

Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz - Rollen und Regulierung

Dr. iur. Oliver Raabe; Eva Weis, Ass. iur.; Jan Ullmer, Ass. iur.

Zentrum für Angewandte Rechtswissenschaft (ZAR)
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Forschungsgruppe Energieinformationsrecht und Neue Rechtsinformatik
Postfach 6980
76128 Karlsruhe
(oliver.raabe | eva.weis | jan.ullmer)@kit.edu

Abstract: Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im Demand Side Management (DSM) mit steuerbaren elektromobilen Lasten sind bislang gesetzlich nur rudimentär ausgestaltet. Gleichzeitig strukturiert das Recht derzeit und auch zukünftig alle Aspekte der IKT im Energiemarkt vor. Informatikforschung in diesem Bereich, jedenfalls sofern zukünftig eine Marktrelevanz von Implementierungen und Modellen angestrebt ist, muss die weitreichenden gesetzlichen Beschränkungen der Freiheitsgrade antizipieren. Unser Ansatz zeigt unter dieser Voraussetzung die rechtlichen Prämissen und Probleme der Rollenzuordnungen bei der dezentralen Erbringung von Systemdienstleistungen, die als Vorbedingung für Modelle der zukünftigen Marktkommunikation zu sehen sind. Insbesondere unter dem Aspekt des informationellen Unbundling legen wir dar, dass die für Übertragungsnetze gestalteten Vorgaben für den Einsatz für Systemdienstleistungen im Verteilnetz teilweise übertragen werden können. Ebenso identifizieren wir grundsätzlichen Regulierungsbedarf zu den Prozessen und Nachrichtenformaten der Marktkommunikation.

1 Einleitung

Demand Side Management (DSM) soll in künftigen Smart Grids einen essentiellen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Dies wird insbesondere durch die vermehrte Einspeisung von fluktuierenden Energien, wie die Stromerzeugung aus Photovoltaik oder Windkraftanlagen, notwendig. Ziel des DSM ist es den Verbrauch der Erzeugung anzupassen [BBR12]. Besonders geeignet hierfür erscheinen künftig Elektrofahrzeuge.¹ Deren Ladevorgänge sind in der Regel als zeitlich relativ flexibel anzusehen, da ein deutsches Fahrzeug im Schnitt 23 Stunden am Tag steht [KR09, S. 26] und während dieser gesamten Zeit an das Netz angeschlossen sein könnte. Wann während dieser 23

¹ Ebenso denkbar, jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist die Möglichkeit, gepoolte Elektrofahrzeuge in der klassischen Regelenergie einzusetzen.

Stunden der Ladevorgang erfolgt, ist für den Nutzer irrelevant, solange die Batterieladung jeweils ausreicht um das nächste Ziel zu erreichen.

Der Energiemarkt ist in Deutschland bezüglich der Ausgestaltung der IKT-Infrastrukturen, Prozesse, Datenformate und Rollenmodelle bis hin zu konkreten Anforderungen an einzelne Komponenten der IKT durch gesetzliche Vorgaben und Umsetzungsakte der Regulierungsbehörden fixiert. Das gilt bislang jedenfalls für die klassischen Marktgestaltungen in der Endkundenbeziehung und bedeutet, dass bei der Implementierung der diesbezüglichen IKT nur ein sehr geringer Freiheitsgrad besteht. Für das Themenfeld DSM sollte deshalb der Fokus in Modellprojekten nicht nur auf technische Aspekte der Forschung gelegt werden. Vielmehr sollte dabei auch ausreichend Rücksicht auf Vorwirkungen des bestehenden Rechtsrahmens und die diesbezüglich zu erwartenden Anpassungen zur bestmöglichen Integration von DSM genommen werden. Denn eine Berücksichtigung bzw. Übernahme der Ergebnisse aus den Modellprojekten im Rahmen der notwendigen Rechtsanpassungen, wie sie z.B. ausweislich der Begründung zur MsysV² erwünscht ist, setzt deren grundsätzliche Vereinbarkeit mit den rechtlichen Rahmenbedingungen des Energiemarktes voraus. Der vorliegende Beitrag will der Informatikdisziplin die insoweit heute schon zu berücksichtigenden Vorwirkungen der bestehenden IKT-Regulierung und etwaige Ausprägungen des zukünftig die Technik bestimmenden Rahmens im Wege von fortschreibenden Analogien zur bestehenden Systematik bei der Regelernergie aufzeigen und damit die äußeren Grenzen sinnvoller Modellentwicklung umreißen.

Die Rollenmodelle und andere Aspekte die Vorwirkungen für die Ausgestaltung der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) des DSM haben, stellen sich aus rechtlicher Sicht bislang allerdings als noch sehr dürftig geregelte Materie dar. Ebenso findet aus der hier relevanten rechtswissenschaftlichen Perspektive nach unserer Kenntnis bislang keine hinreichend konkrete Auseinandersetzung mit dem Thema statt. Ansatzpunkte sind lediglich § 11 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der allgemeine Regelungen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen trifft, sowie die §§ 14, 12 und 13 EnWG, welche konkretere Anforderungen zur Erhaltung der Systemstabilität enthalten und insbesondere der mit der EnWG-Novelle 2011 eingeführte § 14a EnWG, welcher die Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen regelt. Alle diese Normen sind in ihrem Regelungsgehalt jedoch eher auf den klassischen Fall eines stationären Verbrauchers zugeschnitten. Besonders deutlich wird dies an der Regelung des § 14a EnWG, der als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zwar explizit auch Elektromobile nennt, für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen aber einen separaten Zählpunkt fordert. Für öffentliche Ladestationen wäre dieses Konzept damit schon deshalb nicht umsetzbar, da alle Fahrzeuge die eine Ladestation nutzen, unabhängig davon ob sie tatsächlich steuerbar sind, denselben Zählpunkt gebrauchen. Im Rahmen dieses Beitrags sollen daher ausgewählte grundsätzliche energierechtliche Problemstellungen des DSM im Verteilnetz mit Auswirkungen auf die Gestaltung der IKT-Infrastrukturen erörtert und deren besondere Schwierigkeit im Bereich steuerbarer mobiler Verbraucher aufgezeigt werden.

² Siehe hierzu Referentenentwurf der Messsystemverordnung (MsysV), S. 30.

2 Bestehender Rechtsrahmen

Bevor auf die zentralen rechtlichen Problemstellungen des DSM eingegangen wird, soll zur besseren Verständlichkeit zunächst der derzeit gegebene rechtliche Rahmen erläutert werden, welcher im Wesentlichen auf DSM für stationäre Verbraucher ausgerichtet ist.

2.1 §§ 14, 13, 12 EnWG - Grundlegende Regelungen

Die §§ 14, 13 und 12 EnWG regeln die Aufgaben und die Systemverantwortung der Netzbetreiber, wobei lediglich § 14 EnWG für die hier relevanten Verteilnetzbetreiber (VNB) direkt gilt. §§ 12 und 13 EnWG werden aber durch § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG für VNB „im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben“ für entsprechend anwendbar erklärt, „soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind“. Interessant im Zusammenhang mit dem hier untersuchten DSM ist insbesondere § 13 Abs. 1 EnWG, der besagt, dass bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems diese durch netzbezogene oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen sind. Unter netzbezogenen Maßnahmen werden insbesondere Netzschaltungen verstanden und unter marktbezogenen Maßnahmen insbesondere der Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarten ab- und zuschaltbaren Lasten, Informationen über Engpässe und Management von Engpässen, sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven. Daneben kennt der Transmission Code 2007 auch noch das Countertrading³ und das Redispatch⁴ als marktbezogene Maßnahmen zum Zweck der Netzentlastung [VDN07a, S. 1f.]. Für das hier zu untersuchende DSM sind diese Regelungen insofern von Interesse, als dass deren Intention, für Netzstabilität und Sicherheit zu sorgen, dieselbe ist, die künftig im kleineren Maßstab bei lokalen Störungen, durch DSM im Verteilnetz verwirklicht werden soll. Da es folglich bereits Regelungen gibt, welche dem Gesetz und der Praxis bekannt sind, liegt es nahe, diese als Ausgangspunkt für rechtliche Fragestellungen in Bezug auf das DSM heranzuziehen.⁵

2.2 § 14a EnWG – Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen

Die im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 eingeführte Vorschrift des § 14a EnWG regelt die Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen. Hiernach haben „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen [...] denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von

³ „Unter Countertrading versteht man präventive oder kurative, vom ÜNB veranlasste gegenläufige Handelsgeschäfte, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen“ [VDN07a, S. 2].

⁴ „Unter Redispatch versteht man die präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den ÜNB, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen“ [VDN07a, S. 2].

⁵ Gestärkt wird dieser Ansatzpunkt auch durch den Distribution Code 2007, welcher ebenfalls Regelungen zu Netzengpässen im Verteilnetz, zum Verlustausgleich als auch zu den Systemdienstleistungen in Verteilnetzen enthält [VDN07c, S. 22ff].

*vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird*⁶. Auf den ersten Blick erscheint diese Norm damit wie geschaffen dafür, DSM in Deutschland, auch unter Einbeziehung der explizit genannten Elektromobile, umsetzen zu können.

Zu beachten ist in Bezug auf § 14a EnWG allerdings Folgendes: Zum Ersten betrifft die Norm nur die Reduzierung der Last, während Zuschaltungen und ähnliche Maßnahmen ausweislich der Gesetzesbegründung dem wettbewerblichen Bereich vorbehalten bleiben sollen [BRD11, S. 185]. Zum Zweiten wird der Vertragsgegenstand bei Bereitstellung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen exakt definiert. Die im Synallagma stehenden Pflichten sind die Überlassung der Steuerung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung und die dafür gewährte Netzentgeltreduzierung. Als dritter Punkt muss beachtet werden, dass die Reduzierung der Last ausschließlich zu Zwecken der Netzentlastung erfolgen darf, wobei die Gesetzesbegründung hier insbesondere auf Fälle fehlender Durchleitungskapazität verweist [BRD11, S. 185].

2.3 Technische Richtlinie und Schutzprofile des BSI⁶ im Kontext von DSM

Neben den Regelungen des EnWG wären grundsätzlich zur Untersuchung der IKT-rechtlichen Probleme des DSM auch noch das Schutzprofil [BSI13a] und die technische Richtlinie [BSI13b] des BSI für Smart Meter Gateways heranzuziehen. Die Smart Meter Gateways sollen nämlich auch Steuersignale verarbeiten, um lokale Verbraucher und Erzeuger beim Endkunden beeinflussen zu können [BSI13b, S. 14]. Im Fokus des vorliegenden Beitrags steht jedoch DSM in der Elektromobilität und Messsysteme, die ausschließlich der Erfassung der von Elektromobilen entnommen und eingespeisten Energie dienen, sollen nach dem Referentenentwurf der Messsystemverordnung⁷ von den vorgenannten Anforderungen ausgenommen werden⁸, so dass auf diese hier nicht weiter eingegangen werden muss.

3 Energiewirtschaftliches Rollenmodell

Eine ganz grundlegende rechtliche Problemstellung bei der Integration von Elektromobilität in einen Markt für Systemdienstleistungen ist insofern die Frage nach dem Rollenmodell.⁹ Für IKT-rechtliche Untersuchungen eines Marktmodells für DSM ist es essentiell zunächst die einzelnen Rollen und deren Aufgaben bzw. Rechte zu identifizieren, um auf dieser Basis ein Kommunikationsmodell erarbeiten zu können.¹⁰

⁶ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik.

⁷ Siehe hierzu § 12 des Referentenentwurfs der Messsystemverordnung (MsysV).

⁸ Siehe zu der sich daraus ergebenden rechtlichen Problematik [We13].

⁹ Unter einer Marktrolle wird vorliegend eine bestimmte Funktionszuweisung an einen Akteur im Energiemarkt verstanden, vgl. auch [RLP11, S. 832].

¹⁰ Siehe zu diesem Themenkomplex auch [RU13, S. 65ff].

3.1 Anbieter und Nachfrager beim DSM – Ein Marktkonflikt

Soll DSM als marktbezogene Maßnahme in einem künftigen Smart Grid eingesetzt werden, so ist zunächst zu klären, wer im Rollenmodell des Energiemarktes Anbieter einer solchen Leistung sein kann und wer als Abnehmer in Betracht kommt. Als Anbieter kommt grundsätzlich jeder in Betracht, der über ein elektrisches Gerät verfügt, das nach Bedarf zu- oder abgeschaltet werden kann und das unter Umständen gewissen technischen Anforderungen genügen muss.¹¹ Insofern kommen also auch Eigner von Elektrofahrzeugen als potentielle Anbieter für DSM-Dienstleistungen in Betracht.

Als Nachfrager für die Nutzung von verschiebbaren Lasten sind künftig zwei Rollen im Energiemarkt denkbar. Zum Einen haben die Netzbetreiber ein Interesse daran die Systemstabilität ihrer Verteilernetze wahren zu können¹², wofür verschiebbare Lasten bei Letztverbrauchern genutzt werden könnten. Zum Anderen könnte aber auch der Lieferant des jeweiligen Letztverbrauchers ein Interesse daran haben, über dessen verschiebbare Lasten verfügen zu können. Im liberalisierten Energiemarkt sind in jedem Verteilnetz verschiedene Lieferanten tätig. Die Abrechnung der Energiemengen und die Zuordnung von Fehlmengen erfolgt über das sogenannte Bilanzierungssystem, das es auch ermöglicht die wirtschaftliche Verantwortlichkeit für eingesetzte Regelenergie auf die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen abzuwälzen, die häufig mit dem Lieferanten identisch sind. Um diese Kosten zu senken und eine möglichst ausgeglichene Bilanz zu erreichen, könnte auch der Lieferant verschiebbare Lasten nutzen wollen.¹³

Schon für stationäre Anwendungsfälle von DSM zeigt sich an diesen unterschiedlichen Zielsetzungen von Netzbetreibern und Lieferanten, dass es durchaus zu gegenläufigen Interessen hinsichtlich der Steuerung schaltbarer Lasten kommen kann. So könnte es sein, dass ein Verteilnetzbetreiber feststellt, dass Teile seines Netzes an die Kapazitätsgrenze stoßen, während zeitgleich ein Lieferant feststellt, dass er aufgrund falscher Fahrplanprognosen Überkapazitäten hinsichtlich der eingekauften Strommengen hat. In diesem Fall käme es zu einem Konflikt: Der Lieferant würde steuerbare Lasten seiner Kunden zuschalten, um seine Fahrplanprognosen einzuhalten, wohingegen der Netzbetreiber Abschaltungen vornehmen müsste, um Netzüberlastungen zu verhindern. Da derzeit nur für vom Netzbetreiber durchgeführte Steuerungshandlungen zumindest rudimentäre Regelungen bestehen, soll im weiteren Verlauf der Untersuchung ausschließlich dieser Fall zugrunde gelegt werden.

3.2 Bilaterale Vereinbarungen nach § 14a EnWG

Die hier untersuchungsgegenständlichen Elektromobile sind dem Wortlaut des § 14a EnWG zufolge explizit als steuerbare Lasten vorgesehen, wobei die Norm als Vertragsmechanismus die Reduzierung von Netzentgelten etabliert. Auf der Seite der Datenerfassung wird hier allerdings keine Aussage über Rollen, Messpunkte und die

¹¹ Für mögliche technische Anforderungen vgl. z. B. für den Fall der Bereitstellung von Regelenergie in Form der Minutenreserve [VDN07b].

¹² Vgl. [GHS11] sowie ausführlich auch [Wo13, S. 19].

¹³ Vgl. auch [GHS11] sowie [Wo13, S. 18].

notwendige Kommunikation getroffen. Für die Steuerung der Lasten folgen hingegen das Rollenmodell und die notwendige Kommunikation aus dem bilateralen Charakter des dahinter stehenden Vertragsmechanismus. Dies zielt auf eine bilaterale Kommunikation zwischen VNB und Letztverbraucher ab, wobei der VNB nach § 14a EnWG die Vornahme der Steuerhandlungen auch an Dritte delegieren kann. Allerdings erscheint dieses eher für stationäre Anwendungsfälle konzipierte Modell im Bereich Elektromobilität nicht praktikabel, da die elektromobilen Lasten sich gerade durch ihre Mobilität und den Aufenthalt in unterschiedlichen Verteilnetzen auszeichnen und es sich als nachteilig erweisen könnte, dieses Potential nur in einem exklusiv begrenzten Verteilnetz zu heben. Insofern ist für die Fälle des elektromobilen „Roaming“¹⁴ ein alternatives Rollenmodell zu entwickeln, welches den Besonderheiten der Elektromobilität Rechnung trägt und deren Einbindung in das DSM ermöglicht.

3.3 Marktbezogene Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 14 EnWG

Um der Besonderheit gerecht zu werden, dass Elektromobile als schaltbare Lasten örtlich ungebunden sind, erscheint es naheliegend, die gesetzlich vorgesehene Möglichkeit marktbezogener Maßnahmen in den Fokus zu nehmen. Zur Bestimmung des Rollenmodells für das DSM kann als Ausgangspunkt daher der Verweis in § 14 EnWG auf § 13 EnWG herangezogen werden. § 13 EnWG gibt für Fälle der Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verschiedene Maßnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor, die durch § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch für die VNB für entsprechend anwendbar erklärt werden.

Da § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG somit als Regelungsgrundlage für die Störungs- und Gefährdungsbeseitigung im Verteilnetz auf die entsprechende Anwendung der Regelungen der §§ 12, 13 EnWG verweist, erscheint dies auch für das DSM im Verteilnetz unter Einbeziehung von Elektromobilen grundsätzlich möglich. Diese Art von Systemdienstleistungen könnte im Ergebnis sowohl der Bereitstellung von kollaborativ erbrachter „Regelenergie“ durch Poolung einzelner steuerbarer Lasten in Form eines virtuellen Kraftwerks entsprechen, als auch der im Gesetz vorgesehenen Maßnahme des Einsatzes von vertraglich vereinbarten zu- und abschaltbaren Lasten.

Beide hier genannten Marktmechanismen für Systemdienstleistungen im Übertragungsnetz werden heute, im Unterschied zu bilateralen Vereinbarungen auf Basis von § 14a EnWG, auf einer Internetplattform ausgeschrieben, auf welcher dann auch die Preisbildung in Form einer Auktion erfolgt.¹⁵ Im Gegensatz zu den oben erwähnten exklusiven bilateralen Vereinbarungen zwischen dem einzelnen Elektromobilisten und einem VNB als dauerhaftem Vertragspartner würde in diesem marktlichen Modell ein

¹⁴ „Roaming“ wird hier in seinem ursprünglichen Wortsinn „herumwandern“ verstanden. Es soll insbesondere keine Analogie zum Telekommunikationsmarkt hergestellt werden.

¹⁵ Für die Regelenergie ergibt sich dieser Ausschreibungs- und Preisbildungsmechanismus aus § 6 Abs. 1 StromNZV, für die vertraglich vereinbarten zu- und abschaltbaren Lasten aus § 13 Abs. 4a S. 2 EnWG. Konkretisierungen finden sich in der Ende 2012 erlassenen Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Allerdings hat der Gesetzgeber bislang nur abschaltbare Lasten in den Fokus genommen. Hinsichtlich der zuschaltbaren Lasten wurde erkannt, dass diese bevor sie einer Regelung unterstellt werden, noch einer genaueren Untersuchung des Potentials und des Einsatzbereiches bedürfen, vgl. [BTD12].

Angebot auf jedem DSM-Markt erfolgen können, in dessen Verteilnetzbereich sich der Elektromobilist gerade aufhält.¹⁶

Technisch umsetzbar wären solche Marktplätze ebenfalls in Form von Plattformen, auf denen die Leistungen angeboten werden können. Allerdings folgt aus der entsprechenden Anwendung von Regelungen, die für die klassische Regelenergie und mittlerweile auch für zu- und abschaltbare Lasten im Übertragungsnetz geschaffen worden sind, bei einer Übertragung auf DSM-Dienstleistungen in Verteilnetzen, zumal unter der Prämisse von Mobilität der steuerbaren Lasten, die Notwendigkeit der Modifikation einzelner Voraussetzungen für das Rollen- und Kommunikationsmodell.

3.4 Notwendigkeit einer Aggregationsinstanz im Rollenmodell

Bevor detailliert auf das dem DSM zugrundeliegende Rollenmodell in entsprechender Anwendung der §§ 12, 13 EnWG eingegangen werden kann, bedarf es jedoch einer Untersuchung, ob ein einzelner Elektromobileigner sein Lastverschiebungspotential direkt vermarkten kann oder ob es aufgrund des doch eher geringen Potentials eines einzelnen Fahrzeuges einer Aggregationsinstanz bedarf, die mehrere Fahrzeuge zusammenfasst und dadurch ein größeres Lastverschiebepotential bereitstellen kann. Der Einsatz von Elektromobilen als steuerbare Last wird nämlich erst dann wirklich sinnvoll, wenn ein kalkulierbares und zuverlässiges Lastverschiebepotential zur Verfügung gestellt werden kann.

In Betracht kommt sich dieser Problematik über die für den Bereich der Regelenergie¹⁷ bereits bestehenden Anforderungskataloge zu nähern. Beispielsweise verlangt § 6 Abs. 5 StromNZV für die Regelenergie, dass der Anbieter zur Überprüfung der gestellten Anforderungen ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen hat [KS10, § 6 StromNZV Rn. 14], welches in der Verantwortung der ÜNB liegt. Diese haben die im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens von den jeweiligen technischen Einheiten, vorliegend also dem Elektromobil, zu erfüllenden Anforderungen festgelegt [VDN07b, S. 6]. Für die Erbringung von Regelenergie in Form der Minutenreserve finden sich die technischen Anforderungen beispielsweise in Anhang D3 des TransmissionCode 2007. Ähnliche Anforderungen könnten jedenfalls nicht von einem einzelnen Fahrzeug erbracht werden¹⁸, sondern allenfalls von einem Pool aus mehreren Fahrzeugen¹⁹, was letztendlich dazu führt, dass eine Aggregationsinstanz notwendig erscheint²⁰.

¹⁶ Begrenzt würde dies heute allerdings durch die Ausschreibungszeiträume die für die jeweilige Systemdienstleistung gelten. Bei der Regelenergie ist es allerdings möglich auch nach Ausschreibung und Zuschlag die einzelnen technischen Einheiten innerhalb eines MRL-Pools jederzeit zu wechseln, vgl. [BNA11a, S. 3].

¹⁷ Sinnvoll einsetzbar im Bereich der Regelenergie wären Elektrofahrzeuge wohl nur bei der Minutenreserve, da jedenfalls die heute technischen Anforderungen der Primär- und Sekundärregelleistung nur schwer zu erfüllen sein werden.

¹⁸ So wird bei der Erbringung von Minutenreserveleistung beispielsweise verlangt, dass die Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit der technischen Einheit 100% beträgt, vgl. [VDN07b, S. 6].

¹⁹ Eine solche Poolung wird auch von [VDN07b, S. 5] als Option vorgesehen.

²⁰ Siehe hierzu [RHR12, S. 88]; sowie [PRW10].

Zum anderen existieren heute bereits Festlegungen der BNetzA zur Regelenergie [BNA11a], die die Ausschreibung, mithin also das marktliche Verfahren betreffen. Festgelegt werden z.B. Mindestangebotsgrößen, aber auch Regelungen für den Datenaustausch zur Aktivierung der Minutenreserve [BNA11a]. Selbst die im Jahr 2011 deutlich gesenkte Mindestangebotsgröße für die Minutenreserve beträgt noch immer 5 MW [BNA11a, S. 3, 40ff.], woran sich zeigt, dass Anforderungen wie eine solche Mindestangebotsgröße von einem einzelnen Elektromobil kaum erfüllt werden könnten.

Bei entsprechender Anwendung der für die Regelenergie bestehenden Vorschriften oder der Etablierung ähnlicher neuer Regelungen für sonstige Systemdienstleistungen wird ein einzelner Elektromobileigner nicht an einem künftigen DSM-Markt teilnehmen können, weswegen davon auszugehen ist, dass es einer Aggregationsinstanz bedürfen wird.²¹ Auch die im Jahr 2012 erlassene EU-Richtlinie 2012/27/EU (Energieeffizienz-Richtlinie) sieht die Rolle eines Aggregators ausdrücklich vor. Diese wird in der Richtlinie definiert als eine Instanz, die „*verschiedene Verbraucherlasten zwecks Verkauf oder Auktion in organisierten Energiemärkten bündelt*“²², was der vorliegend angedachten Funktion der Rolle des Aggregators entspricht. Vorteil der Einführung einer Aggregationsinstanz wäre, dass diese das Potential mehrerer Fahrzeuge in Form eines virtuellen Kraftwerks zusammenfassen und auf diese Weise erhebliches Lastverschiebepotential generieren könnte. Für eine solche Aggregationsinstanz spricht im Übrigen auch, dass das Haftungsrisiko von einem einzelnen Fahrzeugeigner kaum getragen werden kann. Ein Aggregator könnte insofern als verantwortlicher Systemdienstleistungsanbieter die Risiken bei einem Ausfall der zugesagten Systemdienstleistung tragen und wäre gegebenenfalls auch in der Lage, Ausfälle einzelner Einheiten auszugleichen, indem er Reservekapazitäten vorhält.²³ Vorteil der Etablierung einer solchen Aggregationsinstanz wäre gerade im Bereich Elektromobilität auch, dass der Elektromobilist, gleich in welchem Netzbereich er sich befindet, immer den identischen Vertragspartner bezüglich der Bereitstellung von DSM-Dienstleistungen hätte. Bei einem solchen Aggregator würden zudem, als zweite für das Rollenmodell relevante Grundannahme sinnvollerweise auch die Daten aus den Messsystemen der von ihm verwalteten Kunden auflaufen.

3.5 Anpassung der Maßnahmen zur Nichtdiskriminierung im Markt

Marktbezogen wird das Rollen- und Kommunikationsmodell zudem noch durch entsprechende Anwendung der Regelung des § 22 EnWG zur Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen beeinflusst. Dies gilt für die stationäre, wie auch für die mobile Bereitstellung von DSM-Dienstleistungen. Nach § 22 Abs. 1 EnWG haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte

²¹ Ebenso eine Aggregationsinstanz befürwortend [RU13]; [BBR12]; [GHS11]; [PRW10].

²² Art. 2 Nr. 45 Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlament und des Rates vom 25. Oktober 2012 (Energieeffizienz-Richtlinie), Veröffentlicht im Amtsblatt der Europäischen Union am 14.11.2012 (im Folgenden Richtlinie 2012/27/EU).

²³ Siehe hierzu auch schon [PRW10].

Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Die entsprechende Anwendung dieser Norm ist deshalb geboten, weil die von einem Aggregator angebotene Systemdienstleistungen im Ergebnis der Bereitstellung von kollaborativ erbrachter (Tertiär-)Regelenergie entspricht und im Hinblick auf die dazu gesetzlich etablierten Marktmechanismen ein Anwendungsfall für das weite Teile des Energiewirtschaftsrechts durchdringende Prinzip des Unbundling zwischen Netz und Erzeugung sein muss.²⁴

Um die Vorgaben zur Nichtdiskriminierung zu sichern, verlangt § 22 Abs. 2 EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform für die Ausschreibung von Regelenergie.²⁵ Ein solches Instrument kann in einem relativ kleinen Markt mit wenigen Akteuren, wie dem der klassischen Regelenergie, einen geeigneten Mechanismus zur Aufdeckung diskriminierender Markthandlungen und zur wechselseitigen Kontrolle darstellen. In einem hochgradig verteilten Markt für lokale Systemdienstleistungen mit einer Vielzahl von Akteuren und hohen Transaktionsfrequenzen dürfte die Kontrollfunktion einer solchen Internetpräsenz, die auf Kenntnisnahme durch menschliche Akteure ausgelegt ist, allerdings versagen. Hier müssten geeignete technische „Agenten“ berücksichtigt werden, die eine automatisierte Überwachung realisieren können. Ein Rollenmodell für das DSM müsste insofern hinsichtlich des Betriebes eine neutrale Instanz integrieren und in der technischen Ausgestaltung einer Plattform die Wahrung der Diskriminierungsfreiheit bei hohen marktlichen Transaktionsfrequenzen auch technisch unterstützen.

Dass ein künftiger Markt für Systemdienstleistungen diskriminierungsfrei auszugestalten ist, ergibt sich auch aus der bereits genannten Richtlinie 2012/27/EU. Hiernach werden die Mitgliedsstaaten verpflichtet, Marktzutritt und Marktteilnahme von Laststeuerungsanbietern für Systemdienstleistungen zu fördern, indem sie unter Berücksichtigung technischer Erfordernisse dafür Sorge tragen, dass die Netzbetreiber auch Aggregatoren hinsichtlich der für Ausgleichs- und Hilfsleistungen gestellten Anforderungen diskriminierungsfrei behandeln.²⁶ Die nationalen Regulierungsbehörden oder gegebenenfalls die betroffenen Verteilnetzbetreiber sollen hierfür technische Modalitäten für die Teilnahme an diesen Märkten festlegen und in die entsprechenden Spezifikationen auch Aggregatoren mit einbeziehen.²⁷ Hinsichtlich erforderlicher Maßnahmen zur Ausgestaltung eines diskriminierungsfreien Marktes ergibt sich somit schon auf Grund europarechtlicher Vorgaben Handlungsbedarf.

²⁴ Ebenso verhält es sich, wenn man die Systemdienstleistung der vertraglich- zu und abschaltbaren Lasten als Ausgangspunkt wählt. Auch hier muss die Beschaffung dieser Systemdienstleistung nach § 13 Abs. 4a EnWG in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren erfolgen.

²⁵ Diese Internetplattform ist derzeit unter www.regelleistung.net erreichbar [abgerufen am 25.06.2013]. Für vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten gilt gemäß § 8 Abs. 3 AbLaV selbiges.

²⁶ Art. 15 Abs. 8 Richtlinie 2012/27/EU; die Richtlinie versteht dabei den Aggregator wohl als Unterbegriff zum in Art. 15 Abs. 8 ebenfalls genannten Laststeuerungsanbieter.

²⁷ Art. 15 Abs. 8 Richtlinie 2012/27/EU.

3.6 Verortung der Aggregationsinstanz im Rollenmodell

Unter den oben getroffenen Grundannahmen ist für das Rollen- und Kommunikationsmodell für DSM unter Integration von Elektromobilität die entscheidende Folgefrage, ob die Aggregationsinstanz als eigenständige Marktrolle auszugestalten ist oder einer bestehenden Rolle zugewiesen werden kann. Im Gegensatz zum klassischen Regelenergiemarkt ist zu beachten, dass auch ein Wissensvorsprung über die zu erwartenden Instabilitäten in bestimmten Bereichen des Verteilnetzes eine diskriminierende Vorwirkung für die Markttransaktionen entfalten kann.

Allein schon wegen des Fehlens einer Marktalternative, scheidet eine Zuordnung der Aggregationsinstanz zum jeweiligen heimischen VNB aus. Ein Markt könnte auf diese Weise nicht entstehen, da in jedem Verteilnetz nur ein VNB tätig ist. Für die Elektromobile betreffenden Anwendungen würde sich zudem das Problem stellen, dass die Kapazitäten des Fahrzeuges lediglich in einem Verteilnetz genutzt werden könnten.

Insofern wäre eine Zuordnung zum Lieferanten der dezentralen steuerbaren Last eine naheliegende Lösung.²⁸ Dies könnte insbesondere auch bei der Integration von mobilen steuerbaren Lasten ein Vorteil sein, da sie auch in fremden Verteilnetzen die Datenbasis für Netzprognosen verbreitern und zudem der Lieferant regelmäßig der einzige unmittelbar konstante Vertragspartner eines Elektrofahrzeugbesitzers ist. Problematisch wäre allerdings insofern ein Umstand, dem im Fall der klassischen Regelenergie durch die Regelungen zum Unbundling zwischen Netz und Erzeugung/Vertrieb gerade abgeholfen wurde. Da nach wie vor vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100 000 Kunden angeschlossen sind, hinsichtlich der Entflechtung zwischen Verteilnetzbetrieb und den Vertriebsaktivitäten privilegiert sind, kann sich eine solche Zuweisung im Hinblick auf die Diskriminierungsfreiheit als problematisch erweisen. Dies gilt sowohl bezüglich der Kenntnisse über die prognostische Beurteilung des Netzzustandes, als auch bei der Preisbildung im Rahmen der Bereitstellung von lokalen Systemdienstleistungen. Für die privilegierten Unternehmen verbleibt es im Hinblick auf die gesetzliche Sicherung der Verhinderung von Informationsungleichgewichten bei der Prognose von Störungen, also der Basis von Angeboten, bei denen ein entsprechendes Vorwissen zu marktverzerrenden Offerten des privilegierten Teilnehmers führen kann, ausschließlich bei den Regelungen zum informationellen Unbundling nach § 6a EnWG.

Zwar haben auch vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen dafür zu sorgen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Netzbetreiber Kenntnis erlangen, gewahrt wird. Sofern aber eine Zuweisung des DSM für dem Verteilnetz dienliche Systemdienstleistungen zur bestehenden Rolle des Lieferanten erfolgen würde, wären erhebliche Mehraufwendungen bei der technischen Sicherung des informationellen Unbundling in vertikal integrierten Unternehmen erforderlich, die insbesondere die Ausgestaltung der eingesetzten Middleware betreffen. Mangels vollständiger

²⁸ Im Ergebnis so [GHS11], die eine Verortung beim Lieferanten vornehmen, weil dieser in der Regel Bilanzkreisverantwortlicher ist und deshalb durch steuernde Maßnahmen in jedem Fall ein Eingriff in seinen Bilanzkreis erfolgt.

unternehmensrechtlicher Entflechtung wäre ansonsten bei einer Zuordnung der Aggregationsinstanz zur Rolle des Lieferanten problematisch, dass der lokale VNB bei der Auswahl des besten Angebots zur Störungsbeseitigung seinen verbundenen Vertrieb gegenüber anderen Lieferanten bevorzugen könnte [BNA11b, S. 37f.].

In Betracht kommt noch die Zuweisung der Aggregationsaufgabe zum Messstellenbetreiber (MSB), sofern dieser entgegen der bestehenden Praxis als tatsächlich eigenständige Marktrolle ausgestaltet und vom VNB getrennt wäre oder aber die Gestaltung der Rolle des Aggregators als vollständig eigenständige Marktrolle. Die Zuweisung der Aggregationsinstanz zum MSB mag für stationäre Anwendungsfälle auch durchaus geeignet erscheinen, da der MSB gemäß § 21b Abs. 2 EnWG frei wählbar ist. Zudem weist er eine gewisse Nähe zu den steuerbaren Anlagen des Prosumers auf, da er ohnehin das Messsystem betreibt, welches aller Voraussicht nach auch für Steuerungshandlungen genutzt werden soll.²⁹ Für mobile Anwendungsfälle trägt dieses Argument allerdings nicht, da je nachdem an welcher Ladestation das Elektrofahrzeug gerade angeschlossen ist, ein anderer MSB für den Betrieb des dortigen Messsystems zuständig ist. Dies spricht zwar nicht unmittelbar gegen eine Verortung der Aggregationsinstanz beim MSB, allerdings ist der für stationäre Anwendungsfälle herausgearbeitete Vorteil der Nähe zu den technischen Einrichtungen nicht mehr gegeben. Insofern wäre es im Hinblick auf mobile Anwendungsfälle irrelevant ob die Aggregationsinstanz bei einem beliebigen MSB verortet oder ob in diesen Fällen eine eigenständige Marktrolle etabliert wird.

Für die Zuweisung der Aggregationsaufgabe an den ÜNB der jeweiligen Regelzone würde sprechen, dass dies ihrer Aufgabe bei der klassischen Regelenergie entspricht und dass diese Akteure durch das vollständige Unbundling auch kein natürliches Diskriminierungspotential gegenüber anderen Marktteilnehmern aufweisen. Zudem sind die gesetzliche Preisbildungsmechanismen der §§ 12, 13 EnWG bei ihnen bereits implementiert. Gegen diese Zuordnung spricht allerdings, dass die ÜNB bislang nicht im Endkundenmarkt verankert sind und dass der neu entstehende Wettbewerbsmarkt für Systemdienstleistungen ohne Möglichkeit des Zutritts neuer Marktakteure auf die wenigen vorhandenen ÜNB beschränkt bliebe.

4 Regulierungsmaßnahmen zur Marktkommunikation

Neben dem künftigen Rollenmodell beim DSM sind als zweiter wesentlicher Aspekt mit Vorwirkungen für die Ausgestaltung der IKT eines rechtskonformen DSM-Modells technische Regulierungsmaßnahmen der BNetzA zu nennen. Da für den Bereich steuerbarer Lasten noch keine solchen Regulierungsmaßnahmen existieren ist zunächst zu untersuchen, ob es einer solchen Regulierung im Bereich des DSM überhaupt bedarf. Gegebenenfalls ist sodann in Erwägung zu ziehen, ob bereits bestehende Festlegungen, die heute insbesondere die Endkundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE [BNA06]) und

²⁹ Dies ist jedenfalls in der Rechtsverordnungsmächtigung des § 21i Abs. 1 Nr. 9 EnWG bereits so angelegt. Zudem sieht die technische Richtlinie des BSI nach derzeitigem Stand entsprechende Funktionalitäten vor [BSI13b, S. 17].

die Wechselprozesse im Messwesen (WiM [BNA10a]) betreffen, hier Vorwirkungen entfalten. Zu beachten sind dabei jedenfalls europarechtliche Vorgaben, die verlangen dass nationale Regulierungsbehörden oder gegebenenfalls die betroffenen Netzbetreiber technische Modalitäten für die Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten festlegen müssen, wobei auch Aggregatoren in diese Spezifikationen einbezogen werden sollen.³⁰

4.1 Bedarf der Festlegung von Nachrichtenformaten und Prozessen für das DSM

Die Erhebung und Übermittlung von relevanten Daten für Steuerungshandlungen für netzbezogene Maßnahmen im Verteilnetz unterliegt bisher keiner technischen Regulierung durch allgemeinverbindliche Festlegungen³¹ zu Prozessen und Datenformaten. Diese Situation könnte sich zukünftig grundlegend ändern, jedenfalls insofern als nunmehr in einem DSM-Markt auch die Messwerte aus den Messsystemen der Endkunden zur Prognose und Echtzeitbewertung des Netzzustandes herangezogen werden können. Dies ist bereits heute durch § 21g Abs. 1 Nr. 7 EnWG gesetzlich vorgesehen, indem ausdrücklich die Verwendung von Daten aus dem Messsystem zur Ermittlung des Netzzustandes legitimiert wird. Insofern besteht eine vergleichbare wettbewerbliche Ausgangssituation und Motivation, wie bei der Einführung von einheitlichen Datenformaten und Prozessen für die Marktkommunikation auf Basis von WiM und GPKE. Demnach ist es naheliegend, dass jedenfalls im Rahmen von Messdatenverwendungen und Steuerungshandlungen, die den genannten Sachverhalt erfüllen, grundsätzlich die Notwendigkeit spezifischer allgemeinverbindlicher Festlegungen erwächst. Dies lässt sich jenseits bestehender gesetzlicher Ermächtigungsgrundlagen und Aufgabenzuweisungsnormen für die BNetzA schon heute aus dem Umstand ableiten, dass die Erwägungsgründe für die Einführung von GPKE und WiM auch hier gegeben sein werden. Soll sich nämlich ein kommunikativ vernetzter Markt mit einer Vielzahl von Marktakteuren für das DSM entwickeln, könnten bestehende Instanzen durch die Verwendung proprietärer Datenformate und uneinheitlicher Kommunikationsprozesse neu hinzutretende Marktakteure vom Zugang zu diesem Markt ausschließen.³² Dies würde durch Festlegungen nach dem Vorbild von GPKE/WiM effektiv verhindert. Ob und inwieweit die heutigen Festlegungen der BNetzA hier schon Vorwirkungen entfalten, hängt allerdings auch vom bisher nicht verbindlich normierten Rollenmodell ab.

4.2 Vorwirkungen bestehender Festlegungen

WiM und GPKE gehen in den Vorgaben für den Prozess der Anforderung und Bereitstellung von Messwerten bzw. dem Prozess Zählerstand-/Zählwertübermittlung bezüglich der Erhebung von Messwerten davon aus, dass die an diesem Prozess beteiligten Marktrollen der Netzbetreiber und der Lieferant, sowie im Falle der Beauftragung eines Dritten mit dem Messstellenbetrieb, der MSB sind [BNA10b, S.

³⁰ Art. 15 Abs. 8 Richtlinie 2012/27/EU.

³¹ Siehe zum Rechtscharakter des Regulierungsinstrumentes der Festlegung nach § 29 Abs. 2 EnWG [BGH08].

³² Eben dies war auch die Begründung für den Erlass der GPKE und der WiM, vgl. [BNA06, S. 18f]. sowie [BNA10a, S. 12f].

63ff.]. Ein DSM-Aggregator als eigenständige Rolle ist insofern hinsichtlich der Datenformate und Prozesse naturgemäß noch nicht erfasst. Hinsichtlich der Steuerungshandlungen bei den dezentralen Verbrauchern, Einspeisern und Speichern sind hingegen keine allgemeinverbindlichen Vorgaben der BNetzA zu Datenformaten und Prozessen ersichtlich. Ebenso sind für die eigentliche Marktkommunikation zur Preisbildung auf einem dezentralen Markt für Systemdienstleistungen, außer den genannten Pflichten zur Verwendung einer Internetplattform im Bereich der Regelenergie, keinerlei technische Festlegungen zu Datenformaten und Prozessen ersichtlich oder überhaupt eine diesbezügliche Kompetenzzuweisungsnorm für Festlegungen durch die BNetzA im Gesetz vorhanden.

Lediglich für den Bereich des Abrufs von Regelenergie existieren Vorgaben der BNetzA. So wird z.B. für den Abruf von Minutenreserveleistung im Beschluss BK6-10-099 festgelegt, dass *„der Datenaustausch zur Aktivierung von Minutenreserve [...] automatisiert über eine informationstechnische Verbindung zwischen dem jeweiligen Anschluss Übertragungsnetzbetreiber und den Anbietern [erfolgt]“* [BNA11a, S. 2, 39f.]. Hierzu wird ein von den ÜNB entwickeltes automatisiertes Abrufsystem, der sogenannte MOL³³-Server verwendet [BNA11a, S. 40]. Auf Anbieterseite wird dabei das korrespondierende System Merlin eingesetzt, welches ohne Lizenzkosten erhältlich ist und somit insbesondere kleineren Marktteilnehmern einen einfachen Eintritt in den Regelenergiemarkt ermöglicht [Sp12, S. 34]. Denkbar wäre insofern, ein ähnliches System auch für den Bereich von DSM-Plattformen im Verteilnetz zu etablieren. Im Unterschied zum Regelenergiemarkt auf Übertragungsebene muss aber bedacht werden, dass auf einem solchen Markt nicht lediglich vier ÜNB auftreten werden, sondern hunderte von VNB.³⁴

Der Bedarf eines solchen gesetzlichen Gestaltungsauftrages und eine korrespondierende Umsetzung durch die BNetzA kann aber heute schon jedenfalls für die eigentliche Marktkommunikation und Steuerungshandlungen aus Gründen der Gewährleistung technischer Interoperabilität konstatiert werden. Dies gilt generell, auch wenn Teilaspekte des DSM, wie beispielsweise die verwendeten Datenformate bei der Ermittlung von Netzzuständen an Ortsnetzstationen auch zukünftig von einer externen Regulierung frei bleiben können, da die diesbezüglichen Messdaten weiterhin direkt durch den VNB erhoben werden können ohne marktverzerrend für den hier untersuchten Markt für Systemdienstleistungen zu wirken.

Zusammenfassend ist also festzuhalten, dass für die Datenformate und Prozesse hinsichtlich Systemdienstleistungen und Preisbildung auf dem DSM-Markt aus Gründen der Interoperabilität und des diskriminierungsfreien Marktzutritts neuer Akteure grundsätzlich ein Regulierungsinteresse nach dem Vorbild der GPKE/WiM gegeben ist.

³³ Merit Order List.

³⁴ Daneben könnten auch noch Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich ihrer Bilanzen, wie es bereits unter 4.1 dargestellt wurde, auf einer solchen Plattform tätig werden.

5 Fazit

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass die für Übertragungsnetze gestalteten Vorgaben für den Einsatz für Systemdienstleistungen teilweise übertragen werden können und insofern ein rechtlicher Anhaltspunkt im Gesetz ausgemacht werden kann. Künftig wird es folglich sinnvoll sein weitere Untersuchungen anhand dieser bestehenden Normen auszurichten. Hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen konnte schon heute gezeigt werden, dass es in diesem Bereich einer Regulierung der Prozesse und Datenformate bedürfen wird. Zunächst ist es aber notwendig, dass das Rollenmodell einer gesetzgeberischen Entscheidung unterworfen wird, da hinsichtlich aller Marktrollen in ihrer heutigen Funktion, gewisse Bedenken bestehen, der jeweiligen Rolle die Funktion eines Demand Side Managers für Systemdienstleistungen im Verteilnetz zuzuweisen. Kernkritikpunkt hierbei ist das nicht vollständig durchgeführte Unbundling im heutigen Energiemarkt, welches unter Umständen zu Wettbewerbsverzerrungen durch Wissensvorsprünge führen kann und bei einer gesetzgeberischen Entscheidung zu beachten wäre. Da die in der IKT nachzuvollziehenden Kommunikationsvorgänge im Rahmen des DSM von dieser politischen Vorfestlegung abhängen, kann derzeit eine insofern rechtskonforme Kommunikationsinfrastruktur noch nicht abgeleitet werden. Allerdings ist zu diesem Zeitpunkt schon festzuhalten, dass ein Bedarf besteht, dass die [Energie-]Informatik sich der technischen Sicherung des informationellen Unbundling bei möglicher Rollenidentität annimmt.

Literaturverzeichnis

- [BBR12] Belitz, H.-J., Bolczek, M., Rehtanz, C.: Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure für die Laststeuerung im Haushaltssektor. In: VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Proceedings, 2012.
- [BGH08] Bundesgerichtshof: Beschluss vom 29.04.2008, Az. KVR 28/07. Zeitschrift für Neues Energierecht 2008, Heft 3, S. 228-231.
- [BNA06] Bundesnetzagentur: Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität. Beschluss BK6-06-009 vom 11.07.2006. Online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> [27.03.2013].
- [BNA10a] Bundesnetzagentur: Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens. Beschluss BK6-09-034 vom 09.09.2010. Online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> [27.03.2013].
- [BNA10b] Bundesnetzagentur: Wechselprozesse im Messwesen, Anlage 1 zum Beschluss BK6-09-034 / BK7-09-001 vom 09.09.2010. Online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> [25.03.2013].
- [BNA11a] Bundesnetzagentur: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve. Beschluss BK6-10-099 vom 18.10.2011. Online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> [27.03.2013].
- [BNA11b] Bundesnetzagentur: „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. 2011. Online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> [27.03.2013].
- [BRD11] Bundesrats-Drucksache 343/11; Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, 2011. Online über <http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP17/362/36271.html> [27.03.2013].

- [BSI13a] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. Version 1.2 - 18. März 2013 (Final Release). Online unter https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html [27.3.2013].
- [BSI13b] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Version 1.0 - 18.03.2013. Online unter https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html [27.3.2013].
- [BTD12] Bundestags-Drucksache 17/11671; Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten), 2012. Online über http://dipbt.bundestag.de/dip21.web/searchDocuments/simple_search_result.do?selId=42360&tablename=drsTable&method=selectDrs&offset=0&anzahl=100&sort=4&direction=desc [27.03.2013].
- [GHS11] Gitte, C.; Hartmann, J.; Schmeck, H.: Kooperativer Ansatz zur Erschließung des vollen Lastverschiebungspotenzials von Elektrofahrzeugen. In: GI-Edition - Lecture Notes in Informatics (LNI), Informatik 2011, Proceedings, Volume P-192, S. 267.
- [Kr09] Kruhl, J.; Elektromobilität und Energiewirtschaft – Zukunftsperspektiven für Energieversorger. In: Wagner, U. (Hrsg.); Tagungsband zur Fachtagung „Stromversorgung des 21. Jahrhunderts“. München, 2. Auflage 2009, S. 25-28.
- [KS10] Kroneberg, J.; Scherney, C.: In: Säcker, F.J., Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, Frankfurt a.M., 2010.
- [PRW10] Pallas, F.; Raabe, O.; Weis, E.: Modellierung rechtskonformer kollaborativer Bereitstellung von Regelenergie im Smart Grid. In: GI-Edition - Lecture Notes in Informatics (LNI), Informatik 2010, Proceedings, Volume P-175, Bd. 1, S. 443-448.
- [RLP11] Raabe, O.; Lorenz, M.; Pallas, F.; Weis, E.: Harmonisierung konträrer Kommunikationsmodelle im Datenschutzkonzept des EnWG – „Stern“ trifft „Kette“. In: Computer und Recht 2011, 831-840.
- [RU13] Raabe, O.; Ullmer, J.: Legal Aspects of Demand Side Management in Germany. In: it - Information Technology 2013, Heft 2, S. 63-69.
- [RHR12] Rohlink, J.; Hoerenkamp, W.; Rehtanz, C.: Ladeinfrastrukturen für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen, Automatisierungstechnik 2/2012, S. 84-91.
- [Sp12] Speckamp, C.: Bundesweit einheitliches Management von Minutenreserveleistung. ew 2012, Heft 22, S. 32-34.
- [VDN07a] Verband der Netzbetreiber: TransmissionCode 2007 – Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber – Anhang A1 – Formularblätter zur Umsetzung der Systemverantwortung. Stand August 2007. Online unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_netzcodes-und-richtlinien [27.03.2013].
- [VDN07b] Verband der Netzbetreiber: TransmissionCode 2007 – Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber – Anhang D 3 – Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung. Stand August 2007. Online unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_netzcodes-und-richtlinien [27.03.2013].
- [VDN07c] Verband der Netzbetreiber: DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. Stand August 2007. Online unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_netzcodes-und-richtlinien [27.03.2013].
- [We13] Weis, E.: Technischer Datenschutz an öffentlichen Ladestationen unter Berücksichtigung des Referentenentwurfs der Messsystemverordnung. In: GI-Edition - Lecture Notes in Informatics (LNI), Informatik 2013, Proceedings.
- [Wo13] Wolf, M.: Das „Smart Grid“ als regulierte technologische Innovation und Marktconcept für die Energiewirtschaft. In: Zeitschrift zum Innovations- und Technikrecht 2013, Heft 1, S. 14-21.