollout erweitert fortgeführt wird und ggf. nach einiger Zeit durch eine Überprüfung korrigiert werden kann. In der momentanen Phase der Umgestaltung des Energiesektors hin zu einem intelligenten Energieversorgungssystem wäre jede radikale Entscheidung - sei es in Richtung eines rein verpflichtenden Rollouts, sei es in Richtung eines ausschließlichen marktgetriebenen Rollouts - ein zu großes Risiko für den volkswirtschaftlich sensiblen Bereich der Energieversorgung.

## 8.2 Rollenverteilung

Im Rahmen der Rolloutstrategie sind die Verantwortlichkeiten hinsichtlich intelligenter Zähler, Smart Meter Gateway und Kommunikationssystem nach Marktrollen zu differenzieren. Die Rollen sollten dabei so weit wie möglich auf ein Unternehmen bzw. eine Marktrolle konzentriert werden, um die Markt- und Kommunikationsprozesse nicht unnötig zu verkomplizieren. Dabei ist insbesondere die Rolle des Smart Meter Gateway Administrators gesetzlich zu regeln, um den Betrieb intelligenter Messsysteme sicher zu stellen. Der auf den Weg gebrachte Verordnungsentwurf für eine Messsystemverordnung, die den technischen Betrieb von intelligenten Messsystemen und seine Organisation regelt, ist ein wichtiger Schritt. Sie weist die Funktion des SMGW-Admin dem verantwortlichen Messstellenbetreiber zu. In einer weiteren Verordnung könnte über die Definition des verantwortlichen Messstellenbetreibers eine weitere Konzentration im Sinne einer Effizienzsteigerung herbeigeführt werden.

---

<sup>442</sup> In den Berechnungen wurde von einer einheitlichen Nutzungsdauer von 13 Jahren für intelligente Messeinrichtungen und Gateway ausgegangen.

Die Grundzuständigkeit liegt nur bei einem Unternehmen pro Netzgebiet, dem regulierten Verteilnetzbetreiber, dem allerdings die Möglichkeit zu Kooperationen und zur Beauftragung Dritter offen stehen sollte.

Grundsätzlich sollte jedoch jedes wettbewerbliche Unternehmen, das die entsprechenden Anforderungen an die jeweilige Aufgabe erfüllt bzw. die Eignung dazu nachweist, diese im wettbewerblichen Rahmen anbieten können.

### **Intelligente Messsysteme und intelligente Zähler**

---

Die Verpflichtung zum Einbau intelligenter Zähler und Messsysteme sollte wie bisher beim Messstellenbetreiber verbleiben. Dieser ist dafür verantwortlich, dass in den Pflichteinbaufällen der Letztverbraucher ein intelligentes Messsystem eingebaut bekommt.

Der aktuelle Messstellenbetreiber sollte aber die rechtliche Verpflichtung bekommen, den Kunden auf seine Einbauverpflichtungen und die damit verbundenen Kosten des Einbaus und des Betriebs intelligenter Messsysteme hinzuweisen. Ist der Verteilnetzbetreiber MSB so hat er den Letztverbraucher darüber hinaus über die Möglichkeit aufmerksam zu machen, dass dem Kunden alternativ, wettbewerbliche Angebote für den Einbau intelligenter Messsysteme offen stehen. Durch diesen Ansatz wird einerseits sicher gestellt, dass der Einbaupflicht nachgekommen wird, andererseits, dass der Wettbewerb im Messstellenbereich gestärkt wird.

Ebenso ist jeder MSB für den Austausch seiner von ihm betriebenen konventionellen Zähler nach 16 Jahren<sup>443</sup> mit einem intelligenten Zähler verantwortlich. Auch in diesem Fall hat der grundzuständige MSB auf andere wettbewerbliche Angebote hinzuweisen.

### **Smart Meter Gateway**

---

Für den Rollout des SMGW ist der Smart Meter Gateway Administrator (SMGW-Admin) verantwortlich. Die Rolle des SMGW-Admin sollte grundsätzlich innerhalb eines Verteilnetzgebietes dem Messstellenbetreiber mit den meisten Zählpunkten innerhalb des Gebietes zugeordnet werden (grundzuständiger SMGW-Admin). Hiermit wird zum einen sichergestellt, dass es immer einen SMGW-Admin gibt, wenn ein intelligentes Messsystem installiert und betrieben wird. Zum anderen kann dadurch der Betrieb eines SMGW in Mehrfamilienhäusern erleichtert werden, wenn dort z.B. mehrere verschiedene MSB Zählpunkte betreiben, die kommunikativ über ein SMGW eingebunden sind.

Der Letztverbraucher hat jedoch das Recht, einen vom grundzuständigen abweichenden SMGW-Admin zu wählen, z.B. seinen wettbewerblichen Messstellenbetreiber. Ein Wechsel des SMGW-Admin ist damit immer auf Wunsch des Kunden möglich.

---

<sup>443</sup> Der Austausch der Zähler, die in 2014 bereits älter als 16 Jahre sind, sollte mit einer Übergangsfrist - z.B. bis spätestens 2022 - erfolgen dürfen, um eine Bugwelle an Turnuswechseln zu Beginn des Rollouts zu verhindern und den MSB die Möglichkeit zu geben, den Austauschprozess zu optimieren. Dabei sind jedoch jährlich mindestens 1/16 des Zählerbestandes älter als 16 Jahren auszutauschen, um eine Mindestaustauschquote zu erzielen. Diese und weitere Details zu den Möglichkeiten einer Nacheichung z.B. bei digitalen Zählern sind durch den Gesetzgeber festzulegen.

Der Smart Meter Gateway Administrator hat die folgenden besonderen Anforderungen, die durch den Verordnungsgeber noch näher auszugestalten sind, zu erfüllen:

- ▶ Datenschutz und -sicherheitsanforderungen aus dem BSI Schutzprofil.
- ▶ Gewährleistung, dass die netzdienlichen Funktionen insbesondere der Anlagensteuerung und turnummäßigen Netzzustandsdatenauslieferung über das Gateway mit der erforderlichen Servicequalität zur Verfügung stehen.
- ▶ Sicherstellung des technischen Betriebs, damit neue Produkte und Services im Rahmen eines „Smart Markets“ zeitnah von Dritten angeboten werden können.<sup>444</sup>

Mit der Einführung intelligenter Messsysteme werden zunehmend sensible und wettbewerbsrelevante Daten und Informationen über die Letztverbraucher erhoben. Um eine Diskriminierung möglicher Wettbewerber (Aggregatoren, Anbieter von Energiedienstleistungen, Anbieter innovativer Energieprodukte, Anbieter von Mehrwertdienstleistungen etc.) auszuschließen und die Entwicklung eines „Smart Markets“ zu unterstützen, sollte der SMGW-Admin möglichst unabhängig sein. Um dies zu gewährleisten sind alternative Lösungen denkbar:

1. Der SMGW-Admin muss noch näher festzulegend funktionale Anforderungen erfüllen, wozu insbesondere eine Zertifizierung nach ISO27001, mit der die Anforderungen an die Informationssicherheit unter Berücksichtigung der IT-Risiken spezifiziert werden, sowie die im Schutzprofil und der Technischen Richtlinie formulierten Anforderungen gehören könnten.
2. Der SMGW-Admin ist von den wettbewerblichen Bereichen des vertikalen Unternehmens (insbesondere Erzeugung, Handel und Vertrieb) rechtlich entflochten.

Energieversorgungsunternehmen die momentan rechtlich nicht entflochten sind und die Rolle des SMGW-Admin wahrnehmen wollen, können dies entweder durch eine rechtliche Entflechtung, durch die Beauftragung eines rechtlich unabhängigen Dienstleisters oder durch eine Art Übertragung auf einen anderen (insbesondere größeren) grundzuständigen MSB eines anderen (größeren) Netzgebietes tun („Opt out“ des kleinen grundzuständigen MSB).<sup>445</sup>

Die Verantwortlichkeit für die Erfüllung der Pflichten des SMGW-Admin für den grundzuständigen MSB bleibt bei der Beauftragung eines rechtlich unabhängigen Dienstleisters unberührt.

Geeignete Dritte, etwa Unternehmen aus der Telekommunikationsbranche oder der Wohnungswirtschaft etc., können die Funktion des SMGW-Admin wahrnehmen, indem sie entweder als Dienstleister für Messstellenbetreiber bzw. Verteilnetzbetreiber tätig werden oder sich selber als Messstellenbetreiber aufstellen und als solcher am Markt agieren.

Es wird empfohlen, zunächst die Zertifizierung nach ISO27001 als Mindestkriterium für einen SMGW-Admin festzulegen. Die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung bei Energieversorgungsunternehmen für den SMGW-Admin einzuführen, sollte nach Auswertung der ersten Erfahrungen des Rollouts im Jahr 2017 überprüft werden.

### Kommunikationsanbindung

Im Falle des Pflichteinbaus ist der verantwortliche Messstellenbetreiber auch für die kommunikative Einbindung des intelligenten Messsystems zuständig. Die kommunikative Anbindung muss technischen Mindestanforderungen genügen. Der SMGW-Admin hat somit für eine Zuverlässigkeit der Kommunikationsverbindung zu sorgen und dass die geforderten funktionalen Anforderungen an diese erfüllt werden (s. dazu Kapitel 8.3).

Das regulatorische Regime für die Kommunikationsanbindung sollte zukünftig das TK-Anforderungsprofil von intelligenten Messsystemen und dem SMGW-Admin beachten und eine wettbewerbliche und kosteneffiziente Realisierung leistungsfähiger eigener Kommunikationsverbindungen für sog. „M2M-Dienste“ nicht

<sup>444</sup> Die Konkretisierung und Festlegung der Prozesse und Fristen sollte von der BNetzA in Zusammenarbeit mit den Marktakteuren erfolgen.

<sup>445</sup> Ein detailliertes Opt-out Konzept inkl. der Auswahl- und Festlegungskriterien für den größeren VNB sind noch von der BNetzA in Zusammenarbeit mit den Marktakteuren zu erarbeiten.

unmöglich machen. Weitere Einzelheiten kann die BNetzA unter Beachtung der eichrechtlichen Vorgaben und der Schutzprofile und Technischen Richtlinien im Rahmen ihrer Festlegungskompetenzen des § 11 MsysV-E konkretisieren.

### Investitionssicherheit

---

Der Rollout von intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern erfordern zu Beginn einen nicht unerheblichen finanziellen Aufwand, der sich erst über die Laufzeit der Nutzung der Systeme amortisiert. Um den Unternehmen zusätzliche Investitionssicherheit zu geben und den Rollout zu forcieren, sollte der Regulierungsrahmen (§ 17 StromNEV) für den grundzuständigen Messstellenbetreiber (Verteilnetzbetreiber) angepasst werden, indem die Möglichkeiten zur Refinanzierung von Auszahlungen erleichtert werden. Dazu sollte die Abschreibungsdauer intelligenter Zähler und Messsysteme auf 8 - 13 Jahre festgelegt werden (aktuell beträgt die Abschreibungsdauer für Zähler in Anlage 1 der StromNEV 20 - 25 Jahre).

Daneben bietet - wie bereits erläutert - die gewählte Rolloutstrategie durch den festgelegten langfristigen Rahmen für die vollständige Ausstattung aller Haushalte eine zusätzliche Investitionssicherheit.

### Zusammenfassung

---

Mit der vorgeschlagenen Rollenverteilung wird die Erfüllung fundamentaler energiewirtschaftlicher Prozesse im regulierten Bereich sichergestellt, indem der regulierte Verteilnetzbetreiber als grundzuständiger SMGW-Admin eingesetzt wird. Zudem erfolgt eine zusätzliche Förderung des Wettbewerbs im Messstellenbetrieb, indem jeder Messstellenbetreiber

- ▶ Sowohl bei Pflichteinbaufällen als auch bei Nicht-Pflichteinbaufällen die Möglichkeit hat, dem Endkunden Angebote für intelligente Messsysteme zu unterbreiten,
- ▶ als Rolloutverantwortlicher für intelligente Zähler und Messsysteme eingesetzt wird,
- ▶ grundsätzlich auch Verantwortlicher für den Einbau des Smart Meter Gateways ist und
- ▶ eine Übervorteilung des regulierten gegenüber dem wettbewerblichen Bereich vermieden wird.<sup>446</sup>

Zudem werden durch die Rollenverteilung die notwendigen Voraussetzungen geschaffen, um einen „Smart Market“ zu entwickeln und zu fördern, indem

- ▶ die Unabhängigkeit des SMGW-Admin gewährleistet sein muss und so ein diskriminierungsfreier Zugang zum SMGW sicher gestellt wird und
- ▶ jedes interessierte Unternehmen entweder durch die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zum SMGW oder über die Wahrnehmung der Funktion als Messstellenbetreiber seine Produkte und Services im „Smart Market“ anbieten und erbringen kann.

Die empfohlenen Rollverantwortlichkeiten kommen sowohl den Notwendigkeiten eines verpflichtenden als auch den Anforderungen eines marktlichen Rollouts nach. Damit werden einerseits die Anforderungen des Netzbetriebs und die Sicherstellung eingespielter Marktprozesse für eine funktionierende Energieversorgung erfüllt. Andererseits wird der Wettbewerb im Bereich des Messstellenbetriebs und des „Smart Markets“ so weit wie möglich unterstützt und gefördert.

## 8.3 Funktionale Anforderungen und technische Ausstattung

Neben den umfassenden Anforderungen zum Datenschutz und der Datensicherheit aus den BSI Schutzprofilen ergeben sich weitere Anforderungen an die technische Ausstattung der einzelnen Komponenten intelligenter Messsysteme (Kommunikationssystem, IT-System). Diese Anforderungen leiten sich aus der Technischen Richtlinie BSI TR-03109, der kommenden Messsystemverordnung und anderer Verordnungen

---

<sup>446</sup> Während der VNB als grundzuständiger MSB den Endkunden auf die Möglichkeit wettbewerblicher Angebote zum Einbau intelligenter Messsysteme hinweisen muss, ist dies beim wettbewerblichen Messstellenbetreiber nicht der Fall. In diesem Fall hat der Endkunde bereits eine bewusste Entscheidung für eine wettbewerbliche Lösung getroffen - bzw. ist im Begriff eine solche zu treffen.



gen nach § 21i EnWG sowie dem jeweiligen Anwendungsfall des intelligenten Messsystems ab. An dieser Stelle können lediglich erste Empfehlungen für technische Mindestanforderungen gegeben werden.

## Messeinrichtung

---

Messeinrichtungen müssen zunächst den technischen Anforderungen der MID entsprechen.<sup>447</sup> Da diese Richtlinie aus dem Jahr 2004 stammt, ist zu hinterfragen, ob die dort formulierten Anforderungen noch zeitgemäß sind im Hinblick auf neue Entwicklungen im Bereich der Zähler- und Messtechnologien, der Einsatzbedingungen von Messeinrichtungen als Teil von komplexen intelligenten Messsystemen, hinsichtlich Kommunikationstechniken, sowie Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen.

Beim Betrieb des intelligenten Zählers sind besondere Voraussetzungen zu beachten: Der intelligente Zähler ist eine upgradefähige Messeinrichtung nach § 21c Abs. 5 EnWG, die durch ein zertifiziertes Smart Meter Gateway zu einem schutzprofilkonformen intelligenten Messsystem erweitert und somit in alle Kommunikationsnetze sicher eingebunden werden kann.

In der hier betrachteten Ausstattungsvariante kann der intelligente Zähler den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein abgesetztes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers widerspiegeln. Solange der intelligente Zähler nicht über ein SMGW zu einem intelligenten Messsystem aufgerüstet wurde, können zurzeit aufgrund der MID keine speziellen Vorgaben an die Datenübertragung einer Messeinrichtung gestellt werden.

Es ist daher unbedingt erforderlich, dass die aus dem Jahre 2004 stammende MID in den kommenden Jahren eine Anpassung erfährt, um den geänderten Anforderungen von Messeinrichtungen im Hinblick auf Datenschutz, Datensicherheit, Kommunikation und als Bestandteil eines intelligenten Energieversorgungssystems gerecht werden zu können. Zudem sollte die MID konsistent zu später in Kraft getretenen Richtlinien (Drittes Binnenmarktpaket und Energieeffizienzrichtlinie) sein, was heute nicht der Fall ist. Solange und soweit dies nicht geschieht, laufen die Forderungen der Europäischen Kommission nach einem „data protection by design“ ins Leere.<sup>448</sup> Letztlich muss es möglich sein, Schutzprofile und Technische Richtlinien für intelligente Zähler vorzugeben und anzuwenden, auch wenn sie als Messeinrichtungen unter den Anwendungsbereich der MID fallen.

Die Inhouse-Datenübertragung ist daher entsprechend allgemeiner Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen auszugestalten, so dass die Kommunikationsverbindung von der Messeinrichtung zum Display über einen verschlüsselten Zugang erfolgen muss. Zudem darf die Kommunikationsverbindung nur unidirektional ausgelegt sein und ausschließlich zur Information des Letztverbrauchers und nicht als Verbindung zum intelligenten Netz genutzt werden. Ansonsten wäre der intelligente Zähler kompromittiert und später nicht mehr auf ein BSI Schutzprofil konformes intelligentes Messsystem aufrüstbar. Sobald eine bidirektionale Verbindung und/oder eine Verbindung zu Dritten aufgebaut wird, ist diese über ein SMGW einzurichten.

Bei einer späteren Überführung in ein schutzprofilkonformes Messsystem durch eine sichere Anbindung an ein Smart Meter Gateway wird eine sichere Inhouse-Kommunikation ermöglicht, so dass ein abgesetztes Display in der Wohnung BSI Schutzprofil konform angeschlossen werden kann. Um eine Netzkopplung und damit eine Kompromittierbarkeit von Messeinrichtung und Smart Meter Gateway zu vermeiden, muss das intelligente Messsystem BSI Schutzprofil konform durch den SMGW-Admin betrieben werden. Der intelligente Zähler wird immer dann in ein schutzprofilkonformes Messsystem zu überführen sein, wenn eine sichere Einbindung in Kommunikationsnetze, insbesondere die Einbindung in das intelligente Netz, ermöglicht und damit zu Dritten eine Verbindung aufgenommen werden soll.

## Kommunikationssystem

---

Es werden keine spezifischen Vorgaben an das Kommunikationssystem und die TK-Infrastruktur gemacht, da die Ausgangssituationen in den verschiedenen Einbaufällen grundverschieden sind. Damit ist jeder MSB grundsätzlich frei in der Wahl seiner technischen Kommunikationslösung.

Besondere Anforderungen werden aus Sicht der Netzdienlichkeit an die Kommunikationstechnologie diskutiert. Dies betrifft die Verfügbarkeit, Schwarzstartfähigkeit, Datenübertragungs- oder -durchsatzrate, Frequenz sowie die Latenz:

---

<sup>447</sup> S. EU-Richtlinie: 2004/22/EG, 2004.

<sup>448</sup> Vgl. dazu EU-Kommission: Der Schutz der Privatsphäre in einer vernetzten Welt - Ein europäischer Datenschutzrahmen für das 21. Jahrhundert, 2012.

- ▶ Von Seiten der Netzbetreiber wird eine Verfügbarkeit für kritische netzdienliche Anwendungen bei mindestens 99,99%, mit einem Vorrang gegenüber anderen Services gefordert.<sup>449</sup> Da der Großteil der Anwendungsfälle, der über intelligente Messsysteme abgewickelt wird, als nicht kritisch eingestuft werden muss, ist jedoch eine geringere Verfügbarkeit für die Kommunikationsverbindung in intelligenten Messsystemen ausreichend.<sup>450</sup> (Netz-) kritische Anwendungsfälle, wie z.B. größere KWK-Anlagen können mit einer separaten schwarzstartfähigen Kommunikationsverbindung in das Kommunikationsnetz des Netzbetreibers eingebunden werden. Eine Verfügbarkeit von 99% ist daher aus unserer Sicht im Bereich der Pflichteinbaufälle ausreichend.<sup>451</sup>
- ▶ Entsprechend ist auch keine Schwarzstartfähigkeit und unterbrechungsfreie Stromversorgung für das intelligente Messsystem zu fordern.
- ▶ Für Smart Grid-Anwendungen werden häufig Datendurchsatzraten zwischen 50-500 kbps als zentrale Voraussetzung angesehen.<sup>452</sup> Aus Sicht der Ablesung und Informationsbereitstellung sollte die Möglichkeit bestehen, alle 15 Minuten eine Datenauslesung und -übertragung abzuwickeln. Die Erfüllung dieser Anforderung hängt von verschiedenen Einflussgrößen ab. Neben der Datenübertragungsrate spielen auch der Umfang der zu übertragenden Daten sowie die tatsächliche Verfügbarkeit der jeweiligen Kommunikationsanbindung eine Rolle. Es wird deshalb empfohlen, im Rahmen von Pilotstudien genauer zu untersuchen, welche konkreten Anforderungen an die Datenübertragungsrate bei verschiedenen Anwendungsfällen zu stellen sind. Nach momentanem Stand ist eine Datenübertragungsrate von 500 kbps als ausreichend für intelligente Messsysteme anzusehen.
- ▶ Der geeignete Frequenzbereich für die Anbindung von intelligenten Messsystemen über Funk liegt bei unterhalb von 1 GHz, da nur in diesem Bereich eine Versorgung von Kellerräumen weitestgehend sichergestellt werden kann.<sup>453</sup> Daher wird empfohlen Kommunikationslösungen mit weniger als 1 GHz zu verwenden.
- ▶ Aus der Technischen Richtlinie des BSI ergeben sich folgende Mindestanforderungen an die zulässigen Latenzzeiten:<sup>454</sup>
  - ▶ Übermittlung des Wake-up Signals innerhalb von 15 s
  - ▶ (Zeit-) Synchronisierung innerhalb von 18 s

Teilweise werden insbesondere für kritische Anwendungen im Smart Grid Bereich Latenzzeit als erforderlich angesehen, die deutlicher geringer sind und bei weniger als 100ms liegen.<sup>455</sup> Da wie oben erläutert, die über intelligente Messsysteme abgewickelten Anwendungen als nicht kritisch einzustufen sind, wird empfohlen, zunächst auf eine weitere Konkretisierung dieser technischen Parameter zu verzichten. Ggf. sind diese technischen Parameter nach Durchführung von Pilotprojekten durch die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenzen zu konkretisieren.<sup>456</sup>

## Datenspeicherung und -verarbeitung

Für das Smart Meter Gateway ergeben sich darüber hinaus weitere technische Anforderungen aus dem BSI Schutzprofil und der Technischen Richtlinie. Insbesondere sind auf die Minimalanforderungen vom SMGW für Tarifierung, Bilanzierung und Netzzustandsdatenerhebung zu verweisen, die vom SMGW durch Regelwerke umgesetzt werden müssen.<sup>457</sup>

<sup>449</sup> Vgl. Eurelectric, Eurelectric: Public Consultation on Use of Spectrum for more efficient energy production and distribution, 2012: „For critical services, for which low latency is compulsory, public carriers need to ensure a very high level of availability (>99,99%) and should give priority to these services.“

<sup>450</sup> Erzeugungsanlagen, die niederspannungsseitig an das Verteilnetz angebunden sind, sind ebenso wenig als systemkritisch einzustufen wie Nachtspeicherheizung, Wärmepumpen, Elektroautos oder die Versorgung mit Netzzustandsdaten.

<sup>451</sup> Vgl. dazu auch DOE: Communication requirements of smart grid technologies, 2010, S. 66.

<sup>452</sup> Ebenda.

<sup>453</sup> Vgl. dazu Sörries, 2012, S. 54; Eurelectric: Public Consultation on Use of Spectrum for more efficient energy production and distribution, 2012, S. 16.

<sup>454</sup> Zeitbedarf vom Aussenden bis zum Empfangen von Daten.

<sup>455</sup> Vgl. dazu VDE: Smart Distribution 2020, 2008, S. 57ff. sowie Eurelectric: Public Consultation on Use of Spectrum for more efficient energy production and distribution, 2012: „Latency: a general level between 10ms (teleprotection) and 300ms for metering and demand response, while tighter requirements are needed for mission-critical applications related to network operations (to a maximum of 2ms in some cases).“

<sup>456</sup> Vgl. dazu § 11 MsysV-E.

<sup>457</sup> BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0, 2013, S. 76ff.

## 8.4 Finanzierungsmodell

Der Rollout von intelligenten Messsystemen sollte zu einer verursachungsgerechten Kostenbeteiligung der verschiedenen Marktrollen erfolgen. Diejenigen (Gruppen), die von einem Rollout profitieren, sollten auch entsprechend die Kosten tragen.

### Nutzen nach Marktrollen

---

Der Nutzen eines Rollouts<sup>458</sup> verteilt sich wie folgt auf die einzelnen Marktrollen:

- ▶ Endkunden über Stromeinsparung (+6,3 Mrd. Euro), Lastverlagerung (+2,9 Mrd. Euro) und Mehrwertdienste (+1,1 Mrd. Euro).
- ▶ Energielieferanten durch Einsparungen in der Kundenbetreuung und im Call-Center-Bereich (+1,6 Mrd. Euro), verbesserte Abrechnungsprozesse (+0,9 Mrd. Euro), Verbesserungen im Forderungsmanagement (+0,4 Mrd. Euro) sowie der Möglichkeit zu verbesserten Lastprognosen, die zu geringeren Beschaffungskosten führen (+0,3 Mrd. Euro).
- ▶ Messstellenbetreiber durch verbesserte Ableseprozesse (+0,6 Mrd. Euro), einem verbesserten Zählermanagement (+ 0,4 Mrd. Euro) sowie dem Wegfall des konventionellen Zählerbetriebs und damit verbundenen Prozessverbesserungen (+ 2,4 Mrd. Euro).
- ▶ Netzbetreiber durch Einsparungen von Investitionen (+2,7 Mrd. Euro) aufgrund verbesserter Netzplanung, Monitoring der Netze, verbesserten Lastprognosen und den Möglichkeiten zum Einspeise- und Lastmanagement; darüber hinaus treten positive Effekt im Netzmanagement (+ 0,7 Mrd. Euro) sowie den netzseitigen Abrechnungsprozessen (+0,5 Mrd. Euro) auf.
- ▶ Im Erzeugungsbereich wird es Einsparungen bei Investitionen in Erzeugungskapazitäten (+0,7 Mrd. Euro) geben.<sup>459</sup>
- ▶ Staat und Gesellschaft aufgrund
  - ▶ der Verringerung des Stromverbrauchs und der damit einhergehenden Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (+0,1 Mrd. Euro),
  - ▶ der Erhöhung der Versorgungssicherheit (+0,1 Mrd. Euro),
  - ▶ der erleichterten Integration der Erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem (nicht explizit quantifiziert), und
  - ▶ dem verringerten Ausbau der Netze und damit einhergehenden finanziellen und Umweltbelastungen (nicht explizit quantifiziert).
- ▶ Betreiber von EEG- und KWK-Anlagen, da intelligente Messsysteme die Integration ihrer Erzeugungsanlagen in das Energieversorgungssystem erleichtern (nicht quantifiziert).

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass von der Vielzahl an möglichen Wirkungen intelligenter Zähler und Messsysteme drei Bereiche den wesentlichen Nutzen ausmachen:

- ▶ Die Erhöhung der Energieeffizienz (Stromeinsparung und Lastverlagerung) durch intelligente Zähler und Messsysteme beim Endkunden,
- ▶ Die Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme sowie
- ▶ Die Verbesserung von Geschäftsprozessen (z.B. Ablese-, Abrechnungsprozesse, Stromverbrauchsprognosen) bei verschiedenen Marktrollen.

Bei einer eventuellen Kostenbeteiligung der Gruppen müssen dem Nutzen jedoch auch die Kosten entgegen gerechnet werden, die mit einem Rollout von intelligenten Messsystemen und Zählern für die jeweilige Gruppe verbunden sind. Dabei muss der Zusatznutzen gegenüber der heutigen Ausgangssituation - also

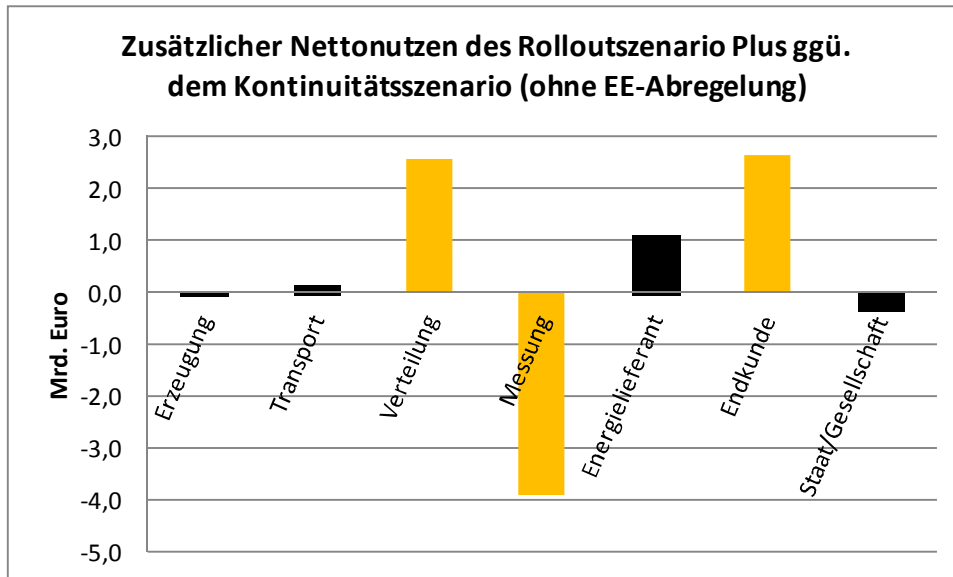
---

<sup>458</sup> Rolloutszenario Plus mit EE-Abregelung.

<sup>459</sup> Es werden im Betrachtungszeitraum 1,6 GW Zubau an neuen Gaskraftwerken vermieden.

ggü. dem Kontinuitätsszenario ohne EE-Abregelung - verglichen werden.<sup>460</sup> Die Abbildung 16 fasst die Kosten und Nutzen eines Rollouts für die verschiedenen Marktrollen zusammen.

Abbildung 16: Zusätzlicher Nettonutzen nach Marktrollen



Quelle: Ernst & Young

Im Rolloutszenario Plus profitieren i.e.L. die Verteilung (+2,6 Mrd. Euro) sowie Endkunden (ebenfalls mit +2,6 Mrd. Euro) von der Einführung intelligenter Zähler und Messsysteme ggü. der heutigen Ausgangssituation. Endkunden profitieren insbesondere aufgrund von Stromeinsparungen und Lastverlagerungen. Die Verteilung durch die Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme und dabei insbesondere durch die Abregelung von EE-Anlagen. Die Kosten des Rollouts tragen i.e.L. Messstellenbetreiber mit 3,9 Mrd. Euro. Bei Energielieferanten überwiegen die Vorteile (+1,1 Mrd. Euro). Staat und Gesellschaft stellen sich aufgrund von Ausfällen bei Steuern und Abgaben leicht negativ dar (-0,3 Mrd. Euro).

### In die Finanzierung des Rollouts einzubeziehende Marktrollen und Gruppen

Die Weitergabe des Zusatznutzens beim Energielieferanten an den Endkunden unterliegt wettbewerblichen Prozessen. Insofern ist dieser für den Rollout von intelligenten Messsystemen und Zählern nicht weiter relevant. Es empfiehlt sich daher, den Rollout über Entgelte zwischen Endkunden und MSB zu finanzieren. Dabei können drei Gruppen zur Finanzierung des Rollouts herangezogen werden:

- ▶ Die Nutzer von intelligenten Messsystemen, in dem Maße, in dem sie direkt von der Nutzung intelligenter Messsysteme profitieren können,
- ▶ die Nutzer von intelligenten Zählern, in dem Maße, in dem sie direkt von der Nutzung intelligenter Zähler profitieren können, sowie
- ▶ die Allgemeinheit und damit jeder Endverbraucher indem er aus dem Umbau des Energieversorgungssystems profitiert.

Durch die Ausdehnung der Pflichteinbaufälle auf die weiter o.g. Gruppen wird ein verursachungsgerechter finanzieller Beitrag von denjenigen erhoben, die zur Belastung des gesamten Energieversorgungssystems überproportional beitragen. Durch entsprechende Verhaltensänderungen kann jeder Nutzer den Einbau der intelligenten Zähler bzw. Messsysteme für sich selbst wirtschaftlich gestalten.

Aber auch diejenigen Endverbraucher, die nicht zu den Pflichteinbaufällen und nicht unmittelbar einen intelligenten Zähler bzw. ein intelligentes Messsystem eingebaut bekommen, profitieren indirekt mehrfach von einem Rollout:

<sup>460</sup> Es wird davon ausgegangen, dass Kosten und Nutzen in der heutigen Ausgangssituation vollständig durch den derzeitigen Gesetzes- und Regulierungsrahmen abgedeckt werden können.

- ▶ Zum einen durch gesamtwirtschaftliche Vorteile, wie die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Erhöhung der Versorgungssicherheit oder die Integration der Erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem – was letztlich jedem Endverbraucher zu Gute kommt und nicht einzelnen Endkunden zugeordnet werden kann,
- ▶ aufgrund von Kostenvorteilen, die allen Endkunden zu Gute kommen, wie die Verringerung der Netzentgelte aufgrund eines verbesserten Netzmanagements oder dem Wegfall von Investitionen, sowie
- ▶ durch den Wegfall von Investitionsmaßnahmen und damit weniger unmittelbaren Einwirkungen im Umfeld vieler Endkunden durch Baumaßnahmen oder neu verlegten Leitungen.

Insofern ist es verursachungsgerecht, wenn alle Endkunden einen Teil der Kosten des Rollouts mittragen.

Daneben wäre es aber auch denkbar, ein Entgelt für alle Nutzer (i.e.L. Energielieferanten, Netzbetreiber, Dienstleister) zu erheben, die unmittelbar auf die Daten intelligenter Messsysteme zugreifen und hieraus Zusatznutzen für sich generieren zu können. Es wird empfohlen, in einem ersten Schritt davon abzusehen, weil:

1. Der Großteil des potenziellen Netto-Nutzens auf Seiten der Endkunden anfällt (s. Abb. 16) und der Endkunde bereits unmittelbar mit Installation eines intelligenten Messsystems den Nutzen daraus für sich heben kann.
2. Alle anderen Marktrollen zunächst zum Teil nicht unerhebliche Investitionen in IT-Systeme, Anpassung der Prozesse etc. zu tätigen haben, bevor von ihnen der aus intelligenten Messsystemen zu erzielende Nutzen auch tatsächlich gehoben werden kann.
3. Zunächst eine breite, öffentliche Akzeptanz für die Nutzung intelligenter Messsysteme und Zähler geschaffen werden muss – die explizite Bezahlung der intelligenten Messsysteme für eine weitergehende Nutzung der Daten durch Dritte könnte zu erhöhten Datenschutzbedenken führen, die in der Phase der Einführung vermieden werden sollten.

In einer späteren Überprüfung der empfohlenen Rolloutstrategie (im Jahr 2017) sollte dieser Punkt jedoch erneut aufgegriffen, überprüft und ggf. neu bewertet werden.

## Finanzierungselemente

---

Als Finanzierungselemente für intelligente Zähler und Messsysteme kommen daher in Frage:

- ▶ Entgelt für intelligente Zähler/Messsysteme für alle Nutzer eines solchen Systems ab dem Zeitpunkt des Einbaus.
- ▶ Um eine möglichst verursachungsgerechte Kostentragung zu ermöglichen, ist dabei eine Entgelt-differenzierung zwischen den Nutzern intelligenter Zähler und den Nutzern intelligenter Messsysteme vorzusehen.
- ▶ Ein Systemkostenbeitrag, der eine zusätzliche Entgeltkomponente als Teil des allgemeinen Entgelts für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung wird (s. Abb. 17), ist von allen Letztverbrauchern, die keinen intelligenten Zähler oder Messsystem eingebaut bekommen, ab dem Rollout, annahmegemäß 2014, zu zahlen.

Mit dem Systemkostenbeitrag sollen zum einen die Kosten abgedeckt werden, die zum Aufbau der Systeme bei den MSB anfallen, um eine intelligente Messinfrastruktur zu betreiben. Zum anderen werden hierüber aber auch die Zusatzkosten beim MSB abgedeckt, die durch den Weiterbetrieb der Alt-systeme für den konventionellen Zählerbetrieb entstehen.

## Abbildung 17: Definition Systemkostenbeitrag

**Allgemeines Entgelt für Messstellenbetrieb  
+ Messung,  
+ Abrechnung,  
+ Systemaufbau und –betrieb (Systemkostenbeitrag)**

Quelle: Ernst & Young

Die allgemeinen Entgelte für Systemaufbau und -betrieb, Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sind für den grundzuständigen Messstellenbetreiber zu fixieren. Der Aufbau eines neuen Systems, in diesem Fall der Aufbau einer bundesweiten intelligenten Messinfrastruktur, erfordert fixierte Entgelte. Durch die Fixierung der Entgelte wird den Effizienzerfordernissen Rechnung getragen, da nur effiziente MSB mit den fixierten Kostenobergrenzen arbeiten können.

Um den Systemaufbau zu beschleunigen, sollte das allgemeine Entgelt für konventionelle Zähler so bemessen sein, dass Letztverbraucher belohnt werden, die sich aus dem konventionellen System verabschieden und für ein intelligentes Messsystem bzw. einen intelligenten Zähler entscheiden. Das allgemeine Entgelt der konventionellen Zähler sollte ebenfalls einen Mehrbetrag zum Aufbau der Systeme beinhalten, da die Altsysteme zum Weiterbetrieb der konventionellen Zähler mit Fortschritt des Rollouts spezifisch zunehmend kostenintensiver werden.

Bei den Nutzern von intelligenten Zählern und Messsystemen ist der Systemkostenbeitrag in den Entgelten für intelligente Zähler und Messsysteme mit enthalten. Nutzer von intelligenten Messsystemen und Zählern zahlen höhere allgemeine Entgelte und finanzieren darüber den Betrieb der intelligenten Messinfrastruktur, leisten aber auch zusätzlich einen Beitrag zum Aufbau der Systeme.

### Finanzierungsvarianten

---

Für das Rolloutszenario Plus sind folgende Finanzierungsvarianten untersucht worden:

1. Variante 1: Kostenverursachungsgerechte Entgelte für intelligente Messsysteme und intelligente Zähler ohne Systemkostenbeitrag.
2. Variante 2: Mischkalkulation für intelligente Messsysteme und intelligente Zähler ohne Systemkostenbeitrag.
3. Variante 3: Allgemeine Kostenbeteiligung durch vollständige Abdeckung über Systemkostenbeitrag.
4. Variante 4: Mischkalkulation für intelligente Messsysteme und intelligente Zähler unter Berücksichtigung eines Systemkostenbeitrags.
5. Variante 5: Kostenverursachungsgerechte Entgelte für intelligente Messsysteme und intelligente Zähler unter Berücksichtigung eines Systemkostenbeitrags.<sup>461</sup>
6. Variante 6: Kostenverursachungsgerechte Entgelte für intelligente Messsysteme und intelligente Zähler unter Berücksichtigung der Zumutbarkeit beim Entgelt für intelligente Messsysteme sowie allgemeine Kostenbeteiligung über einen Systemkostenbeitrag.<sup>462</sup>

Für diese Finanzierungsvarianten ergeben sich die folgenden konkreten Beträge im Rolloutszenario Plus (s. Tabelle 76). Es wird empfohlen diese Entgelthöhen - mit Modifizierungsmöglichkeiten für die BNetzA - für den grundzuständigen MSB in der Form zu definieren, dass diese Entgelthöhen Eingang in die Bemessung der Erlösobergrenze finden können.

<sup>461</sup> Dabei wurde der Systemkostenbeitrag überwiegend kostenentlastend bei der Kalkulation der Entgelte für iMsys berücksichtigt, da hier gegenüber den iZ aufgrund der Netzdienlichkeit deutliche höhere gesamtwirtschaftlich positive Effekte auftreten.

<sup>462</sup> Dabei wurde der Systemkostenbeitrag überwiegend kostenentlastend bei der Kalkulation der Entgelte für iMsys berücksichtigt, da hier gegenüber den iZ aufgrund der Netzdienlichkeit deutliche höhere gesamtwirtschaftlich positive Effekte auftreten.

Der wettbewerbliche MSB ist in seiner Entgeltfestsetzung grundsätzlich frei und somit nicht an diese Entgelte gebunden. Da die Entgeltkalkulation auf Annahmen und Prognosen beruhen, ist eine Überprüfung der Entgelte in regelmäßigen Abständen durch die BNetzA notwendig, in der die tatsächlichen Kosten und Preisentwicklungen für die Installation und den Betrieb von intelligenten Zählern und Messsystemen zu überprüfen und die Entgelte ggf. anzupassen sind.

Die Finanzierung über einen Systemkostenbeitrag zu Beginn des Rollouts für alle Endverbraucher unterscheidet sich grundsätzlich von der Entgeltzahlung der Nutzer eines intelligenten Messsystems/Zählers:

1. Bei der Finanzierung über die Nutzer streckt der MSB zunächst sämtliche Investitions- und Finanzierungskosten vor. Effizienzvorteile im Betrieb werden erst sukzessive und über einen längeren Zeitraum erzielt. Der MSB erhält Rückflüsse, sobald er einen Zähler oder ein Messsystem installiert hat. Die Finanzierung über die Entgelte steht im direkten Zusammenhang mit den getätigten Investitionen und Ausgaben.
2. Bei der Finanzierung des Rollouts über einen allgemeinen Systemkostenbeitrag von Endkunden, die kein intelligentes Messsystem bzw. keinen intelligenten Zähler haben, wird ein Teil der Rolloutkosten von den Endkunden vorfinanziert. Die Finanzierung erfolgt losgelöst von den tatsächlich getätigten Investitionen und Betriebskosten. Zudem erzielt der MSB Effizienzvorteile durch den Einsatz intelligenter Messsysteme, die teilweise vom Kunden vorfinanziert werden. Daher sind diese Effizienzvorteile bei der Kalkulation des Systemkostenbeitrages zu berücksichtigen.

**Tabelle 76: Untersuchte Finanzierungsvarianten im Rolloutszenario Plus**

	iMsys > 6.000 kWh/a und EEG-/KWK-Anlagen > 1 kW <sup>1</sup>	iMsys ≤ 6.000 kWh/a und EEG-/KWK-Anlagen ≤ 1kW <sup>1</sup>	Intelligenter Zähler	Allgemeines Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung (davon Systemkostenbeitrag) <sup>2</sup>
Variante 1	90,- Euro p.a. ab Einbau		40,- Euro p.a. ab Einbau	22,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 0 Euro p.a.)
Variante 2	58,- Euro p.a. ab Einbau			22,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 0 Euro p.a.)
Variante 3	43,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 21 Euro p.a.)			
Variante 4	46,- Euro p.a. ab Einbau			30,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 8 Euro p.a.)
Variante 5	60,- Euro p.a. ab Einbau		38,- Euro p.a. ab Einbau	30,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 8 Euro p.a.)
Variante 6	62,- Euro p.a. ab Einbau	50,- Euro p.a. ab Einbau	38,- Euro p.a. ab Einbau	30,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 8 Euro p.a.)

Quelle: Ernst & Young

<sup>1</sup> Die Verbrauchsgrenze von 6.000 kWh/a ist für alle marktlichen Einbaufälle sowie bei Pflichteinbaufällen des § 21c Abs. 1, Buchst. a) EnWG relevant. Bei Pflichteinbaufällen des § 21c Abs. 1, Buchst. c) EnWG ist die Anschlussleistung von größer oder kleiner 1 kW der EEG- oder KWK-Anlage ausschlaggebend für die Entgeltfestsetzung.

<sup>2</sup> Der Systemkostenbeitrag ist von allen Endkunden ohne iMsys oder iZ (in Variante 3 von allen Endkunden) zusätzlich als Teil des Entgelts für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung ab dem Rollout, annahmegemäß 2014, zu zahlen.

Insgesamt ist daher das Finanzierungsvolumen so bemessen, dass die anteiligen Investitionen im Zeitraum 2014 bis 2022 sowie die laufenden Betriebskosten für intelligente Zähler und Messsysteme in diesem Zeitraum abgedeckt werden (ca. 9,4 Mrd. Euro). Bei einem durch einen Systemkostenbeitrag finanzierten Rollout werden die erzielten Effizienzvorteile in dem Zeitraum teilweise mit berücksichtigt, so dass ein Finanzierungsvolumen von 8,4 Mrd. Euro bereit zu stellen ist.

Die Varianten führen zu unterschiedlichen Finanzierungseffekten. Je weniger sich die Finanzierung an den tatsächlichen Auszahlungen des Rollouts orientiert, umso höher sind die zusätzlichen Finanzierungskosten. Daher sind die Finanzierungskosten in die Überlegungen zum Finanzierungsmodell mit einzubeziehen.

### Berücksichtigung von Finanzierungskosten

Zu Beginn des Rollouts hat der MSB überdurchschnittliche Auszahlungen für Investitionen zu tätigen. Da die Gesamtkosten (Investitionen und Betriebskosten) aber für die Entgeltberechnungen auf die gesamte Nutzungsdauer der intelligenten Messsysteme und Zähler gleich verteilt werden, entsteht zu Beginn des Rollouts eine Unterfinanzierung. Dies ist insbesondere der Fall, wenn ein Teil der Gesamtkosten über einen geringen Systemkostenbeitrag aller Endverbraucher mitfinanziert wird und die Entgelte für die intelligenten Messsysteme und Zähler dadurch günstiger ausfallen. Dies trifft insbesondere auf die Varianten 4 bis 6 zu.

Die Investitionen sind von den MSB vorzufinanzieren. Unter Berücksichtigung der dadurch entstehenden Finanzierungskosten erhöhen sich die Entgelte in den Varianten zum Teil. Tabelle 77 fasst die Entgelte zusammen, die bei den verschiedenen Finanzierungsvarianten notwendig sind, um auch die Finanzierungskosten (5,0% p.a. auf die kumulierten Differenzen zwischen Einzahlungen und Auszahlungen) mit abzudecken.

**Tabelle 77: Finanzierungsvarianten mit Berücksichtigung der Finanzierungskosten**

	iMsys > 6.000 kWh/a und EEG-/KWK-Anlagen > 1 kW <sup>1</sup>	iMsys ≤ 6.000 kWh/a und EEG-/KWK-Anlagen ≤ 1kW <sup>1</sup>	Intelligenter Zähler	Allgemeines Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung (davon Systemkostenbeitrag) <sup>2</sup>
Variante 1	90,- Euro p.a. ab Einbau		40,- Euro p.a. ab Einbau	22,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 0 Euro p.a.)
Variante 2	58,- Euro p.a. ab Einbau			22,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 0 Euro p.a.)
Variante 3	55,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 33,- Euro p.a.)			
Variante 4	51,- Euro p.a. ab Einbau			30,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 8 Euro p.a.)
Variante 5	70,- Euro p.a. ab Einbau		42,- Euro p.a. ab Einbau	30,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 8 Euro p.a.)
Variante 6	72,- Euro p.a. ab Einbau	55,- Euro p.a. ab Einbau	42,- Euro p.a. ab Einbau	30,- Euro p.a. ab 2014 (inkl. 8 Euro p.a.)

Quelle: Ernst & Young

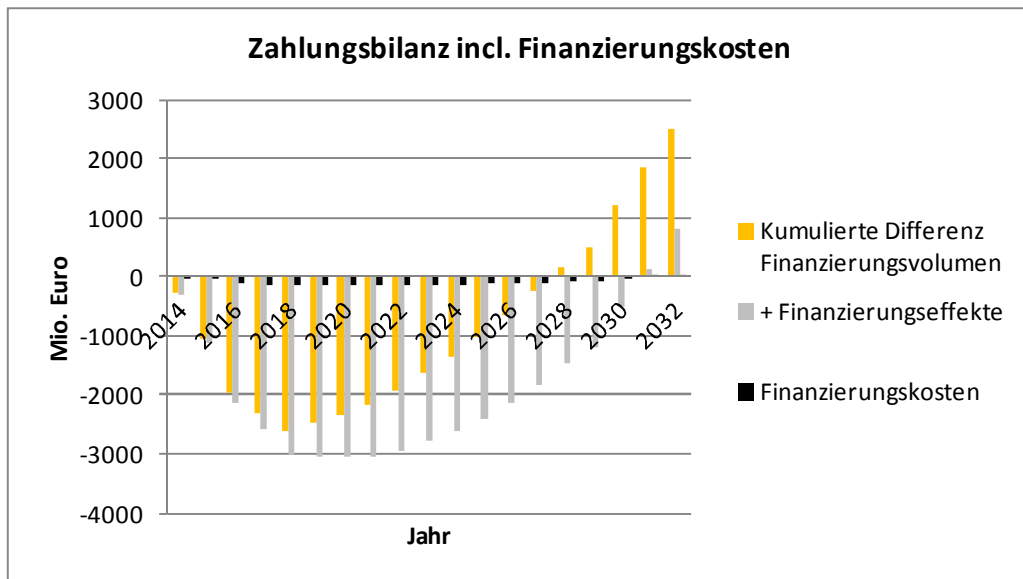
<sup>1</sup> Die Verbrauchsgrenze von 6.000 kWh/a ist für alle marktlichen Einbaufälle sowie bei Pflichteinbaufällen des § 21c Abs. 1, Buchst. a) EnWG relevant. Bei Pflichteinbaufällen des § 21c Abs. 1, Buchst. c) EnWG ist die Anschlussleistung von größer oder kleiner 1 kW der EEG- oder KWK-Anlage ausschlaggebend für die Entgeltfestsetzung.

<sup>2</sup> Der Systemkostenbeitrag ist von allen Endkunden ohne iMsys oder iZ (in Variante 3 von allen Endkunden) zusätzlich als Teil des Entgelts für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung ab dem Rollout, annahmegemäß 2014, zu zahlen.

Unter Berücksichtigung der Finanzierungskosten wird die Summe aller Zahlungsströme in der Finanzierungsvariante 5 (s. Abb. 18) und 6 im Jahr 2031 positiv.



Abbildung 18: Zahlungsbilanz der Finanzierungsvariante 5



Quelle: Ernst & Young

### Finanzieller Beitrag zum Rollout

Der finanzielle Beitrag verteilt sich wie folgt bei den verschiedenen Finanzierungsvarianten (s. Tabelle 78).

Tabelle 78: Finanzieller Beitrag verschiedener Gruppen zum Rollout\*

Gruppe \ Finanzierungs-variante	Anteil Nutzer <sup>1</sup>	1	2	3	4	5	6
Summe Einbaupflichtfälle iMsys	36%	56%	36%	(15%) <sup>2</sup>	29%	39,5%	40,0%
Davon > 6.000 kWh	24%	37%	24%	(13%) <sup>2</sup>	19%	25,9%	26,4%
Davon EEG	4%	6%	4%	(1%) <sup>2</sup>	3%	4,0%	4,0%
Davon KWK	< 1%	1%	< 1%	(< 1%) <sup>2</sup>	< 1%	0,5%	0,5%
Davon Neubau/Renovierungen	8%	5%	8%	(1%) <sup>2</sup>	7%	9,1%	9,1%
Davon Neubau/ Renovierungen mit Kunden <= 6.000 kWh	3%	5%	3%	(1%) <sup>2</sup>	2%	3,3%	2,6%
Kunden mit intelligenten Zählern	64%	44%	64%	(25%) <sup>2</sup>	52%	41,7%	41,4%
Entgelt MSB für alle Kunden	0%	0%	0%	100%	19%	18,7%	18,6%

Quelle: Ernst & Young

\* Rundungsdifferenzen möglich

<sup>1</sup> Anteil der jeweiligen Gruppe an Nutzern von intelligenten Messsystemen und Zählern. Anteile sind durchschnittlich über den Zeitraum 2014 bis 2022 berechnet worden.

<sup>2</sup> Anteile der jeweiligen Gruppen an der Gesamtheit der Zählpunkte.

## Bewertung

---

In Anbetracht der vielfältigen gesamtwirtschaftlichen Effekte, die mit einem Rollout von intelligenten Messsystemen und Zählern angestrebt werden, ist ein finanzieller Beitrag aller Endkunden zu empfehlen (Varianten 4 bis 6). Mit einem zusätzlichen Systemkostenbeitrag von 8,- Euro p.a. für jeden Endverbraucher handelt es sich um einen überschaubaren Betrag für jeden Endkunden. Insgesamt tragen damit Endkunden ohne intelligenten Zähler oder Messsystem mit weniger als 20% zur Finanzierung des Rollouts bei. Zudem steht jedem Endkunden offen, sich im Rahmen wettbewerblicher Angebote früher als bei einem Turnuswechsel für einen intelligenten Zähler oder Messsystem zu entscheiden und davon zu profitieren.

Bei einer Mischkalkulation von intelligenten Zählern und Messsystemen (Variante 4) ergibt sich für Endkunden ein Entgelt von 51,- Euro p.a. Dies ist sicherlich sehr attraktiv für Endkunden, birgt jedoch die Gefahr einer Unterfinanzierung in sich, wenn sich überproportional viele Endkunden für ein intelligentes Messsystem anstatt für einen intelligenten Zähler entscheiden.

Daher sollte ein separates Entgelt für Nutzer von intelligenten Zählern und intelligenten Messsystemen eingeführt werden. Dies ist verursachungsgerecht und zudem sinnvoll, um den Einstieg in intelligente Messsysteme zu fördern. Das sich daraus ergebende höhere Entgelt für intelligente Messsysteme von 70,- Euro p.a. für den Nutzer eines intelligenten Messsystems (Variante 5) ist einzelwirtschaftlich zumutbar, da sich dieses Entgelt mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit durch Stromeinsparungen und Lastverlagerungen für die betroffenen Endverbraucher rentiert.

Eine Differenzierung des Entgeltes für Nutzer intelligenter Messsysteme (iMsys) nach Verbrauchsklassen (Variante 6) führt zwar zu einem erhöhten Umsetzungsaufwand, diese Entgeltspaltung ist aber zu empfehlen, da hierdurch die Kostenbelastung bei Endkunden mit geringerem Verbrauch, insbesondere in den Einbaufällen Neubauten und Renovierungen, und bei Betreibern sehr kleiner Erzeugungsanlagen mit 55,- Euro p.a. zumutbar wird. Diese Entgeltdifferenzierung führt ebenso bei EEG- und KWK-Kleinanlagen (Anschlussleistung zwischen 0,25 kW und 1 kW), bei § 14a EnWG-Anlagen, sowie bei Anlagen, die nicht unter die Einbauverpflichtungen in § 21c Absatz 1 Buchstabe a), b) und c) EnWG fallen, zu einer zumutbaren finanziellen Belastung, was bei Wegfall der Preisdifferenzierung nicht gegeben ist.

## Ausgleichsmechanismus zwischen den Messstellenbetreibern

---

Eine Mischfinanzierung über einen Kostenbeitrag von Nutzern intelligenter Messsysteme/Zähler und einem allgemeinen Entgelt (Systemkostenbeitrag), wie dies die empfohlene Finanzierungsvariante 6 vorsieht, wirft jedoch zusätzliche Fragen auf:

- ▶ Wie wird die unterschiedliche Struktur - insbesondere der unterschiedlich hohe Anteil an Pflichteinbaufällen in einem Netzgebiet - behandelt?
- ▶ Wie werden wettbewerbliche MSB behandelt?
- ▶ Wie kann ein „Rosinen picken“ verhindert werden, indem sich wettbewerbliche MSB auf konventionelle Zähler konzentrieren, um sich das allgemeine Entgelt sichern ohne entsprechend intelligente Zähler/Messsysteme auszurollen?

In den einzelnen Netzgebieten kann das Verhältnis von Pflichteinbaufällen für intelligente Messsysteme zu Zählpunkten in dem betroffenen Netzgebiet u.U. signifikant voneinander abweichen. Daher erhalten die grundzuständigen MSB einen unterschiedlich hohen Deckungsbeitrag zum Aufbau der notwendigen Infrastruktur durch den Systemkostenbeitrag in Höhe von 8,- Euro p.a. von jedem konventionellen Zähler. Je größer allerdings die Gebiete der grundzuständigen MSB sind, umso geringer wird die Notwendigkeit eines regionalen Ausgleichs.

Eine Diskriminierung bezüglich des Systemkostenbeitrages aufgrund struktureller Unterschiede in den Netzgebieten - z.B. zwischen städtischen und ländlichen Gebieten, oder Gebieten mit viel und wenig Einspeisung aus Erneuerbaren Energien Anlagen - kann ebenfalls durch Mischeffekte bei einem genügend großen Gebiet, für das der grundzuständige MSB verantwortlich ist, verhindert werden. Hierdurch wird zudem - wie oben erläutert - sichergestellt, dass die für den Rollout notwendigen Skaleneffekte realisiert werden können.

Ein Ausgleichsmechanismus zugunsten wettbewerblicher MSB bedürfte folgender Organisation: Jeder grundzuständige MSB verwaltet einen Finanzierungsfonds für den „Aufbau eines intelligenten bundeswei-

ten Messsystems“ für das Gebiet, für das er zuständig ist. In den Finanzierungsfonds fließen die Systemkostenbeiträge ein, die von den Messstellenbetreibern in dem Netzgebiet des grundzuständigen MSB erhoben werden. Aus dem Finanzierungsfonds erfolgt rechnerisch ein Kostenausgleich für den nicht kosten deckenden Teil des Entgeltes für intelligente Messsysteme.

Die Erhebung eines Systemkostenbeitrages dient dem Systemaufbau und -betrieb und darf nicht als Gelegenheit genutzt werden, Zusatz Erlöse über das Verharren im konventionellen System zu generieren. Es sollte deshalb ein Verfahren etabliert werden, bei dem entweder Systemkostenbeiträge an den grundzuständigen MSB abzuführen sind oder ein Messstellenbetrieb für Neukunden des Dritten nur noch in Verbindung mit Einbau und Betrieb eines intelligenten Messsystems oder Zählers möglich ist.

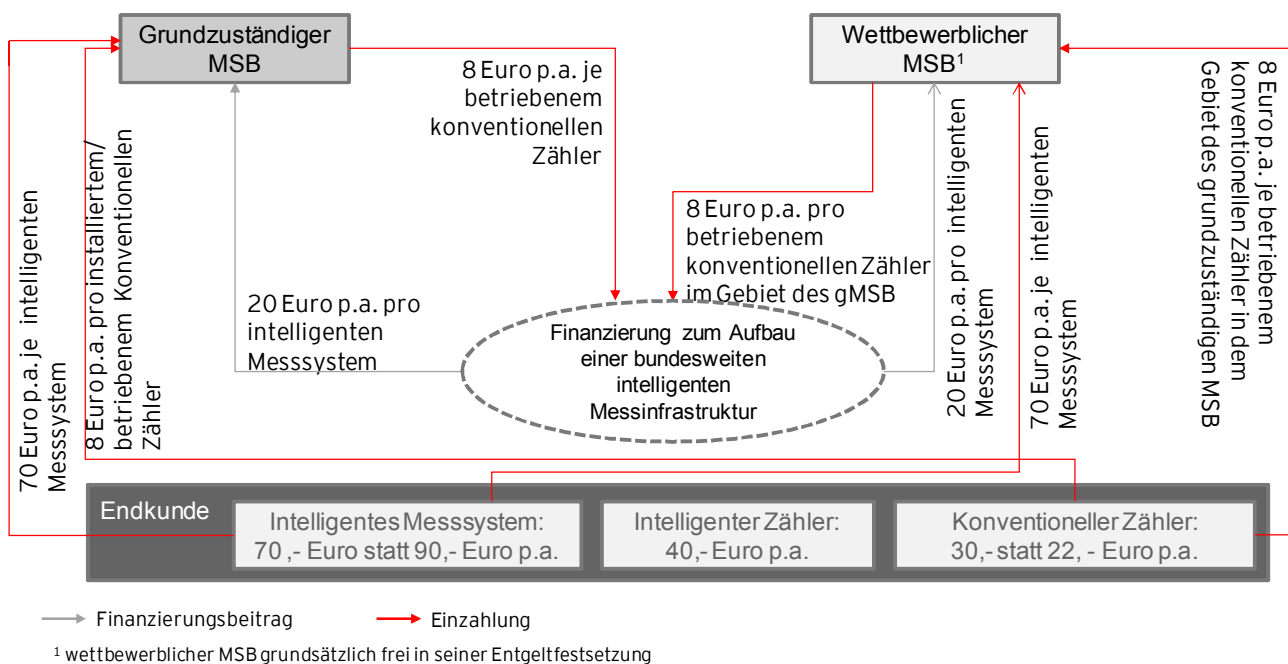
Vor diesem Hintergrund sollten für die Ausgestaltung des Verhältnisses von grundzuständigem und wettbewerblichem MSB drei mögliche Varianten erwogen werden.<sup>463</sup>

### Variante A - Gleichbehandlung des grundzuständigen und wettbewerblichen MSB

In der Variante A nimmt der wettbewerbliche MSB gleichberechtigt zum grundzuständigen MSB an dem Finanzierungsausgleich teil. Ziele dieser Variante sind insbesondere der Aufbau einer bundesweiten intelligenten Messinfrastruktur und die Gleichbehandlung von grundzuständigem und wettbewerblichem MSB.

Der wettbewerbliche MSB führt für jeden von ihm betriebenen konventionellen Zählpunkt 8,- Euro p.a. Systemkostenbeitrag an den grundzuständigen MSB ab. Bei Einbau eines intelligenten Messsystems erhält er vom grundzuständigen MSB 20,- Euro p.a. als Finanzierungszuschuss (s. Abb. 19).<sup>464</sup>

Abbildung 19: Finanzierungssystem für den Rollout (Variante A)



Quelle: Ernst & Young

<sup>463</sup> Ein möglicher bundesweiter Ausgleichsmechanismus wird an dieser Stelle nicht betrachtet und sollte in einem separaten Gutachten näher betrachtet werden.

<sup>464</sup> Dieser Betrag berechnet sich aus dem Verhältnis von intelligenten Messsystemen und Zählern zu konventionellen Zählern im Zeitraum 2014 bis 2022, das durchschnittlich etwa 1 zu 2,5 beträgt. Um ein intelligentes Messsystem mit 20,- Euro mit zu finanzieren, sind entsprechend 8,- Euro von jedem konventionellen Zähler als Finanzierungsbeitrag für den Aufbau der Systeme zu leisten.

Durch diesen Ausgleichsmechanismus wird zum einen verhindert, dass sich einzelne wettbewerbliche MSB auf konventionelle Zähler konzentrieren und durch ein Dumpingangebot versuchen könnten, sich das allgemeine zusätzliche Entgelt zu sichern ohne entsprechend in intelligente Messsysteme zu investieren. Deshalb zahlt jeder wettbewerbliche MSB entsprechend der empfohlenen Finanzierungsvariante sechs 8,- Euro p.a. für jeden konventionellen Zähler, den er betreibt, in den Ausgleichsmechanismus ein.

Zum anderen dienen die 20,- Euro Finanzierungszuschuss, die der wettbewerbliche MSB vom grundzuständigen MSB für jedes intelligente Messsystem, das er im Netzgebiet des grundzuständigen MSB verbaut, zum Aufbau seiner Systeme, um den Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland zu beschleunigen.

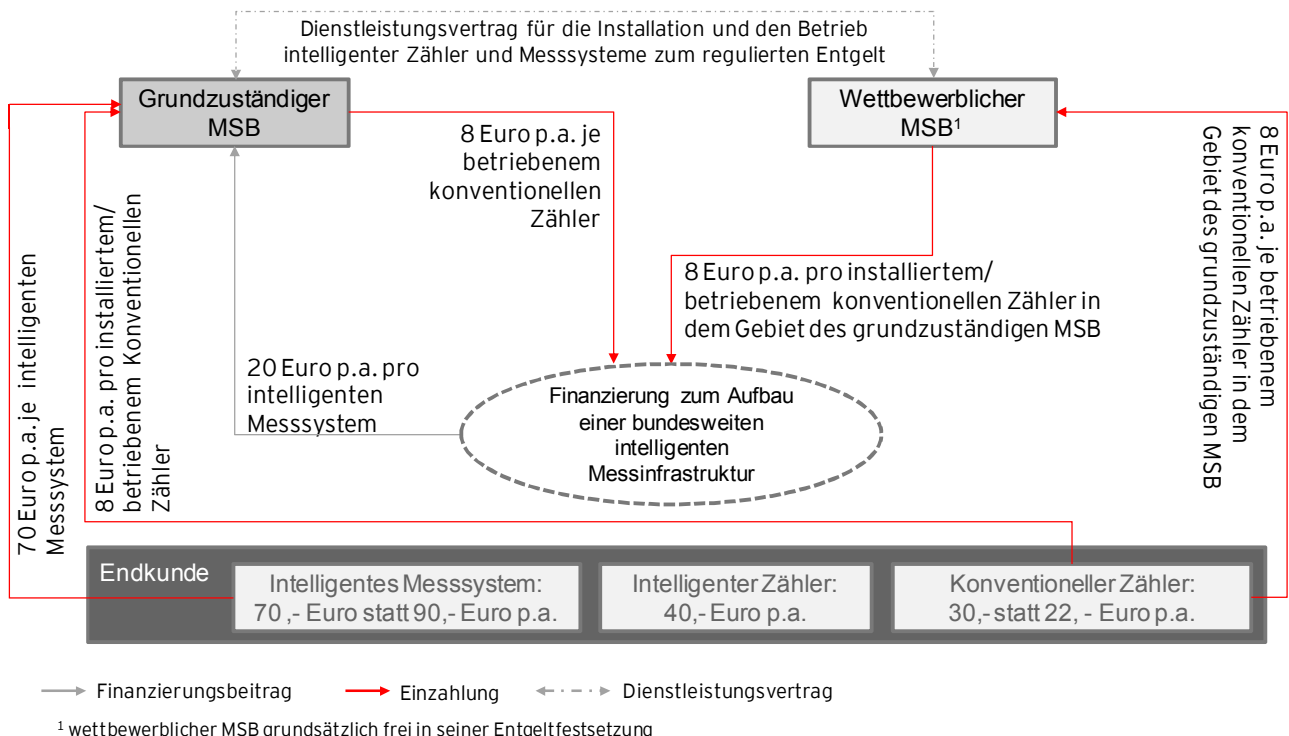
Die Nachteile dieser Variante liegen zum einen in einem zusätzlichen hohen administrativen Aufwand für alle Beteiligten. Zum anderen besteht die Gefahr, dass das Finanzierungssystem durch einen schnellen Austausch konventioneller Zähler in ein Ungleichgewicht und damit in eine Finanzierungslücke gerät.

### Variante B - Wettbewerblicher MSB nimmt teilweise am Ausgleich teil

Eine weitere Variante besteht darin, dass der wettbewerbliche MSB an dem Finanzierungsausgleich nur teilweise teilnimmt. Neben dem Aufbau einer bundesweiten intelligenten Messinfrastruktur ist Ziel dieser Variante, den Wettbewerb im Messstellenbetrieb zu fördern. Letzteres erfolgt, indem der wettbewerbliche MSB als Schnittstelle zum Kunden fungiert und der grundzuständige MSB die Installation und den Betrieb der intelligenten Messinfrastruktur bündeln kann.

Der wettbewerbliche MSB führt einen Systemkostenbeitrag von 8,- Euro p.a. und Zähler für jeden konventionellen Zähler, den er im Gebiet des grundzuständigen MSB betreibt, an diesen ab. Er erhält jedoch keinen Zuschuss für intelligente Messsysteme, da er nicht die Pflichten des grundzuständigen MSB hat (s. Abb. 20).

Abbildung 20: Finanzierungssystem für den Rollout (Variante B)



Quelle: Ernst & Young

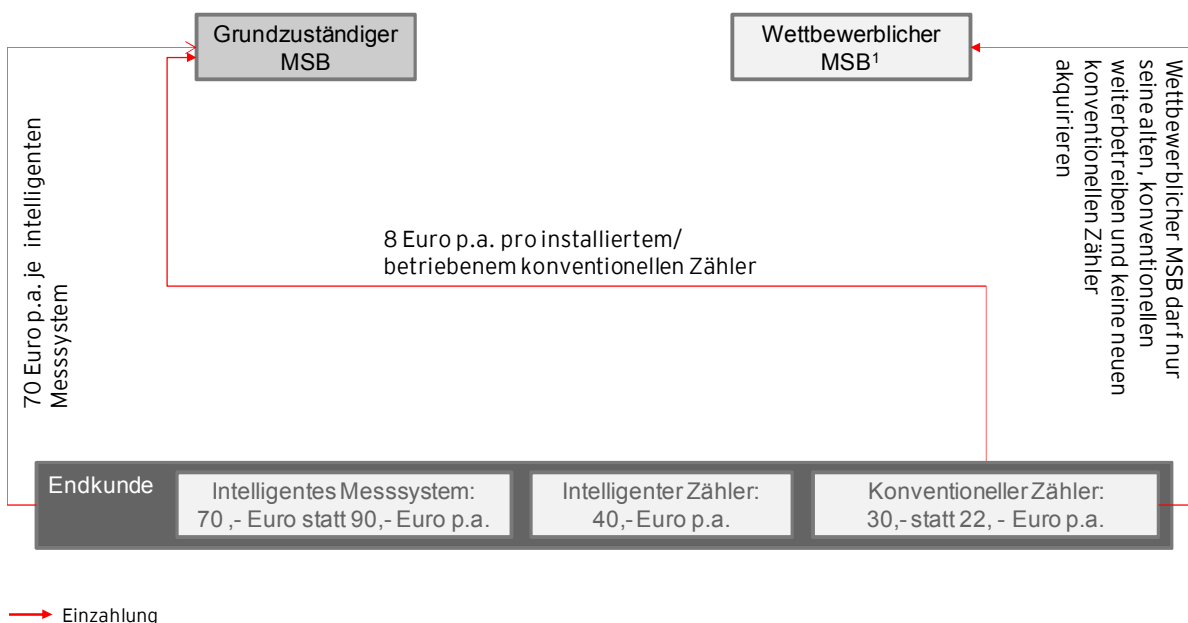
Damit der wettbewerbliche MSB ggü. dem grundzuständigen MSB bei dem Rollout von intelligenten Messsystemen keine Nachteile erfährt, kann der wettbewerbliche MSB den grundzuständigen MSB als Dienstleister bei der Installation und dem Betrieb intelligenter Messsysteme in dem Netzgebiet in Anspruch nehmen (zum festgelegten regulierten Entgelt). Der wettbewerbliche MSB kann dadurch als „face-to-the-customer“ ggü. dem Endkunden agieren, wenn letzterer dies wünscht.

### Variante C - Wettbewerblicher MSB treibt Umbau der Messinfrastruktur voran

Als weitere Alternative bietet es sich an, dass wettbewerbliche MSB nur intelligente Zähler und Messsysteme installieren dürfen. Der Einbau neuer konventioneller Zähler ist ihm untersagt. Die Hauptziele dieser Variante liegen in dem beschleunigten Umbau der Messinfrastruktur in Deutschland, indem die wettbewerblichen MSB als Treiber eines Umbaus fungieren. Zusätzlich reduziert diese Variante den Aufwand für den Ausgleichsmechanismus.

In dieser Variante nimmt der wettbewerbliche MSB nicht am Ausgleichsmechanismus teil (s. Abb. 21). Lediglich der grundzuständige MSB nimmt über die fixierten Entgelte einen Zusatzbetrag für den Aufbau der Systeme über den Systemkostenbeitrag ein.

Abbildung 21: Finanzierungssystem für den Rollout (Variante C)



<sup>1</sup> wettbewerblicher MSB grundsätzlich frei in seiner Entgeltfestsetzung

Quelle: Ernst & Young

### Empfehlung

Insgesamt empfiehlt sich die Finanzierungsvariante 6, in der eine Mischfinanzierung von den Nutzern eines intelligenten Zählers bzw. Messsystems und allen Endverbrauchern erfolgt. Hiermit wird den Prinzipien der Verursachungsgerechtigkeit und Zumutbarkeit am besten Rechnung getragen. Nutzer intelligenter Messsysteme haben deutlich mehr zu zahlen als Nutzer intelligenter Zähler oder Endkunden, die (noch nicht) einen intelligenten Zähler oder Messsystem nutzen.

Auch weil die Einbaupflicht bei Neubauten und Renovierungen beibehalten werden sollte, empfiehlt sich die Finanzierungsvariante 6, mit ihrer Entgeltdifferenzierung für Kunden mit mehr und mit weniger als 6.000 kWh Jahresstromverbrauch. Diese Differenzierung sollte analog bei EEG- und KWK-Anlagenbetreiber, mit einer Entgeltdifferenzierung bei einer Grenze von 1 kW Anschlussleistung sowie bei Letztverbrauchern mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen im Sinne von § 14a EnWG, die nicht

unter die Einbauverpflichtungen in § 21c Absatz 1 Buchstabe a), b) und c) EnWG fallen, angewendet werden.

Die Varianten bzgl. des Ausgleichsmechanismus unterscheiden sich nicht in den Entgelten für den Endkunden, da alle Entgelte für den grundzuständigen MSB gedeckelt sind. Die Varianten unterscheiden sich in der Behandlung des wettbewerblichen MSB sowie im Aufwand, der für Organisation und Abwicklung des Ausgleichsmechanismus notwendig ist.

Der empfohlene Ausgleichsmechanismus B sorgt dafür, dass der grundzuständige MSB und der wettbewerbliche MSB gleiche Voraussetzungen im Wettbewerb um Endkunden im Bereich Messstellenbetrieb haben. Indem der wettbewerbliche MSB den grundzuständigen MSB beauftragen kann für ihn dienstleistend tätig zu werden (zu regulierten Entgelten), werden die Vorteile die der grundzuständige MSB aufgrund seiner regulierten Rolle hat, ausgeglichen.

Sollte sich der Rollout trotz des Wegfalls des Systemkostenbeitrages für die von wettbewerblichen MSB betriebenen konventionellen Zählern finanzieren lassen, so ist zu empfehlen, wettbewerbliche MSB aus dem Finanzierungssystem auszuklammern und sie gemäß o.g. Variante C stattdessen zum Einbau von intelligenten Zählern und Messsystemen zu verpflichten. Dies bedarf jedoch noch tiefergehender Untersuchungen.

## 8.5 Anpassung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens

Zur Umsetzung der empfohlenen Rolloutstrategie sind die folgenden gesetzlichen Regelungen anzupassen:

- ▶ Regelungen zu den technischen Mindestanforderungen.
- ▶ Nutzung der Möglichkeit zur Einbauverpflichtung von intelligenten Zählern gem. § 21c Abs. 5 EnWG.
- ▶ Zusätzliche Einführung einer Mindestanforderung an Zähler i.S.d. § 21c Abs. 5 EnWG, wonach diese über ein abgesetztes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers verfügen müssen.
- ▶ Einführung einer Übergangsfrist analog zum § 21e Abs. 5 EnWG für die Aussetzung dieser Verpflichtung für mindestens zwei Jahre (Ende 2016) aber höchstens so lange, bis die Aufstellung spezieller Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen an alle Messeinrichtungen analog zu denen für intelligente Messsysteme erlaubt ist. Analog zum § 21e Abs. 5 EnWG sollte der Einbau eines Displays bis zu diesem Zeitpunkt voraussetzen, dass „eine schriftliche Zustimmung des Anschlussnutzers zum Einbau und zur Nutzung eines Messsystems besteht, die er in der Kenntnis erteilt hat, dass das Messsystem nicht den Anforderungen der Absätze 2 und 4 entspricht.“
- ▶ Erweiterung des § 21c EnWG um weitere Pflichteinbaufälle, d.h., alle EEG- und KWK-Altanlagen über 7 kW sowie alle EEG- und KWK-Alt- und Neuanlagen, ggf. bis zu einer bestimmten Geringfügigkeitsgrenze.
- ▶ Berücksichtigung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen i.S.d. § 14a EnWG als Pflichteinbaufälle.
- ▶ Anpassung der Abschreibungsdauer für intelligente Zähler und Messsystem in der StromNEV.
- ▶ Harmonisierung von Nutzungszeiten und Eichfristen, um einen kontrollierten und kostengünstigen Austausch der installierten Geräte nach Ablauf der Nutzungsdauer und Eichfristen zu ermöglichen.
- ▶ Anpassung der StromNEV, um einen Systemkostenbeitrag für regulierte Messstellenbetreiber als Teil des allgemeinen Entgelts für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung für die (Teil-) Finanzierung des Rollouts festzulegen - dessen Höhe noch zu bestimmen ist.
- ▶ Anpassung der StromNEV und der ARegV, um Höchstentgelte für Messstellenbetrieb, die Messung und Abrechnung bei intelligente Zählern und intelligenten Messsystemen für Messstellenbetreiber im regulierten Bereich festzulegen - dessen Höhe noch zu bestimmen ist.
- ▶ Ausgestaltung des § 21g im Verordnungswege in der Weise, dass die sog. Zählerstandsgangmessung in den Pflichteinbaufällen für intelligente Messsysteme (außer Neubauten und Renovierungen) verpflichtend vorgeschrieben wird und auch sonst sichergestellt wird,

dass Netzbetreiber die notwendigen netzdienlichen Informationen berechtigt sind abzufragen. Andernfalls könnte umfassendes Nutzenpotenzial von intelligenten Messsystemen (Energie-Beschaffungsoptimierung, Prozesseinsparungen, netzdienliche Effekte) nicht realisiert werden. Die Kosten-Nutzen-Analyse fiel negativ aus.

- ▶ Einführung einer Regelung für einen turnusmäßigen Zähleraustausch bei Ferrariszählern nach spätestens 16 Jahren (eine Eichperiode ohne Nacheichung).
- ▶ Anpassung des EEG, um eine anlagenscharfe Reduzierung der Einspeiseleistung von EEG-Anlagen in Höhe von bis zu 5% der Jahresenergiemenge je Anlage zu ermöglichen.
- ▶ Ggf. Anpassung des EEG, dass eine anlagenscharfe Halbierung der Ausgleichszahlungen für die reduzierte Einspeisemenge (maximal 5% der Jahresenergiemenge je Anlage) vorsieht.

Darüber hinaus sind weitere Einzelheiten des Rollouts zu konkretisieren. Dazu zählen die konkrete Festlegung von Anforderungen an den Smart Meter Gateway Administrator sowie ggf. an die TK-Infrastruktur.

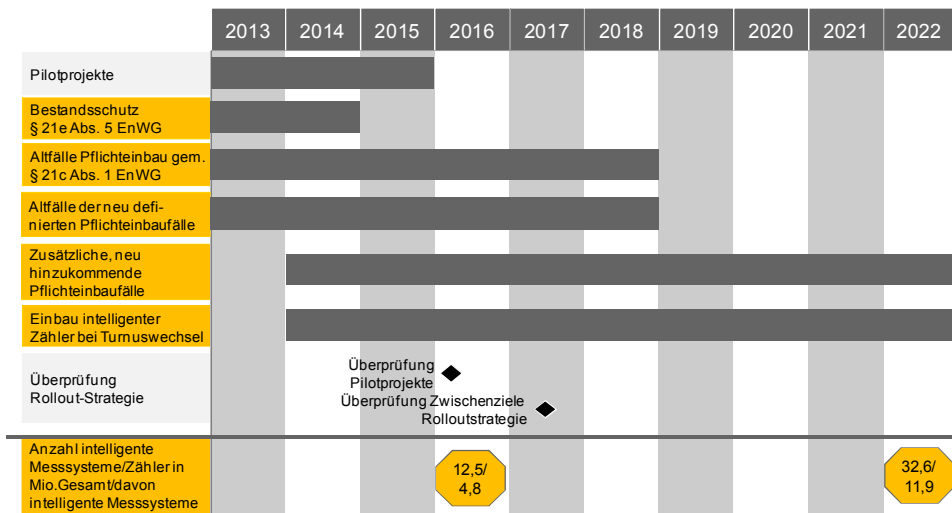
## 8.6 Rolloutplan

Der Rollout intelligenter Messsysteme und Zähler in Deutschland sollte im Anschluss an die notwendigen Rechtsänderungen (insbesondere Anpassung des EEG) sowie vor dem Hintergrund der aktuellen Marktsituation stufenweise und gestreckt erfolgen:

- ▶ Bis Ende 2014 gilt der Bestandsschutz des § 21e Abs. 5 EnWG,
- ▶ die bisherigen Pflichteinbaufälle (Altfälle) des § 21c EnWG sind bis Ende 2018 einzubauen,
- ▶ gleiches gilt für bestehende Pflichteinbaufälle, die neu hinzu gekommen, also EEG- und KWK-Altanlagen mit einer Anschlussleistung größer als eine noch festzulegende Geringfügigkeitsgrenze,
- ▶ zusätzliche neue Pflichteinbaufälle sind laufend während der Rollout-Periode einzubauen,
- ▶ der Einbau zusätzlicher Zähler entsprechend des § 21c Abs. 5 EnWG erfolgt sukzessive bei Turnuswechsel nach einer Eichperiode,
- ▶ bis Ende 2016 besteht keine Pflicht für ein abgesetztes Display in der Wohnung des Letztverbrauchers bei intelligenten Zählern,
- ▶ zusätzlich werden über den gesamten Rolloutzeitraum im Wettbewerb intelligente Zähler und Messsysteme installiert,
- ▶ im Rahmen geförderter Pilotprojekte sollen die Anforderungen, die sich aus dem BSI Schutzprofil und der Technischen Richtlinie BSI-TR03119-1 ergeben im Zeitraum bis Ende 2016 praktisch erprobt werden, und
- ▶ im Jahr 2017 sollte eine Überprüfung der empfohlenen Rolloutstrategie erfolgen, um deren Erfolg und ggf. weitere Optimierungsmöglichkeiten zu identifizieren.

Den sich daraus ergebenden Rolloutplan gibt die Abb. 22 wieder.

### Abbildung 22: Rolloutplan Strom



Quelle: Ernst & Young

In den Jahren 2016 bzw. 2017 wird eine Überprüfung des Rollouts empfohlen. Die erste Überprüfung basiert auf der Auswertung von Pilotprojekten und Modellregionen, deren Regelungen gem. § 21i Abs. 1 Nr. 6 EnWG noch näher festzulegen sind. Die zweite Überprüfung erfolgt zu Beginn des Jahres 2017, in der die bisherigen Erfahrungen mit dem Rollout in der täglichen Praxis überprüft werden sollte. Bei einem verzögerten Beginn des Rollouts - beispielsweise weil intelligente Messsysteme nicht in genügendem Umfang ab Anfang 2014 zur Verfügung stehen - sind die Zielquoten des Rollouts für Ende 2016 bei der Überprüfung in 2017 entsprechend zu korrigieren. Aufbauend auf beiden Überprüfungen ist die Rolloutstrategie ggf. zu optimieren und anzupassen.



## 9. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ausgehend von der Ausgangssituation in Deutschland werden im Folgenden die wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen der Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler zusammengefasst.

### Ausgangssituation

---

Im Gegensatz zu anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union wurden in Deutschland bis zum Jahre 2011 keinerlei Verpflichtungen zum Einbau von modernen Messsystemen im Rechtsrahmen verankert. Stattdessen wurde der Bereich Zähl- und Messwesen zunächst liberalisiert und das Vorgehen und die Erfahrungen in anderen Mitgliedstaaten analysiert.

Mitte 2011 folgte daraufhin in einer großangelegten Reform des Energiewirtschaftsgesetzes die Grundentscheidung für ein sicheres und intelligentes Messwesen, das sowohl den Anforderungen der Energiewende als auch denen von Datenschutz und Datensicherheit Rechnung trägt. Moderne Messsysteme sollten grundsätzlich nur verbaut werden können, wenn sie Schutzprofile und Technische Richtlinien erfüllen, die seit Ende 2010 vom BSI in Zusammenarbeit mit den wichtigsten Verbänden, Interessensgruppen und Behörden entwickelt wurden. Auch sollten moderne Messsysteme den Anforderungen eines intelligenten Energieversorgungssystems genügen und damit nicht nur Verbräuche visualisieren, sondern vor dem Hintergrund der Energiewende auch in der Lage sein, Steuerungen von Lasten und Erzeugungsanlagen zu ermöglichen sowie netzrelevante Informationen zu übertragen. Aus diesem besonderen Anforderungsprofil resultierten erhöhte Anforderungen an die Gerätehardware und ihre kommunikative Anbindung. Rolloutstrategien für Deutschland haben diesen komplexen Hintergrund zu berücksichtigen.

Aufgrund der Notwendigkeit zu technischen Neuentwicklungen, um den Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit sowie der Komplexität eines intelligenten Energieversorgungssystems genügen zu können, konnte mit einem breitflächigen Einbau intelligenter Messsysteme noch nicht begonnen werden. Mit der Veröffentlichung des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie für das Smart Meter Gateway sind die Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen festgelegt worden. Daneben wurde mittlerweile ein Verordnungsentwurf, der technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme regelt, bei der Europäischen Kommission nach dem Verfahren der Richtlinie 98/34 EG zur Notifizierung vorgelegt.

Weitere rechtliche Maßnahmen sollten hinzukommen; ansonsten blieben für Investoren zahlreiche Unsicherheiten bestehen, die einen Rollout hemmen. Eine wichtige Entscheidungsgröße für marktwirtschaftlich agierende Unternehmen ist die Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen für die Investitionen. Dies kann durch Vorgaben von Einbauverpflichtungen gegeben werden. In diesem Zusammenhang sind die mit einer Einbauverpflichtung verknüpften Wirkungen zu beachten. Dies betrifft zum einen die finanziellen Belastungen der einzelnen Kunden(-gruppen), zum anderen die Wirkungen auf Innovation und Wettbewerb.

Daher wurde analysiert, ob Kunden(-gruppen) bei einem Pflichteinbau intelligente Messsysteme derart nutzen können, dass sie realistisch zu einem einzelwirtschaftlich positiven Ergebnis gelangen können. Sollte dies selbst bei sehr optimistischen Annahmen nicht möglich sein, wäre eine Verpflichtung jedes einzelnen Letztverbrauchers aus einzelwirtschaftlichen Gesichtspunkten abzulehnen.

### EU-Szenario aus gesamt- und einzelwirtschaftlicher Sicht nicht vorteilhaft

---

Die von der EU angestrebte Rolloutquote von 80% bis 2022 über eine allgemeine Einbauverpflichtung führt zu einem gesamtwirtschaftlich negativen Netto-Kapitalwert, und ist zudem für den Großteil der Kundengruppen wirtschaftlich nicht zumutbar. Selbst bei sehr optimistischen Annahmen kann die Mehrheit der Endverbraucher die mit dem Einbau und der Nutzung intelligenter Messsysteme für sie einhergehenden Kosten nicht durch Stromeinsparungen und Lastverlagerungen kompensieren. Zudem ist dieser Betrag auch von Kunden über Jahre zu zahlen, die erst sehr spät im Rahmen des Rollouts mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und daher keinen entsprechenden Nutzen für ihr Entgelt erzielen können. Ein Systemkostenbeitrag von 29 Euro p.a. und Kunde zusätzlich zum heutigen Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung in durchschnittlicher Höhe von 21,60 Euro p.a. war daher nicht zu rechtfertigen.

## **Aktueller Gesetzesrahmen zielt auf interessante Anwendungsfälle für intelligente Messsysteme**

Ganz im Gegensatz dazu der aktuelle Gesetzesrahmen: Er zielt dagegen auf den Einbau von intelligenten Messsystemen bei Kunden(gruppen) ab, die einerseits das Energieversorgungssystem in besonderem Maße belasten und/oder entlasten können, andererseits aufgrund hoher Stromeinspar- und Lastverlagerungspotenziale in der Lage sind, den Einbau und die Nutzung von intelligenten Messsystemen für sich wirtschaftlich zu gestalten. Der heutige Gesetzesrahmen ist bis 2022 gegenüber dem EU-Szenario gesamtwirtschaftlich deutlich vorteilhafter. Im Gegensatz zum EU-Szenario werden die finanziellen Belastungen auf diejenigen verteilt, die vom Einbau und der Nutzung intelligenter Messsysteme in besonderem Maße profitieren. Hinzu kommen erheblich geringere Finanzierungsrisiken und eine deutlich bessere Eignung für einen Systemansatz, der den Aufbau eines intelligenten Energieversorgungssystems basierend auf Erneuerbaren Energien verfolgt (Energiewende).

## **Empfohlenes Rolloutszenario: Weiterentwicklung des aktuellen Gesetzesrahmens**

Das Potenzial des Ansatzes wird allerdings durch den aktuellen Gesetzesrahmen noch nicht vollumfänglich ausgeschöpft. Daher wurde das im aktuellen gesetzlichen Rahmen angelegte Rolloutkonzept weiterentwickelt. Um genügend Spielraum für Innovationen und die Entfaltung der Marktkräfte zu belassen und um die Entwicklung eines „Smart Markets“ zu fördern, richten sich Einbauverpflichtungen wie im aktuellen gesetzlichen Ansatz weiterhin an alle MSB und nicht nur an den grundzuständigen MSB. So können auch wettbewerbliche MSB von den Einbauverpflichtungen profitieren, da ihnen ein gewisses Marktvolumen zufallen wird.

Im bisherigen Rechtsrahmen besteht lediglich für EEG- und KWK-Neuanlagen, d.h. Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des EnWG, also dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden, und über eine Anschlussleistung von mehr als 7 kW verfügen, eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme. Da sowohl Altanlagen als auch kleinere Einspeiseanlagen in ihrer Summe prinzipiell dieselben Wirkungen auf das Energieversorgungssystem wie Neuanlagen haben, wurden im Rolloutszenario die Pflichteinbaufälle um EEG-/KWK-Altanlagen und Anlagen unterhalb von 7 kW-Anschlussleistung bis zu einer Geringfügigkeitsschwelle von 250 Watt erweitert.

Das Rolloutszenario wurde zunächst unter dem derzeitigen Rechtsrahmen bewertet. Anschließend wurden die Wirkungen einer EEG-Gesetzesänderung quantifiziert und betrachtet.

## **Erst Änderung des EEG stellt gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Rollouts sicher**

Im derzeitigen Rechtsrahmen kann das Potenzial intelligenter Messsysteme im Hinblick auf die Steuerung und Regelung von EEG-Anlagen nicht gehoben werden. Der gesamtwirtschaftlich betrachtet größte Nutzen intelligenter Messsysteme, die Erzielung von Verbrauchseinsparungen, reicht zusammen mit den sonstigen nach aktuellem Rechtsrahmen möglichen Anwendungsfällen nicht aus, eine gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit für den Rollout intelligenter Messsysteme zu erzielen. Weder das EU-Szenario mit einer allgemeinen unspezifischen Einbaupflicht, noch das Kontinuitätsszenario oder das Rolloutszenario mit einer Fokussierung auf die Anwendungsfälle, bei denen der größte Nutzen erzielt werden kann, führen zu einem positiven Netto-Kapitalwert.

Die Einbeziehung der Möglichkeit, Erneuerbare Energie Anlagen bis zu maximal 5% ihrer Jahresenergie-menge (anlagenscharf) etwa im Falle von Netzengpässen oder Spannungsschwankungen fernsteuern zu können, führt zu einer erheblichen Erhöhung des Netto-Kapitalwertes um 2,7 Mrd. Euro auf insgesamt 1,6 Mrd. Euro. Erst durch die Möglichkeit zu einem aktiven Einspeisemanagement wendet sich bei dem betrachteten Szenario kann ein positiver Nettokapitalwert erzielt werden. Dies unterstreicht die Bedeutung eines netzdienlichen Rollouts im genannten Sinne und verdeutlicht, dass ein hohes Potenzial von Smart Metering nicht in der reinen Verbrauchsmessung sondern im intelligenten Einsatz als wichtiges Element eines intelligenten Netzes liegt, wie dies bereits (teilweise) im aktuellen Rechtsrahmen des EnWG 2011 angelegt ist.

Der entscheidende Nutzenzuwachs, der letztlich für einen positiven Nettokapitalwert sorgt, ergibt sich durch eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs - vor allem in den Verteilnetzen. Referenzprojekte zeigen, dass sich in vorhandenen (ländlichen) Verteilnetzen bis zu 100% mehr Kapazitäten aus Erneuerbaren Energien Anlagen anschließen lassen, wenn es möglich wäre, die Einspeisung von EEG-Anlagen um bis zu

5% der Jahresenergiemenge jeder Anlage im Bedarfsfall zu reduzieren.<sup>465</sup> Im Rahmen der Szenarienbetrachtung wurde nur von einer Reduzierung von maximal 50% des Ausbaubedarfs im Verteilnetz ausgegangen.

Daneben bietet die Ausschöpfung der Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme weitere deutliche Vorteile. Die nahezu vollständige Abdeckung der netzrelevanten Zählpunkte führt gerade in netzkritischen Gebieten schnell zu einer Mindestpenetrationsrate von 15% mit intelligenten Messsystemen, die für eine aussagekräftige Messung von Netzzustandsdaten notwendig ist.

Als Fazit lässt sich konstatieren, dass die Änderung des EEG zugunsten eines aktiven Einspeisemanagements und damit zugunsten eines effizienteren Netzausbaus letztlich *conditio sine qua non* für die Wirtschaftlichkeit eines Rollouts intelligenter Messsysteme ist; ohne EEG-Änderungen dürfte daher ein Rollout intelligenter Messsysteme nicht starten.

### **Intelligente Zähler leisten wirtschaftlichen Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz**

---

Das empfohlene Rolloutszenario Plus ist ferner dadurch gekennzeichnet, dass es technologisch unterschiedliche Lösungen anbietet und diese in den jeweils sinnvollsten Fällen zum Einsatz bringt. Neben dem Rollout intelligenter Messsysteme setzt das Szenario auf den Rollout intelligenter Zähler. Solche sind im gesetzlichen Rahmen bereits in § 21c Absatz 5 EnWG als aufrüstbare Zähler angelegt, die später in ein intelligentes Messsystem integriert werden können (über die Ergänzung mit einem Smart Meter Gateway).

In der Ausstattungsvariante mit einem abgesetzten Display sind intelligente Zähler in der Lage, den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit im Wohnbereich des Letztverbrauchers widerzuspiegeln und so dem Verbraucher den aktuellen Verbrauch wirksam zu veranschaulichen. Dies ist eine notwendige Voraussetzung, um bei Endkunden mit einem geringeren Verbrauch als 6.000 kWh/a das vorhandene Stromeinspar- und Lastverlagerungspotenzial wirtschaftlich zu heben. Durch intelligente Zähler werden somit auch Kunden mit geringerem Stromverbrauch in die Lage versetzt, vorhandene Stromeinsparpotenziale effizient zu heben. Damit leistet der Rollout einen wirtschaftlichen Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz in Deutschland.

An den Betrieb intelligenter Zähler sind besondere Anforderungen zu stellen, um den nachträglichen sicheren Ausbau zu einem intelligenten Messsystem zu ermöglichen. Durch intelligente Zähler erhöht sich die Gesamtrolloutquote, so dass sich weitere Skaleneffekte ergeben und die Möglichkeit zur Mischkalkulation besteht. Der turnusmäßige Wechsel aller konventionellen Zähler - zusätzlich zu den Pflichteinbaufällen - sorgt im Rolloutszenario Plus dafür, dass bereits bis 2029 ein flächendeckender Rollout intelligenter Zähler und Messsysteme erreicht wird. Bis 2022 wird mit 32,6 Mio. intelligenten Zählern und Messsystemen eine Rolloutquote von rd. 68% erzielt. Davon entfallen rd. 1/3 auf intelligente Messsysteme und 2/3 auf intelligente Zähler.

Um auch bei intelligenten Zählern einen wie bei intelligenten Messsystemen über Schutzprofil und Technische Richtlinien geschützten, sicheren Einsatz zu ermöglichen, ist daher unbedingt erforderlich, dass die aus dem Jahre 2004 stammende MID in den kommenden Jahren eine Anpassung erfährt, um den geänderten Anforderungen von Messeinrichtungen im Hinblick auf Datenschutz, Datensicherheit, Kommunikation und als Bestandteil eines intelligenten Energieversorgungssystems gerecht werden zu können. Zudem sollte die MID konsistent zu später in Kraft getretenen Richtlinien (Drittes Binnenmarktpaket und Energieeffizienzrichtlinie) sein, was heute nicht der Fall ist. Solange und soweit dies nicht geschieht, laufen die Forderungen der Europäischen Kommission nach einem „data protection by design“ ins Leere.<sup>466</sup> Letztlich muss es möglich sein, Schutzprofile und Technische Richtlinien für intelligente Zähler vorzugeben und anzuwenden, auch wenn sie als Messeinrichtungen unter den Anwendungsbereich der MID fallen.

### **Rolloutszenario Plus gesamt- und einzelwirtschaftlich vorteilhaft**

---

Das empfohlene Rolloutszenario Plus ist einerseits durch seinen Fokus auf netzdienliche und Energieeffizienz-relevante Pflichteinbaufälle charakterisiert, die auch vom wettbewerblichen Messstellenbetreiber wahrgenommen werden können. Andererseits besteht abseits dieser Pflichteinbaufälle eine große Offenheit für marktliche Initiativen. Dabei erfolgt die Ausweitung der Pflichteinbaufälle bei EEG- und KWK-Anlagen (Altanlagen und Anlagen mit einer Anschlussleistung zwischen 0,25 kW und 7 kW), um die

---

<sup>465</sup> Expertenbefragungen im Rahmen der Studie.

<sup>466</sup> Vgl. dazu EU-Kommission: Der Schutz der Privatsphäre in einer vernetzten Welt - Ein europäischer Datenschutzrahmen für das 21. Jahrhundert, 2012.

Netzdienlichkeit intelligenter Messsysteme möglichst effizient und breit auszuschöpfen, indem sie gezielt zur Integration von EEG- und KWKG-Anlagen eingesetzt werden. Die Einbeziehung von EEG-Anlagen zielt dabei insbesondere auf eine mögliche stärkere Reduzierung der Einspeisung im Bedarfsfall ab, um Netzausbaukosten einzusparen. Dazu ist eine Änderung des derzeitigen EEG notwendig, in der eine stärkere Reduzierung der Einspeiseleistungen aus Erneuerbaren Energien Anlagen ermöglicht wird, ohne dass dies gleichzeitig mit einer Netzausbaupflichtung des Netzbetreibers einhergeht.

Zusätzlich sind auch die steuerbaren Anlagen gem. § 14a EnWG in den Pflichteinbau einzubeziehen, da sie wesentlicher Bestandteil eines modernen Energieversorgungssystems sind. Insbesondere Wärmepumpen und Elektromobile bilden zukünftig eine zusätzliche Möglichkeit Investitionen in den Ausbau der Netze zu vermeiden und das intelligente Energieversorgungssystem zu stabilisieren und zu optimieren.

Die Fokussierung auf diejenigen Zählpunkte, bei denen der größtmögliche Nutzen mit intelligenten Messsystemen und Zählern in einem differenzierten Ansatz gehoben werden kann, führt mit einem Nettokapitalwert von 1,5 Mrd. Euro im Betrachtungszeitraum 2012 - 2032 zu einem gesamtwirtschaftlich positiven Ergebnis. Dies setzt jedoch die Änderung des Rechtsrahmens, insbesondere des EEG voraus.<sup>467</sup>

Das Rolloutszenario Plus ist daher unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten zu empfehlen und bietet darüber hinaus eine Reihe an weiteren Vorteilen:

- ▶ Über eine Mischkalkulation, die intelligente Zähler, intelligente Messsysteme und einen Systemkostenbeitrag beinhaltet, lässt sich ein verursachungsgerechtes und tragfähiges Finanzierungsmodell für den Rollout ableiten, die Entgeltfestlegung kann besser auf die Bedürfnisse und Zahlungsbereitschaft der Kunden zugeschnitten werden.
- ▶ Für jeden Anwendungsfall werden maßgeschneiderte Lösungen möglich.
- ▶ Da jeder Endkunde letztendlich direkt vom Rollout profitiert, werden keine Gruppen privilegiert.
- ▶ Der beschleunigte Rollout erhöht Skaleneffekte und gibt den Marktakteuren (Gerätehersteller, Messstellenbetreiber etc.) Investitions- und Planungssicherheit.
- ▶ Intelligente Zähler bieten eine Plattform für andere Marktteilnehmer, die mit einem Smart Meter Gateway auf den intelligenten Zähler aufsetzen und über eine Kommunikationsanbindung ihre Produkte und Dienstleistungen leichter vermarkten können.
- ▶ Mit einer durchschnittlichen Rolloutquote von rd. 4 Mio. Zählern p.a. bis 2018 ist der Rollout ambitioniert, jedoch praktisch umsetzbar, da mehr als die Hälfte der Installationen lediglich intelligente Zähler sind.

## Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen

---

Mit dem BSI-Schutzprofil und der zugehörigen Technischen Richtlinie trägt Deutschland den Datenschutz- und -sicherheitsanforderungen in besonderem Maße Rechnung. Die Erfahrungen in anderen Ländern haben gezeigt, dass diesem Aspekt besondere Aufmerksamkeit zu widmen ist, um einen Rollout nicht frühzeitig am Widerstand der Bevölkerung scheitern zu lassen.

Insofern ist auf die Erfüllung der besonderen Datenschutz- und -sicherheitsanforderungen beim Rollout ein besonderes Augenmerk zu legen. Mit den besonderen Anforderungen an die Unabhängigkeit des Smart Meter Gateway Administrators, die im ersten Schritt mindestens eine Zertifizierung nach ISO27001 verlangen sollte, wird dem Rechnung getragen. Für nach der europäischen MID-Richtlinie zugelassene Messeinrichtungen müssen Schutzprofile aus den zuvor genannten Erwägungen zur Vermeidung offener Flanken im Systemschutz möglich sein.

Ein intelligentes Netz ist ohne WAN-Kommunikation nicht sinnvoll. Die Informationen, die intelligente Messsysteme liefern, sind von großer Wichtigkeit für die effiziente Realisierung intelligenter Netze und dementsprechend auch für die Realisierung der in dieser Kosten-Nutzen-Analyse getroffenen Annahmen und errechneten Ergebnisse. Notwendig ist deshalb eine Ausgestaltung des § 21g EnWG im Verordnungswege in der Weise, dass die sog. Zählerstandsgangmessung in den Pflichteinbaufällen für intelligente Messsysteme (außer Neubauten und Renovierungen) verpflichtend vorgeschrieben wird und auch sonst sichergestellt wird, dass Netzbetreiber zur Abfrage notwendiger netzdienlicher Informationen berechtigt sind. Andernfalls könnte umfassendes Nutzenpotenzial von intelligenten Messsystemen (Energie-

---

<sup>467</sup> Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen wurde die Änderung des EEG auch für das Kontinuitätsszenario mit untersucht.

Beschaffungsoptimierung, Prozesseinsparungen, netzdienliche Effekte) nicht realisiert werden. Die Kosten-Nutzen-Analyse fiel negativ aus.

### **Finanzierungsmodell**

---

Über eine Mischfinanzierung von den Nutzern eines intelligenten Zählers bzw. Messsystems und allen Endverbrauchern wird den Prinzipien der Verursachungsgerechtigkeit und Zumutbarkeit Rechnung getragen. Nutzer intelligenter Messsysteme haben mit maximal 72,- Euro p.a. deutlich mehr zu zahlen als Nutzer intelligenter Zähler (42,- Euro p.a.) oder Endkunden, die (noch nicht) einen intelligenten Zähler oder ein intelligentes Messsystem nutzen (zusätzlich 8,- Euro p.a.).

Mit einem zusätzlichen Systemkostenbeitrag von 8,- Euro p.a. ab Beginn des Rollouts leistet jeder Endkunde einen Beitrag zum Aufbau einer intelligenten Messinfrastruktur und damit zur Energiewende. Dabei trägt er insbesondere dazu bei, dass Erneuerbare Energien besser in das bestehende Energieversorgungssystem integriert werden können und dass der Ausbaubedarf für Erzeugungskapazitäten und Stromnetze verringert wird. Hiervon profitiert er dann indirekt beispielsweise über geringere Netzentgelte. Zudem besteht für ihn die Möglichkeit in intelligente Zähler oder Messsysteme einzusteigen. Mit dem § 21c Abs. 5 EnWG-Zähler steht eine preiswertere Variante zur Verfügung, dessen Kosten auch Verbraucher mit geringerem Verbrauch durch Stromeinsparung - zumindest teilweise - ausgleichen können.

Hinsichtlich des Ausgleichsmechanismus kann an dieser Stelle noch keine abschließende Empfehlung gegeben werden. In Frage kommen drei Varianten, bei dem der wettbewerbliche Messstellenbetreiber unterschiedlich in den Ausgleichsmechanismus einbezogen wird. Grundsätzlich sollte der Ausgleichsmechanismus dafür sorgen, dass der Rollout mit intelligenten Messsystemen und Zählern in Deutschland vorangetrieben wird, der grundzuständige MSB und wettbewerbliche MSB möglichst gleiche Voraussetzungen im Wettbewerb um Endkunden im Bereich des Messstellenbetriebs haben und der administrative Aufwand für den Ausgleichsmechanismus möglichst gering gehalten wird.

### **Rolloutquoten im Europäischen Kontext**

---

Unter dem derzeit gültigen rechtlichen Rahmen strebt Deutschland die Einführung von rd. 24 Mio. intelligenten Messsystemen für Strom und Gas an. Hierbei sind lediglich die im heutigen Rechtsrahmen erfassten Pflichteinbaufälle erfasst. Damit rangiert Deutschland in Europa an fünfter Stelle, was die angestrebte Menge an intelligenten Strom- und Gaszählern angeht, die bis 2020 ausgerollt werden sollen. In dem empfohlenen Rolloutszenario Plus mit Anwendung des § 21c Abs. 5 EnWG erhöht sich die Zahl der Pflichtfälle auf 50 Mio. intelligente Messsysteme und Zähler für Strom und weitere 14 Mio. intelligente Messsysteme und Zähler für Gas bis 2029, womit Deutschland an die Spitze in Europa vorrückt (s. Tabelle 79).

Tabelle 79: Angestrebte Rollout-Mengen im Europäischen Kontext

Land	Verantwortlich für die Einführung	Fokus	Zeitraumen flächendeckende Einführung	Anzahl intelligenter Zähler und Messsysteme
Deutschland Rolloutszenario Plus	Messstellenbetreiber	<p>Strom und Gas</p> <p>Einbau von intelligenten Messsystemen bei:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Neubau und Renovierungen,</li> <li>▶ Haushalte und Kleingewerbe mit einem Verbrauch &gt;6000 kWh/a sowie</li> <li>▶ alle EEG- und KWK-Alt- und Neuanlagen</li> <li>▶ Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gem. § 14a EnWG</li> </ul> <p>Zusätzlich: Einbau von intelligenten Zählern, die nachträglich in ein BSI-Schutzprofil konformes Kommunikationssystem eingebaut werden können, im Rahmen eines Turnuswechsels konventioneller Zähler nach 16 Jahren</p>	2012 - 2029	Strom: ~50 Mio. Gas: ~14 Mio.
Frankreich	Netzbetreiber	Strom (angedacht für Gas) Haushalte und Kleingewerbe	2013-2018	Strom: ~35 Mio.
Italien	Netzbetreiber	Strom und Gas  Haushalte	Strom: 2001-2011 Gas: Abgeschlossen 2016	Strom: ~32 Mio. Gas: 21 Mio.
Großbritannien	Lieferant	Strom und Gas Haushalte und Kleingewerbe	2014 - 2019	Strom: ~27 Mio. Gas: ~23 Mio.
Spanien	Netzbetreiber	Strom	2010-2018	Strom: ~26 Mio.
Niederlande	Netzbetreiber	Strom und Gas  Haushalte und Kleingewerbe	2014-2020	Strom: ~7.7 Mio. Gas: ~6,9 Mio.
Schweden	Netzbetreiber	Strom  Haushalte	2006-2009	Strom: ~5.1 Mio.
Irland	Netzbetreiber	Strom und Gas  Haushalte und Kleingewerbe	2015-2019	Strom: ~2,2 Mio. Gas: 0,6 Mio.

Quelle: Ernst & Young

# ANHANG:

## I. Begriffsdefinitionen

Die wesentlichen Begriffe im Zusammenhang mit intelligenten Zählern sind wie folgt in diesem Gutachten definiert:

Begriff	Erläuterung
Allgemeines Entgelt	Allgemeines Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, das um einen zusätzlichen Systemkostenbeitrag ergänzt wird.
Einspeisemanagement	Einspeisemanagement umfasst die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Erneuerbaren-Energie-, KWK- und Grubengasanlagen in das Netz.
Haushaltskunden	Sind i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen. Im Rahmen der Studie werden auch die Begriffe „Kunde“, „Endkunde“ oder „Verbraucher“ in diesem Sinne verwendet.
Intelligentes Messsystem	Messsystem im Sinne von § 21d Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, das aus einem Smart Meter Gateway und einer oder mehreren hieran angeschlossenen Messeinrichtungen besteht.
Intelligenter Zähler	<p>Upgradefähige Messeinrichtung nach §21c Abs. 5 EnWG, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein integriertes oder ein abgesetztes Display widerspiegelt. Der intelligente Zähler kann durch ein zertifiziertes Smart Meter Gateway zu einem schutzprofilkonformen intelligenten Messsystem erweitert und somit in alle Kommunikationsnetze sicher eingebunden werden. Hierzu muss der intelligente Zähler eine Schnittstelle verfügen, die eine BSI Schutzprofil konforme Kommunikation zum zertifizierten Smart Meter Gateway ermöglichen kann. Diese Schnittstelle darf nur mit einem SMGW betrieben werden.</p> <p>1. Phase: intelligenter Zähler</p> <p>Vor einer Einbindung in ein intelligentes Messsystem über das SMGW können aufgrund der MID zurzeit keine speziellen Vorgaben an die Datenübertragung einer Messeinrichtung gestellt werden. Eine Inhouse-Datenübertragung ist daher entsprechend allgemeiner Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen auszugestalten, so dass die Kommunikationsverbindung von der Messeinrichtung zum Display über einen verschlüsselten Zugang erfolgen muss. Zudem darf die Kommunikationsverbindung nur unidirektional ausgelegt sein und ausschließlich zur Information des Letztverbrauchers und nicht als Verbindung zum intelligenten Netz genutzt werden. Ansonsten wäre der intelligente Zähler kompromittiert und daher später nicht mehr auf ein BSI Schutzprofil konformes intelligentes Messsystem aufrüstbar. Sobald eine bidirektionale Verbindung und/oder eine Verbindung zu Dritten aufgebaut wird, ist diese über ein SMGW einzurichten.</p> <p>2. Phase: Aufrüstung zum intelligenten Messsystem</p> <p>Bei einer späteren Überführung in ein schutzprofilkonformes Messsystem durch eine sichere Anbindung an ein Smart Meter Gateway wird eine BSI Schutzprofil konforme Inhouse-Kommunikation ermöglicht, so dass ein abgesetztes Display in der Wohnung BSI Schutzprofil konform angeschlossen werden kann. Um eine Netzkopplung und damit eine Kompromittierbarkeit von Messeinrichtung und Smart Meter Gateway zu vermeiden, muss das intelligente Messsystem BSI Schutzprofil konform durch den SMGW-Admin betrieben werden. Der intelligente Zähler muss immer dann in ein schutzprofilkonformes Messsystem überführt werden, wenn eine sichere Einbindung in Kommunikationsnetze, insbesondere die Einbindung in das intelligente Netz und das WAN ermöglicht und damit zu Dritten eine Verbindung aufgenommen werden soll.</p>

Individueller Zähler	Zähler i.S. der EU-Energieeffizienzrichtlinie, der den Strom-, Gas-, Wärme- oder Wasserverbrauch für einen Anschlussnehmer erfasst.
Kommunikationskomponente	Einheit zur Herstellung einer Kommunikationsverbindung, i.d.R. ein Chip oder SIM-Karte.
Kommunikationssystem	Gesamtheit der Module und Technologien in einem intelligenten Messsystem, die zur Datenübertragung benötigt werden - inkl. aller notwendigen Datenübertragungseinrichtungen wie Funkmasten, Datenkonzentratoren etc.
Kommunikationstechnologie	Kabellose oder kabelgebundene Technologie zur Übertragung von (Mess-) Daten.
Konventionelle Zähler	Alle Zähler (Messeinrichtungen), die nicht den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, wie z.B. Ferrariszähler.
Letztverbraucher	Sind im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.
Messeinrichtung	Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen Messeinrichtungen für die Gewinnung eines oder mehrerer Messwerte eingesetzt wird.
Messsystem	In ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt (§ 21d EnWG) - gilt entsprechend auch für Gas, Wärme oder Wasser.
Modernes Messsystem	Messsysteme, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, jedoch nicht die Anforderungen des BSI Schutzprofils und der Technischen Richtlinie erfüllen. Werden in diesem Gutachten auch als „Smart Meter“ bezeichnet.
Netzdienlichkeit	Funktionen und Wirkungen intelligenter Messsysteme, die einen positiven Nutzeneffekt für den Netzbereich (Netzplanung, Netzmanagement oder Netzbetrieb) haben.
Smart Market	Smart Market ist der Bereich außerhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität gehandelt werden.
Smart Meter	Modernes Messsystem.
Smart Meter Gateway	Gerät oder Einheit, die für die Sammlung und Weiterverarbeitung der Zählerdaten verantwortlich ist, für die Kommunikationsmöglichkeiten von Geräten im LMN sorgt, Geräte im LAN (wie Controllable Local Systems) gegen Angriffe aus dem WAN schützt und die notwendigen kryptographischen Primitive bereit stellt (zusammen mit dem Sicherheitsmodul).
Smart Meter Gateway Administrator	Verantwortliche Organisation, die das Gateway installiert, konfiguriert, überwacht und kontrolliert.
Smart Metering System	Intelligentes Messsystem.
Systemkostenbeitrag	Eigenständige Entgeltkomponente des Allgemeinen Entgeltes, das von allen Endkunden ab Beginn des Rollouts für den Aufbau neuer Systeme und den Weiterbetrieb der Altsysteme für konventionelle Zähler zu entrichten ist.
Systemvariante	Physische Kombination (Ausprägung) eines intelligenten Messsystems, in Deutschland bestehend aus Zähler, SMGW und Kommunikationsmodul.
Zähler	Messeinrichtung.
Zeitkritische Anwendungsfälle	Steuersignale müssen innerhalb von maximal 15 Minuten gesendet und empfangen werden können.



## II. Glossar

Abkürzung	Bedeutung
Abs.	Absatz
AES	Advanced Encryption Standard
AMvB	algemene maatregel van bestuur
BAU	Business-as-usual
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPL	Breitband Powerline
BSG	Bundessozialgericht
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAPEX	Capital Expenditure/Investitionsausgaben
CDMA	Code Division Multiple Access
CER	Commission for Energy Regulation/ Commission de regulation de l'énergie
CLS	Controllable Local System
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CRC	Cyclic Redundancy Check
CRE	Frz. Regulierungsbehörde
CRM	Customer Relationship Management
CS	Central System
CSP	Communications Service Provider
d.h.	das heißt
DCC	Data Communications Company
DEA	dezentrale Erzeugungsanlagen
DLMS	Device Language Message Specification
DSL	Digital Subscriber Line
DSP	Data Service Provider
DSMR	Dutch Smart Meter Requirements
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
EDL	Energiedienstleistung
EDM	Energiedaten Management System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz

EER	Energieeffizienzrichtlinie
EG	Europäische Gemeinschaft
eHZ	elektronische Haushaltszähler
EichG	Gesetz über das Mess- und Eichwesen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERDF	ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE
ERP	Enterprise-Resource-Planning
etc.	et cetera/und weitere
EU	Europäische Union
evtl.	eventuell
EW	Einwohner
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
ff.	fortfolgende
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FTTH	Fibre to the Home
FuE	Forschung und Entwicklung
Gbit	Gigabit
ggf.	gegebenenfalls
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
GW	Gigawatt
HAN	Home Area Network
HES	Head End System
HIP	Haus-IP-Anschluss
HSDPA	High-Speed-Downlink-Packet-Access
HZ	Hertz
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im engeren Sinne
i.S.v.	im Sinne von
i.V.m.	in Verbindung mit
ID	Identification
inkl.	inklusive
IP	Internetprotokoll
IT	Informationstechnik
k.A.	keine Angabe
Kbit	Kilobit
kHz	Kilohertz
KIP	Kunden-IP-Anschluss
km	Kilometer
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer

KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LC	Liquid Crystal
LMN	lokales metrologisches Netz
lt.	laut
LTE	Long Term Evolution
m.a.W.	mit allgemeinen Worten
MB	Megabyte
Mbit	Megabit
MDM	Meter Data Management
MessZV	Messzugangsverordnung
MHZ	Megahertz
MID	Measuring Instruments Directive
Mio.	Million/Millionen
MMS	Meter Management System
Mrd.	Milliarde/Milliarden
MSB	Messstellenbetreiber
MsysV-E	Entwurf zur Messsystemverordnung
MUC	Multi Utility Communication
NAO	National Audit Office
NEP	Netzentwicklungsplan
Nr.	Nummer
NTA	Netherland Technical Agreement
o.g.	oben genannt
OEM	Original Equipment manufacturer
OMS	Open Metering Specification
OPEX	Operational Expenditure/operative Kosten
OSM	Other Service Module
p.a.	per annum/pro Jahr
PACE	Password Authenticated Connection Establishment
PC	Personal Computer
PIN	Persönliche Identifikationsnummer
PLC	Powerline
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
rd.	rund
RL	Richtlinie
RLM	registrierende Leistungsmessung

S	Sekunde
S.	Seite
s.	siehe
SEK	Schwedische Kronen
SLP	Standardlastprofil
SMETS 2	Smart Metering Equipment Technical Specifications
SMGW-Admin	Smart Meter Gateway Administrator
SMGW	Smart Meter Gateway
sogen.	sogenannt
SV	Systemvariante
T	Tonnen
TAL	Teilnehmeranschlussleitung
TCP	Transmission Control Protocol
TK	Telekommunikation
TLS	Transport Layer Security
TR	Technische Richtlinie
TSD	Tausend
TSF	Target of Evaluation-Security Functions
TV	Television
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
u.U.	unter Umständen
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
usw.	und so weiter
u.v.a.m.	und viele andere mehr
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilnetzbetreiber
vs.	versus
WAN	Wide Area Network
W-LAN	Wireless Local Area Network
WMS	Workforce Management System
WPA	Wi-Fi Protected Access
z.B.	zum Beispiel
ZFA	Zählerfernauslese
Ziff.	Ziffer

### III. Literatur- und Quellenverzeichnis

- AEE: Studienvergleich. (November 2012). Entwicklung der Investitionskosten für neue Kraftwerke.
- Aichele, C., & Doleski, O. (August 2012). Smart Meter Rollout, Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler. Bonn: Springer Verlag.
- BDEW: Beheizungsstruktur des Wohnbestandes in Deutschland 2011. (Februar 2012).
- BDEW: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten). (2013). *Energiedaten*. Abgerufen am 16. April 2013
- BDEW-Roadmap. (2013). *Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*.
- BFE: Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz. (2012).
- BITKOM: Presseinformation August 2012. (Abgerufen: 16. April 2013).
- BITKOM: Presseinformation vom 2. April 2012. (Abgerufen am 16. April 2013). Mobiles Breitband bereits für 13 Millionen Haushalte.
- BITKOM: Studienreihe zur Heimvernetzung. (Oktober 2008). Treiber und Barrieren der Heimvernetzung. Berlin.
- BMBF: Ökonomische Potenziale altersgerechter Assistenzsysteme. (März 2012). Ergebnis der Studie Ökonomische Potenziale und neuartige Geschäftsmodelle im Bereich Altersgerechte Assistenzsysteme.
- BMU: Leitstudie. (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (FKZ 03MAP146).
- BMWi: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler,did=354348.htm>. (2013). *Intelligente Netze und intelligente Zähler - Smart Grids/ Smart Meter*. Abgerufen am 16. April 2013
- BMWi: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Service/publikationen,did=446546.html>. (Februar 2013). *Breitband via Satellit*. Abgerufen am 16. April 2013
- BMWi: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Service/publikationen,did=556088.html>. (Dezember 2012). *Breitband via TV-Kabel*. Abgerufen am 16. April 2013
- BMWi: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/glasfaser-lichtwellenleiter>. (2012). *Glasfaser bzw. Lichtwellenleiter (LWL)*. Abgerufen am 16. April 2013
- BMWi: <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/tv-kabel.htm>. (2013). *TV Kabel, Die vollwertige Alternative zu DSL*. Abgerufen am 16. April 2013
- BMWi: Monitoring-Report Deutschland Digital 2011. (2011). Der IKT-Standort im internationalen Vergleich. Nationaler IT Gipfel in München.
- BMWi: Schломann, Energieverbrauchsstudie. (2002). Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).
- BMWi: Publikationen, <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=234438.html?view=renderPrint>. (2013). *Technik - DSL, wie funktioniert DSL?* Abgerufen am 16. April 2013
- BNetzA: "Smart Grid" und "Smart"Market". (2011). Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.
- BNetzA: Analysepapier Projekt 2016. (24. April 2012). Anhörung der Präsidentenkammer der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Untersuchung der Frequenzbedarfe für den drahtlosen Netzzugang ab 2013 in den Frequenzbändern 900 MHz und 1800 MHz, BK1-11/003. Bonn.
- BNetzA: Jahresbericht 2011. (Abgerufen: April 2013).

BNetzA: Monitoringbericht 2012. (Abgerufen: April 2013).

BNetzA: Studie LBD. (2008). Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich.

BNetzA: Szenarienpapier Projekt 2016. (2012). Szenarien zur künftigen Bereitstellung von Frequenzen in den Bereichen 900 MHz und 1800 MHz und in weiteren Frequenzbereichen.

BNetzA: Tätigkeitsbericht Telekommunikation 2010/2011. (Dezember 2011).

BNetzA: Wechselprozesse im Messwesen (WiM). (2011). Anlage 1 zum Beschluss BK6-09-034 / BK7-09-001.

BNetzA: Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen. (2010). Bonn.

Borderstep Institut: Connected Energy. (2012). gefördert vom BMWI.

BSI: Security Module PP, Version 1.0, Certification-ID BSI-CC-PP-0077. (18. März 2013). Protection Profile for the Security Module of a Smart Meter Gateway. Schutzprofil für das Sicherheitsmodul der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff und Energiemengen.

BSI: Smart Meter Gateway PP, Version 1.2, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073. (18. März 2013). Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System. Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. SMGW-PP, Final Release.

BSI: Technische Richtlinie BSI TR-03109, Version 1.0. (3. März 2013).

BSI: Technische Richtlinie TR-03109-1, Version 1.0. (18. März 2013). Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems.

BSI: Technische Richtlinie TR-03109-3, Version 1.0. (18. März 2013). Kryptographische Vorgaben für die Infrastruktur von intelligenten Messsystemen.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. (2012).

Capgemini Consulting: Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung. (2010). Analyse der Kosten.

Capgemini Consulting: Smart Home. (2011). Zukunftschancen verschiedener Industrien.

CER Irland: NSMP. (17. Dezember 2012). National Smart Metering Programme (NSMP), Information Paper Programme Update and Initial Phase 2 Deliverables, Information Paper, Ref. CER/12/213.

CER: Appendices Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT). (2011). Appendices to Information Paper, Ref: CER11080ai. Findings Report.

CER: Decision on the National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering,. (4. Juli 2012). Decision Paper, Ref. CER 12008.

CER: Gas Smart Metering Cost-Benefit Analysis. (11. Oktober 2011). Information Paper Irland. *Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Gas Smart Metering Rollout in Ireland, Ref: CER11180c* .

CRE: Cost - benefit analysis for the roll-out of a smart metering system in France. (13. April 2010). Eurelectric Policy Workshop. Brussels.

CRE: Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky. (2011).

CRE: ERDF. (2011). du 7 juillet 2011 portant communication sur les résultats de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) relative au dispositif de comptage évolué Linky.

CRE: Press Release. (2011). Favorable à la généralisation du compteur Linky.

Cuijpers, D. C., & Koops, P. B.-J. (Oktober 2008). Het wetsvoorstel 'slimme meters': een privacytoets op basis van art. 8 EVRM. Universiteit van Tilburg.

DECC: Preparations for the roll-out of smart meters. (30. Juni 2011). Report by the Comptroller and Auditor General.

DECC: Smart meter roll-out for the domestic sector (GB). (2012). Impact Assessment.

DECC: Smart meter roll-out for the non-domestic sector (GB). (April 2012). Impact Assessment.

DECC: Smart Metering Implementation Programme. (8. November 2012). Stage 1 of the Smart Energy Code - a Government response and a consultation on draft legal text, DECC 2012.

Dena: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/projektlotse/pilotprojekt-stadtwerke-duesseldorf.html>. (2012). *Pilotprojekt der Stadtwerke Düsseldorf*. Abgerufen am 16. April 2013

Dena: Verteilnetzstudie. (10. Dezember 2012). Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ durch die Projektsteuergruppe. Berlin.

DESTATIS: Betriebsgrößenstruktur landwirtschaftlicher Betriebe. (2011).

DESTATIS: Betriebsgrößenstruktur von Forstbetrieben. (2010).

DESTATIS: Demografischer Wandel in Deutschland. (2011). Wiesbaden.

DESTATIS: Durchschnittliche Energiekostenverteilung im Haushalt. (2010).

DESTATIS: Entwicklung der Privathaushalte bis 2025. (2007). Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2007. Wiesbaden.

DESTATIS: Stadt-/Landgliederung nach der Zuordnung von Eurostat 2000. (17. April 2013). Wiesbaden.

DESTATIS: Statistisches Jahrbuch 2011. (September 2011). *Für die Bundesrepublik Deutschland mit internationalen Übersichten*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (DESTATIS).

Deutsche Bank: Research E-Invoicing. (2010). Krönung einer effizienten Rechnungsbearbeitung.

DOE: Communication requirements of smart grid technologies. (Oktober 2010).

Domschke, D. W. (2012). Mehrwertdienste bei der Kosten-Nutzen-Analyse.

Doumen, Sascha; Treibert, Rene. (Februar 2012). Anforderungen von Smart Metering an die IT-Architektur. In Kooperation mit der Hochschule Niederrhein und der NEW Service GmbH.

DVGW-Arbeitsblätter: G 685, G 459-1, G 459-2, G 600. (Abgerufen: April 2013).

E.ON: <http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/messung/dirnberger11.pdf>. (19. April 2011). *Erfahrungsbericht 10.000 Smart-Meter Programm in Bayern*. Abgerufen am 16. April 2013

Ecofys, EnCT, BBH: Ökonomische und technische Aspekt. (Dezember 2009). Dr. Christian Nabe, Catharina Beyer, Nils Brodersen; EnCT: Dr. Harald Schäffler, Dietmar Adam, Christoph Heinemann, Tobias Tusch; BBH: Dr. Jost Eder, Dr. Christian de Wyl, Jan-Hendrik vom Wege, Simone Mühe.

Enel: AMM Drivers in Italy or "Why to become smart". (2012). Ilario Tito, Laura Panella Abrufbar unter: [http://www.cez.cz/edee/content/file/o-spolocnosti/dcerine-spolocnosti/cez-mereni/konference\\_2012/ENEL\\_Tito\\_Panella\\_EN.pptx](http://www.cez.cz/edee/content/file/o-spolocnosti/dcerine-spolocnosti/cez-mereni/konference_2012/ENEL_Tito_Panella_EN.pptx).

Enel: Automated Meter Management roll-out Enel's experience. (5. März 2010). Abrufbar unter: [http://www.fstrf.ru/eng/international\\_activity/meropr/4/4/1/04\\_-\\_Automated\\_Meter\\_Management\\_roll-out\\_borghese\\_fabio.pdf](http://www.fstrf.ru/eng/international_activity/meropr/4/4/1/04_-_Automated_Meter_Management_roll-out_borghese_fabio.pdf).

Energieia: <http://www.energieia.nl/preview/1430-Oxxio-stopt-met-slimme-meter.html>. (30. August 2011). *oor Voor u geselecteerd uit Energieia Energienieuws 30. August 2011, Oxxio stopt met slimme mete*. Abgerufen am 16. April 2013

Energieberater Harzenergie: Smart Home. (2012).

Energimarknadsinspektion: <http://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyhetsarkiv-2012/ei-ger-ut-nya-regler-om-timmatning/>. (24. September 2012). *Ei ger ut nya regler om timmätning*. Abgerufen am 16. April 2013 von Swedish Energy Markets Inspectorate.

Energimarknadsinspektionen: Ref: EI R2010:22. (2010). Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden Timmätning för elkunder med abonnemang om högst 63 ampere.

Energy Saving Trust: <http://www.energysavingtrust.org.uk/Electricals/Smart-meters>. (2013). *Smart Meters*. Abgerufen am 16. April 2013

EnEV: [http://www.enev-online.org/enev\\_2009\\_volltext/enev\\_2009\\_10a\\_ausserbetriebnahme\\_von\\_elektrischen\\_speicherheizsystemen.htm](http://www.enev-online.org/enev_2009_volltext/enev_2009_10a_ausserbetriebnahme_von_elektrischen_speicherheizsystemen.htm). (2009). *Regelungen zu elektronischen Speicherheizungen*. Abgerufen am 16. April 2016

ERGEG: Position Paper on Smart Grids. (10. Juni 2010). An ERGEG Conclusion Paper. Ref: E10-EQS-38-05.

Ernst & Young: The rise of smart customers - What consumers think. (2011).

eTelligence: Abschlussbericht. (2012). Neue Energien brauchen neues Denken.

EU: Amtsblatt vom 13. März.2012. (2012). Verordnung 2012/148/EU.

EU: Auftrag „Intelligente Netze“. (März 2011). Auftrag an die Europäischen Normungsorganisationen zur Erstellung von Normen zur Unterstützung der Einführung intelligenter Stromnetze in Europa.

EU-Empfehlung. (2012). Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme. Veröffentlicht im Amtsblatt der europäischen Union.

EU-Kommission: „Energiefahrplan 2050“. (2011). Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 12.11.2011.

EU-Kommission: Der Schutz der Privatsphäre in einer vernetzten Welt - Ein europäischer Datenschutzrahmen für das 21. Jahrhundert. (25. Januar 2012).

EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project. (Juli 2008). DG Regional Policy.

Eurelectric: Public Consultation on Use of Spectrum for more efficient energy production and distribution. (April 2012).

EU-Richtlinie: 2002/91/EG. (2002). Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.

EU-Richtlinie: 2004/22/EG. (2004). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte.

EU-Richtlinie: 2006/32/EG. (2006). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.

EU-Richtlinie: 2009/72/EG. (2009). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

EU-Richtlinie: 2009/73/EG. (2009). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

EU-Richtlinie: 2012/27/EU. (2012). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.

EWI : Energieszenarien 2011. (Juli 2011). Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Basel, Köln, Osnabrück.

Expertenbefragung im Rahmen der Studie. (2012/2013).

Expertenbefragung im Rahmen der Studie. (2012/2013).

FNN im VDE : Lastenheft MUC. (2011). Multi Utility Communication.

FNN im VDE: Lastenheft EDL. (2010). Elektronische Haushaltszähler Funktionale Merkmale und Protokolle.

France Gouvernement: <http://www.gouvernement.fr/gouvernement/phase-de-concertation-autour-du-projet-de-compteurs-electriques-linky>. (22. November 2012). *Phase de concertation autour du projet de compteurs électriques Linky*. Von Portail du Gouvernement. abgerufen



Fraunhofer ESK: <http://www.esk.fraunhofer.de/de/projekte/SatDSL.html>. (2013). *Satellitengestützt kommunizieren*. Abgerufen am 16. April 2013

Fraunhofer ISE: Kosten-Nutzen-Analyse Smart Metering. (2012).

Fraunhofer ISE: Smart metering in Germany. (2011). Joachim Schleich, Marian Klobasa, Marc Brunner, Sebastian Götz, Konrad Götze, Georg Sunderer Results of providing feedback information in a field trial.

Frontier Economics: Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen. (2008). Im Auftrag der RWE AG.

GlobalCOM PR Network & CleanEnergy Project: Umfrage Smart Homes. (März 2012). Vorstellungen und Einstellungen zum Thema Smart Homes. Deutschland: Durchgeführt von GlobalCOM PR Network & CleanEnergy Project in Kooperation mit IEEE-SA.

Horvath & Partners: Smart-Metering-Studie 2010. (2010). Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum.

IBP: Rechnerischer Vergleich des Nutzwärmebedarfs einer Einzelraumregelung gegenüber einer Standardregelung am Beispiel eines Einfamilienhauses. (2011).

ICER: Case Study Implementation of Electricity Smart Meters in Sweden. (April 2012). Report on Experiences on the Regulatory Approaches to the Implementation of Smart Meters ANNEX 5 - , Ref: I12-C&A-08-01.

ICER: Case Study Smart Meters in Italy. (2012). Report on Experiences on the Regulatory Approaches to the Implementation of Smart Meters ANNEX 4 - Ref: I12-C&A-08-01.

ICER: Report on Experiences on the Regulatory Approaches to the Implementation of Smart Meters., (2012). Ref: I12-C&A-08-01.

IDATE: FTTH market panorama for 2011. (2012). Für FTTH Council Europe.

IFB: Die Lage der Freien Berufe. (2012). Thorsten Brehm, Kerstin Egger, Dr. Willi Oberlande. Nürnberg.

IIT: Smart Home in Deutschland. (Mai 2010). Hartmut Strese, Uwe Seidel, Thorsten Knappe, Alfons Botthof, Untersuchung im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation Media (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin.

Intelliekon: Ergebnisbericht November 2011. (2011). Gefördert durch: Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBWF) und Sozial-ökologische Forschung (BMBF).

Intelliekon: <http://www.intelliekon.de>. (2013). *Willkommen bei Intelliekon*. Abgerufen am 16. April 2013

ISO: <http://www.iso.org>. (2013). *We're ISO*. Abgerufen am 16. April 2013 von International Organization for Standardization (ISO).

Kabel Deutschland: [http://www.kabeldeutschland.com/de/presse/pressemitteilung/unternehmensnachrichten/Anga\\_183\\_2013.html](http://www.kabeldeutschland.com/de/presse/pressemitteilung/unternehmensnachrichten/Anga_183_2013.html). (18. März 2013). *Pressemitteilung März 2013*. Abgerufen am 16. April 2013

KEMA Netherlands: Smart meters in the Netherlands (Draft). (2010). Revised financial analysis and policy advice, Final Draft. KEMA Nederland B.V.

KEMA: Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community. (2012).

KEMA: Smart Grid Studienergebnisse. (14. Juni 2012). Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems. Präsentation der Studienergebnisse. Berlin.

Klobasa, M. (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergien in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Abhandlung zur Erlangung des Titels. *DISS ETH Nr. 17324* .

KVJS: My smart home is my castle. (2012). Wohnqualität durch benutzerfreundliche Technik.

Landis & Gyr: Anforderungen an die technischen Messsysteme und deren Umsetzung. (2012).

LBD: Der Weg zu einer zukunftsfähigen IT-Unterstützung im Messwesen. (2011). Handlungsempfehlungen für Energieversorger.

LBD: Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb. (2009). LBD-Beratungsgesellschaft mbH, EVB Energie AG - Diehl Energy Solutions.

Lünsdorf, O., & Sonnenschein, P. D. (2009). Lastadaption von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung. Tagungsband zum 3. Symposium des FEN. Institut für Informatik (OFFIS).

Moma: <http://www.modellstadt-mannheim.de>. (2012). *Modellstadt Mannheim (Moma) - Das Energiesystem wird intelligent*. Abgerufen am 16. April 2013

Net at work GmbH: White paper. (2013).

Netbeheer Nederland: Dutch Smart Meter Requirements. (15. Mai 2012). Version: 4.0.5 Final.

Nordig: Studie, Von der digitalen Landstraße zur Datenaustobahn. (Kassel. November 2009). Schnelles Internet - Die Zugangstechnologie. Im Auftrag der Hessischen Landesanstalt für privaten Rundfunk und neue Medien (LPR Hessen).

Plate. (2007). *Linux, Hardware, Hackz: Messen, Steuern und Sensorik mit Linux*.

PTB-Anforderungen: PTB-A 50.7. (April 2002). Anforderungen an elektronische und software- PTB-A 50.7.

PWC: Studie. (2010). Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering.

RheinEnergie AG: <http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/messung/hammerschlag11.pdf>. (19. April 2011). *Erfahrungsbericht aus den Smart Meter Pilotprojekten der RheinEnergie AG*. Abgerufen am 16. April 2013

Rijksoverheid: <http://www.rijksoverheid.nl/nieuws/2012/02/16/slimme-energiemeter-helpt-energierekening-omlaag.html>. (6. Dezember 2012). *Slimme energiemeter helpt energierekening omlaag, Press Release Rijksoverheid*. Abgerufen am 16. April 2013

RWE: <http://www.rwe.com/web/cms/de/368410/muelheim-zaehlt/>. (2013). *Mühlheim zählt*. Abgerufen am 16. April 2013

Servatius, H.-G., Schneidewind, U., & Dirk, R. (2011). *Smart Energy: Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Smart Regions: European Smart Metering Landscape Report 2012. (Oktober 2012). Wien.

Sörries, B. (2012). *Die richtige Verbindung für Smart grids, 1. Ausgabe 2012*.

Sörries: Konvergente Entwicklungen im Telekommunikations- und Energiemarkt. (2012). Erschienen in *Netzwirtschaften & Recht*, Heft 2.

Stadtwerke Haßfurt: [http://www.stwhas.de/smart\\_metering.htm](http://www.stwhas.de/smart_metering.htm). (2013). *Mit Smart Metern die Nase vorn*. Abgerufen am 16. April 2013 von Stadtwerke Haßfurt.

Statens energimyndighet: Månadsvis avläsning av elmätare. (2002). Slutredovisning av regeringsuppdrag 2002-05-27.

Stiftung Universität Hildesheim: Bundesweit erste Smart Library. (2012).

Svensk Energi: Frågor och svar. (30. September 2012). Svensk Energi - Swedenergy - AB.

Theage: <http://www.theage.com.au/victoria/plug-pulled-on-smart-meter-plan-20100322-qrdc.html>. (2010). *Plug pulled on smart meter plan*. Abgerufen am 16. April 2013

TNO: Rapport Onderzoek overgangsbepalingen Ontwerpbesluit Slimme Meter. (31. Mai 2011).

Trick et al: Herausforderungen an die Kommunikationstechnik im Smart Home/Grid. (2012). Konferenz: Mobilkommunikation - 17. ITG-Fachtagung.

TÜV Rheinland: Bericht zum Breitbandatlas Mitte. (2012). Im Auftrag des BMWI.

UBA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2010 und erste Schätzungen 2011. (April 2011).

Umetriq: Der Weg zu einer zukunftsfähigen IT-Unterstützung im Messwesen. (2011). Handlungsempfehlungen für Energieversorger. Umetriq Metering Services GmbH.

ÜNB: Netzentwicklungsplan Strom 2012. (2012). 2. überarbeiteter Entwurf.

VassaETT: Evaluation of residential smart meter policies. (2010). WEC-ADEME Case studies on Energy Efficiency Measures and Policies. Jessica Stromback, Christopher Dromacque.

Vattenfall: <http://www.vattenfall.de/de/maerkisches-viertel.html>. (2012). *Das Biomasse-Heizkraftwerk Märkisches Viertel in Berlin*. Abgerufen am 2013. 04 16

VDE: Positionspapier Intelligente Heimvernetzung. (2010).

VDE: Smart Distribution 2020. (2008). Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen.

Verifox: Energie sparen im Smart Home. (kein Datum). 2013.

Wietfeld, C. (2012). *Zuverlässige Energieversorgung braucht Kommunikation: Was bieten digitale Technologien für den Ausbau von Smart Grids?*

Wik-Consult: eEnergy. (21. Dezember 2006). Studie für das BMWI. Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Bad Honnef.

#### IV. Expertenbefragungen im Rahmen der Studie

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. / e.descom Telekommunikation GmbH
BITKOM Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V.
BMWi
BRUNATA Wärmemesser GmbH & Co. KG
BSI
Deutsche Telekom AG
Dr. Neuhaus Telekommunikation GmbH
DREWAG Netz GmbH
E. ON SE
E.ON Metering GmbH
E-Energy Begleitforschung B.A.U.M. Consult GmbH
EMH metering GmbH & Co. KG
EnBW Operations GmbH
Energieversorgung Halle Netz GmbH
ENSO NETZ GmbH
EWE NETZ GmbH
GÖRLITZ AG
Hager Electro GmbH & Co. KG
Heinz Lackmann GmbH & Co. KG
ista Deutschland GmbH
Itron Zähler & Systemtechnik GmbH
Landis+Gyr GmbH
Mainova AG
Pfalzwerke Netzgesellschaft mbH
RheinEnergie AG
Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH
RWE Deutschland AG / Projekt E-DEMA
SAP DEUTSCHLAND AG & CO. KG
Siemens AG
smartOPTIMO GmbH & Co. KG
Städtische Werke Netz + Service GmbH
Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH
Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH
Stadtwerke Erfurt GmbH
Stadtwerke EVA Huntetal
Stadtwerke Fellbach GmbH
Stadtwerke Mainz Netze GmbH
Stadtwerke Speyer GmbH

Stadtwerke Weilburg GmbH
Stromnetz Hamburg GmbH
SWM Infrastruktur GmbH
Syna GmbH
Theben AG
Thüga AG
Trianel GmbH
umetriq Metering Services GmbH
Utilicount GmbH & Co. KG
Vattenfall Distribution Berlin GmbH
Verband der Anbieter von Telekommunikations- und Mehrwertdiensten e.V. (VATM) / Power PLUS Communications AG
Verband kommunaler Unternehmen e.V.
Vodafone GmbH
VOLTARIS GmbH
WSW Netz GmbH

# Ansprechpartner

## **Power & Utilities**

### **EY Düsseldorf**

Dr. Helmut Edelmann  
Telefon +49 (211) 9352 11476  
[helmut.edelmann@de.ey.com](mailto:helmut.edelmann@de.ey.com)

### **EY München**

Thomas Kästner  
Telefon +49 (89) 14331 17544  
[thomas.kaestner@de.ey.com](mailto:thomas.kaestner@de.ey.com)

#### Die globale EY-Organisation im Überblick

Die globale EY-Organisation ist einer der Marktführer in der Wirtschaftsprüfung, Steuerberatung, Transaktionsberatung und Managementberatung. Mit unserer Erfahrung, unserem Wissen und unseren Leistungen stärken wir weltweit das Vertrauen in die Wirtschaft und die Finanzmärkte. Dafür sind wir bestens gerüstet: mit hervorragend ausgebildeten Mitarbeitern, starken Teams, exzellenten Leistungen und einem sprichwörtlichen Kundenservice. Unser Ziel ist es, Dinge voranzubringen und entscheidend besser zu machen – für unsere Mitarbeiter, unsere Mandanten und die Gesellschaft, in der wir leben. Dafür steht unser weltweiter Anspruch „Building a better working world“.

Die globale EY-Organisation besteht aus den Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited (EYG). Jedes EYG-Mitgliedsunternehmen ist rechtlich selbstständig und unabhängig und haftet nicht für das Handeln und Unterlassen der jeweils anderen Mitgliedsunternehmen. Ernst & Young Global Limited ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach englischem Recht und erbringt keine Leistungen für Mandanten. Weitere Informationen finden Sie unter [www.ey.com](http://www.ey.com).

In Deutschland ist EY an 22 Standorten präsent. „EY“ und „wir“ beziehen sich in dieser Publikation auf alle deutschen Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited.

© 2013

Ernst & Young GmbH

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

All Rights Reserved.

HED 0713

ED None

Diese Publikation ist lediglich als allgemeine, unverbindliche Information gedacht und kann daher nicht als Ersatz für eine detaillierte Recherche oder eine fachkundige Beratung oder Auskunft dienen. Obwohl sie mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurde, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität; insbesondere kann diese Publikation nicht den besonderen Umständen des Einzelfalls Rechnung tragen. Eine Verwendung liegt damit in der eigenen Verantwortung des Lesers. Jegliche Haftung seitens der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und/oder anderer Mitgliedsunternehmen der globalen EY-Organisation wird ausgeschlossen. Bei jedem spezifischen Anliegen sollte ein geeigneter Berater zurate gezogen werden.

[www.de.ey.com](http://www.de.ey.com)