

Elektrofahrzeuge als Systemdienstleister?

Herausforderungen ihrer Integration in intelligente Netze

Eine Veröffentlichung im Rahmen der
Begleitforschung „IKT für Elektromobilität II“

Dezember 2015 | Frankfurt am Main



Ansprechpartner

Autor:

Heiko Loskill (Deutsches Dialoginstitut GmbH)

Geschäftsstelle IKT für Elektromobilität II

Bismarckstraße 33

10625 Berlin

Fon + 49 (0) 30 383868-30

Fax + 49 (0) 30 383868-31

postbox@ikt-em2.de

www.ikt-em.de

Inhaltsverzeichnis

	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	4
	Abkürzungsverzeichnis	5
1	Wie kommt die Intelligenz in das Netz?	7
1.1	Ein Schauplatz der Energiewende – die Übertragungs- und Verteilnetze	8
1.2	Aktuelle Anreizregulierung hemmt IKT-Investitionen der Netzbetreiber	9
2	Integration von Elektrofahrzeugen in intelligente Netze	11
2.1	Nutzung von Elektrofahrzeugen für Systemdienstleistungen im Netzbetrieb	12
2.2	Bereitstellung von Flexibilitäten aus Elektrofahrzeug-Pools	13
2.3	Nutzung von Elektrofahrzeugen als abschaltbare Lasten	16
2.4	Integration von Elektrofahrzeugen im Kontext von Unbundling	18
2.5	Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart Home	20
	2.5.1 Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen	21
	2.5.2 Elektromobilität beginnt am Hausanschluss	22
	2.5.3 Smart Meter und die Nutzung variabler Ladetarife	23
3	Fazit und Schlussfolgerungen	27
	Literatur	30
	Glossar	33

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht über die Geschäftsgebiete der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (Quelle: www.netzentwicklungsplan.de)	8
Abbildung 2:	Das Ampelsystem im Intelligenten Stromnetz (Quelle: in Anlehnung an dena 2015a)	15
Abbildung 3:	Integration eines Elektrofahrzeugs in ein Energiemanagementsystem (Quelle: in Anlehnung an Mültin, S. 54)	21
Tabelle 1:	Einsatzmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen als Systemdienstleister im Smart Grid (Quelle: in Anlehnung an dena 2014a, S. 3)	13
Tabelle 2:	Überblick – Arten von variablen Tarifen (Quelle: verändert, nach Schnurre 2014, S. 6)	25

Abkürzungsverzeichnis

AblaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AregV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
dena	Deutsche Energie Agentur
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FMS	Flotten-Management-Schnittstelle
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofile
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
BHKW	Blockheizkraftwerk
KV	Kilovolt
SDL	Systemdienstleistung
Hz	Hertz

Einleitung

Die Ausgestaltung des Energieerzeugungs- und Verteilungssystems in Deutschland ändert sich. Einige Marktakteure verfolgen die hergebrachte Tradition, gestiegene Netzanforderungen mit kabelgebundenem Netzausbau zu befriedigen. Daneben gibt es die Bestrebung Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) als Technologie zu nutzen, um die vorhandenen Netze durch intelligente Steuerung effizienter zu betreiben und einen Netzausbau überflüssig zu machen. Um eine effiziente und kostengünstige Energieverteilung im Rahmen der Energiewende zu realisieren wird in Zukunft allerdings eine Kombination aus kabelgebundenem Netzausbau und Implementierung von IKT in den Netzbetrieb benötigt.

IKT-Systemdienstleistungen können somit einen wichtigen Beitrag zur Herstellung von Versorgungssicherheit und einen intelligenten Netzausbau leisten. Dieses Potenzial wird von einigen Marktakteuren noch nicht erkannt. Zusätzlich verhindern verschiedene rechtliche und technische Rahmenbedingungen derzeit die Umsetzung von tragfähigen Geschäftsmodellen.

Aus dieser Motivation heraus ist diese Veröffentlichung entstanden. Sie gibt einen Überblick über aktuelle Chancen, Herausforderungen und Hemmnisse der Integration von Elektrofahrzeugen als Systemdienstleister in das deutsche Stromnetz. Hierzu wurden ausführliche leitfadengestützte Interviews mit Experten¹ aus den Bereichen Netzmanagement, Energievertrieb, virtuelle Kraftwerke und Innovationsmanagement geführt. Ergänzend wurden in einem Desk Research aktuelle Studien und Forschungsberichte ausgewertet und mit den Ergebnissen der Experteninterviews zusammengeführt.

Kapitel 1 umreißt die aktuelle Situation der deutschen Energiewirtschaft und beschreibt die Strukturen des Netzbetriebs mit besonderem Blick auf vorhandene Investitions- und Innovationsanreize. Kapitel 2 erläutert spezifische Herausforderungen der Nutzung von Elektrofahrzeugen für Systemdienstleistungen im Netzbetrieb. Kapitel 3 fasst die Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf Entwicklungsbedarfe.

Ausdrücklich sei darauf hingewiesen, dass diese Veröffentlichung keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt, sondern einen Ausschnitt des aktuellen Sach- und Diskussionsstandes auf Basis der Ergebnisse der Experteninterviews wiedergibt.

¹ Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten für beiderlei Geschlecht.

1 Wie kommt die Intelligenz in das Netz?

Mit dem im Oktober 2014 veröffentlichten Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine transparente Diskussion über die zukünftige Gestaltung des Strommarktes eröffnet.² In einem vier Monate dauernden Konsultationsprozess gaben rund 700 Stakeholder ihre Stellungnahmen ab. Sie alle flossen in das im Juli 2015 veröffentlichte Weißbuch ein. Ausgehend von diesem Weißbuch werden derzeit ein Strommarktgesetz und ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende auf den Weg gebracht. Kürzlich hat die Bundesregierung hierzu mehrere Kabinettsbeschlüsse veröffentlicht.³ Im Frühjahr 2016 soll das Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen sein und damit ein Beitrag zur Planungssicherheit für die Energiewirtschaft geleistet werden.

Die Gesetzentwürfe werden allerdings von verschiedenen Branchenverbänden kritisch bewertet, insbesondere die Refinanzierungsmöglichkeiten der Investitionen in die Digitalisierung des Energienetzes seien nicht umfassend geklärt.⁴ Für viele Marktteilnehmer drängt sich daher aus betriebswirtschaftlicher Sicht weiterhin die Frage der Kosten-Nutzen-Relation einer Investition in IKT auf. Die Entscheidung über Neuinvestitionen wird daher nur mit kurzer Vorlaufzeit und in geringem Umfang getroffen. Insbesondere bei Investitionen in die Verteilnetze wird nach Angaben des Branchenverbandes BDEW bei den Energieunternehmen Zurückhaltung vorherrschen, bis endgültig eine umfassende Agenda für das Marktdesign und den Ordnungsrahmen vom Bundestag beschlossen worden ist. Aktuell lässt der Gesetzesentwurf noch kein umfassendes Gesamtkonzept erkennen. Allerdings werden wichtige Maßnahmen umgesetzt, die auch die Elektromobilität als Systemdienstleister stärken können. Diese Maßnahmen werden im vorliegenden Dokument erläutert.

² BMWi 2015c

³ <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>

⁴ <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20151104-ps-bdew-zu-den-heute-gefassten-beschluessen-des-energiekabinetts-de>

1.1 Ein Schauplatz der Energiewende – die Übertragungs- und Verteilnetze

Die Energiewende bedingt eine erhöhte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der von zahlreichen lokalen und kleinen Erzeugern bereitgestellt wird. Diese zunehmende dezentrale und fluktuierende Einspeisung in das Stromnetz erfordert grundlegende Veränderungen in dessen Organisation und Steuerung. Vor allem muss der Tatsache Rechnung getragen werden, dass die Verteilnetze gegenüber den Übertragungsnetzen immer größere Bedeutung erlangen. Beide Netzebenen müssen sowohl auf stark schwankende Stromeinspeisungen reagieren als auch die oft weite räumliche Trennung von Stromproduktion und Stromverbrauch ausgleichen können.

Die Übertragungsnetze transportieren auf der Höchstspannungsebene große Strommengen mit einer Spannung zwischen 220 und 380 Kilovolt (kV). Sie führen von den Kraftwerken über weite Distanzen zu regionalen Verteilnetzen. Übertragungsnetze verbinden außerdem das deutsche Stromnetz mit dem der Nachbarländer.

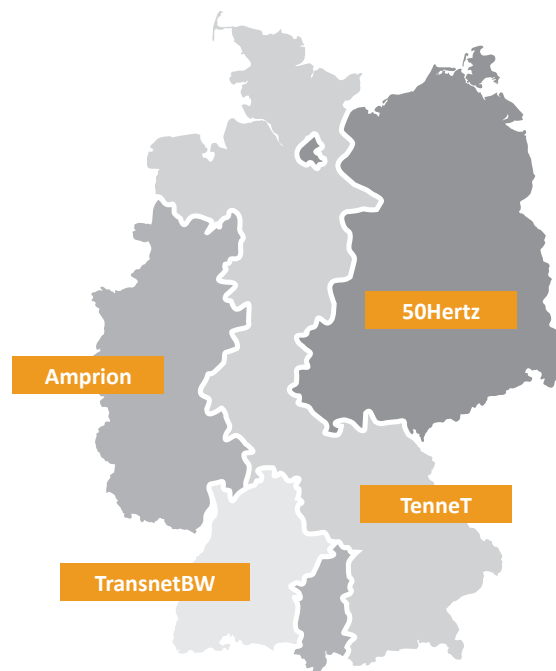


Abbildung 1: Übersicht über die Geschäftsgebiete der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland. (Quelle: www.netzentwicklungplan.de)

Den Übertragungsnetzbetreibern entsprechen auf regionaler Ebene die Verteilnetzbetreiber (VNB). Insgesamt gibt es in Deutschland rund 900 VNB. Sie befinden sich in der Regel im Besitz von öffentlichen oder halböffentlichen Versorgungsunternehmen beziehungsweise den vier großen Energiekonzernen (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW). Ein VNB unterhält Stromnetze im Nieder- und Mittelspannungsbereich, zur regionalen Stromversorgung abschnittsweise auch im Hoch- und Höchstspannungsbereich (110 kV, in städtischen Bereichen teilweise auch 380 kV). Ein VNB ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Niederspannungs- und

Mittelspannungsnetze eines bestimmten Gebietes sowie für die Verbindung mit anderen Stromnetzen verantwortlich (vgl. § 3 Nr. 17 EnWG).

Im Rahmen der Betriebsführung übernehmen ÜNB und VNB die Aufgabe, das Stromnetz mit allen angeschlossenen Erzeugungseinheiten sowie Lasten zu überwachen und bei Bedarf steuernd einzugreifen, um einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems zu gewährleisten. Darüber hinaus müssen sie für den Betrieb, Erhalt und Ausbau der technischen Infrastruktur sorgen. Durch die Energiewende kommen insbesondere auf die VNB neue Aufgaben der Energieverteilung und Stabilisierung des Gesamtsystems hinzu, die nicht nur erhebliche Betriebskosten verursachen, sondern auch Investitionen in Anlagen erfordern.

Der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) kann dabei helfen, die Kosten für den im Zuge der Energiewende erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Welches Einsparpotenzial durch intelligente IKT-Lösungen möglich ist, beziffert die im Auftrag des BMWi erstellte Verteilnetzstudie *Moderne Verteilernetze für Deutschland*: „Durch eine sachgerechte Kombination aus in der Netzplanung berücksichtigtem Erzeugungsmanagement und der Installation von regelbaren Ortsnetztransformatoren, können die Kosten für den Netzausbau um mindestens 20 %, die notwendigen Netzausbaumaßnahmen sogar um mindestens 60 % gesenkt werden.“⁵ Insbesondere auf der Niederspannungsebene lässt sich durch die Automatisierung von Regeleingriffen der Ausbaubedarf im Verteilnetz erheblich reduzieren.⁶ Jedoch sind die bestehenden Anreiz- und Finanzierungsmechanismen für solche Maßnahmen seit Jahren ungenügend. Diese Position wird auch von den Interviewpartnern gestützt und sie betonen, dass bei der Förderung des IKT-Einsatzes im Netzbetrieb Nachholbedarf besteht. Eine entsprechende Optimierung der Anreizsysteme kann erheblich zur Entwicklung effizienter Betriebsstrukturen und der Reduktion von Netzausbaukosten beitragen.

1.2 Aktuelle Anreizregulierung hemmt IKT-Investitionen der Netzbetreiber

Der Kerngedanke der Weiterentwicklung des konventionellen Stromnetzes zu einem intelligenten Stromnetz (Smart Grid) ist die umfassende Implementierung von daten- und kommunikationstechnischen Systemen und Komponenten. Sie erlaubt die interaktive Integration von Akteuren, Anlagen und Funktionen in das Stromnetz. Die Transformation zu einem solchen Smart Grid ist in verschiedenen Bereichen unterschiedlich stark vorangeschritten. So ist das Übertragungsnetz heute bereits hochgradig automatisiert und wird im Sinne eines „Smart Grid“ intelligent gesteuert. Im Gegensatz dazu fehlt es in der Verteilnetzebene weitgehend an intelligenter Infrastruktur und Vernetzung. In Deutschland werden Mittel- und Niederspannungssektoren aktuell ohne genaue Kenntnisse des Netzzustandes betrieben.⁷

⁵ BMWi 2015b

⁶ BNetzA 2014

⁷ IÖW 2014, S. 11ff.

Die Verteilnetzbetreiber müssen anstehende Netzbau- und Ausbaumaßnahmen über Netzentgelte finanzieren. Ob diese Anreiz- und Finanzierungsmechanismen den neuen Herausforderungen angemessen sind, ist allerdings stark umstritten.⁸ Die Netzentgelte sollen Kosten- und Erlösstrukturen der VNB berücksichtigen und einen Anreiz zur Vorsorge für die Versorgungssicherheit geben, allerdings auch genügend Spielraum für neue Lösungsansätze beim Netzbau lassen. Die derzeitigen Mechanismen bevorzugen jedoch kapitalintensive Investitionen in Sachwerte gegenüber Investitionen in neue Technologien. Diese verursachen nämlich geringere Kapitalkosten, führen aber zu höheren Betriebskosten und benachteiligen die Netzbetreiber deshalb bei der Bemessung des Netzentgeltes.

Infobox Netzentgelte:

Netzentgelte werden gemäß den Regeln der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) von der Bundesnetzagentur erhoben. Die ARegV schreibt den regulierten Netzbetreibern (VNB, ÜNB) vor, wie viel Geld sie in Form von Netzentgelten über einen Zeitraum von fünf Jahren für Betrieb, Erhaltung und Ausbau ihrer Energienetze von den Netznutzern vereinnahmen dürfen. Dabei werden den Netzbetreibern gleichzeitig Vorgaben zur Effizienzsteigerung gemacht, die sich aus einem Effizienzvergleich zwischen allen Netzbetreibern ergeben. Innerhalb dieses finanziellen Rahmens (Erlösobergrenze) können die Netzbetreiber unternehmerisch frei entscheiden, wie sie ihre Effizienz steigern. Übertreffen sie die Effizienzvorgaben, dann dürfen sie ihre dadurch erzielten Einnahmen während der fünfjährigen Regulierungsperiode behalten. In der nachfolgenden Regulierungsperiode müssen sie die erreichte Effizienzverbesserung in Form geringerer Nutzungsentgelte an ihre Kunden weiterreichen.

Das BMWi hat daher einen Vorschlag zur Novellierung der Anreizregulierung für Verteilnetze gemacht. Wichtige Branchenverbände bewerten diesen Vorschlag eher negativ – ihrer Ansicht nach kommt darin die angestrebte Verknüpfung der klassischen Versorgungsinfrastruktur mit IKT zu intelligenten Netzen zu kurz und wird in ihrer möglichen Ausgestaltung zu wenig konkret beschrieben.⁹ Diese Meinung bestätigen auch die Experten in den Interviews. Sie fordern ebenfalls, dass die Anforderungen an einen intelligenten Netzausbau in den Aufgabenkatalog der Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber Eingang finden müssen, dem die Festlegung der Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur zugrunde liegt. Im aktuellen Kabinettsentwurf zur Digitalisierung der Energiewende bleibt dieser Punkt weiterhin unkonkret. Lediglich der Einsatz von Ortsnetztransformatoren wird begünstigt, indem eine Möglichkeit zur Spitzenkappung gewährt wird. D. h. ein Netzbetreiber kann sein Netz bedarfsgerecht ausbauen und muss es nicht auf Belastungsspitzen auslegen. Damit wird der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren kostengünstiger und wirtschaftlicher.¹⁰

⁸ vgl. Agora Energiewende 2013, S. 14

⁹ Deutsches Verbände Forum 2015, BDEW 2015

¹⁰ Entwurf Weiterentwicklung Stromgesetz, S. 94

2 Integration von Elektrofahrzeugen in intelligente Netze

Der Umbau des Energiesystems im Zuge der Energiewende erfordert sowohl Maßnahmen zum Ausbau der Transportnetze als auch die umfassende Implementierung von Informations- und Kommunikationstechnologien zur Steuerung der Stromnetze. Beide Maßnahmen sind für eine effektive und nachhaltig erfolgreiche Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen notwendig.

Ein wichtiger Baustein im Zusammenhang mit der Systemintegration erneuerbarer Energien ist das Lastmanagement (Demand Side Management – DSM). Dessen Potenzial wird in Deutschland derzeit erst in geringem Maße ausgeschöpft. Das liegt an Rahmenbedingungen, besonders hinsichtlich der Erlösmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen und bestehenden Hemnissen, bei der Erschließung von flexiblen Lasten.

Bisher werden flexible Lasten in Deutschland vorwiegend im Rahmen der Abschaltverordnung und in geringerem Umfang auf dem Regulenergiemarkt eingesetzt.¹¹ Die Gesprächspartner in den Experteninterviews sehen gute Chancen, dass sich diesbezüglich auch Elektroautos netzdienlich nutzen lassen. Bei einer flächendeckenden Verbreitung böten Elektrofahrzeuge als flexible und aggregierbare Entitäten das Potenzial, zu einem flexiblen Lastmanagement beizutragen. Dabei sind jedoch viele gesetzliche Vorgaben zu beachten, die den deutschen Energiemarkt definieren. So sind IKT-Infrastrukturen, Prozesse, Datenformate und Rollenmodelle bis hin zu konkreten Anforderungen an einzelne IKT-Komponenten vorgegeben. Für die IKT-vermittelte Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz besteht daher nur ein sehr geringer Gestaltungsspielraum. In verschiedenen Pilotprojekten zur Integration von Elektromobilität in das Verteilnetz wird dieser Spielraum gegenwärtig ausgelotet.¹²

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die aus den Experteninterviews abgeleiteten Einsichten in die Herausforderungen der Integration von Elektrofahrzeugen in intelligente Netze.

¹¹ dena 2015b, S. 2

¹² weitere Informationen unter: www.ikt-em.de

2.1 Nutzung von Elektrofahrzeugen für Systemdienstleistungen im Netzbetrieb

Um eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, müssen die Netzbetreiber Frequenz und Spannung in ihren Stromleitungen stabil halten. Das ist angesichts des schnell wachsenden Anteils erneuerbarer Energien eine große Herausforderung und damit ändern sich auch der Bedarf und die Anforderungen an sogenannte netzbedingte Systemdienstleistungen.

Der Strom in deutschen und europäischen Netzen wechselt pro Sekunde 50mal seine Polarität. Er hat also eine Frequenz von 50 Hertz. Dieser Wert kann nur konstant gehalten werden, wenn sich Produktion und Verbrauch im Gleichgewicht befinden. Stark fluktuierende Einspeisungen gefährden dieses Gleichgewicht. Im Falle einer plötzlichen Änderung des Verbrauchs oder der Erzeugung speisen die Netzbetreiber positive bzw. negative Regelleistung in das Netz ein, um die Stromfrequenz auf ihrem Sollwert zu halten. Im Falle eines plötzlichen Produktionsüberschusses, etwa als Folge eines Sturmes, müssen sie Kraftwerke ab- und / oder Lasten zuschalten.

Die Spannung im Stromnetz fällt beim Transport über weite Strecken ab oder schwankt regional in Abhängigkeit vom Verbrauch. Damit diese Schwankungen die Systemstabilität nicht gefährden, speisen die Betreiber an bestimmten Stellen des Netzes Blindleistung ein.¹³

Je mehr Blindleistung bereitgestellt wird, desto größer müssen allerdings auch die Stromleitungen dimensioniert werden. Denn bei einem steigenden Anteil von Blindleistung kann weniger Wirkleistung angeboten werden. Blindströme belasten die Verteil- und Übertragungsnetze und führen zu Übertragungsverlusten. Durch die Integration von Elektrofahrzeugen kann der Bedarf an Blindleistung gesenkt werden. Dabei würde ein E-Fahrzeug die Funktion einer zuschaltbaren Last übernehmen und entsprechend auf den Blindleistungsbedarf des Netzes reagieren. Derzeit ist es allerdings nicht möglich, ein Elektrofahrzeug netzgesteuert zu laden, sondern der Zeitpunkt des Ladevorgangs wird durch den Nutzer bestimmt (vgl. auch 2.3). Die Expertengespräche zeigen, dass einige Marktteilnehmer dieser Anwendungsmöglichkeit offen gegenüber stehen, allerdings wird betont, dass das gesteuerte Laden derzeit nur eine theoretische Möglichkeit darstellt und nur mit unverhältnismäßigem Aufwand effizient umzusetzen wäre.

Maßnahmen zur Frequenzhaltung sind Systemdienstleistungen, die traditionell von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. Zukünftig werden aber die Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verstärkt zur Frequenz- und Spannungshaltung beitragen müssen.¹⁴ Diese Einschätzung bekräftigen auch die Interviewpartner und betonen, dass Elektrofahrzeuge eine interessante Option zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen sein können, vor allem in Form von Frequenzerhaltungsmaßnahmen über flexible Lasten (Flexibilitäten).

¹³ Blindleistung dient in diesem Fall zur Spannungshaltung im Stromnetz.

¹⁴ dena 2014a

Systemdienstleistung (SDL)	Frequenzhaltung 	Spannungshaltung 	Versorgungswiederaufbau 	Betriebsführung 
Ziel	<ul style="list-style-type: none"> Halten der Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> Halten der Spannung im zulässigen Bereich Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss 	<ul style="list-style-type: none"> Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> Koordination des Netz- und Systembetriebs
Produkte / Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> Momentanreserve Regelleistung Zu- / Abschaltbare Lasten Frequenzabhängiger Lastabwurf Wirkleistungsreduktion bei Über- / Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung von Blindleistung Spannungsbedingter Redispatch Spannungsbedingter Lastabwurf Bereitstellung von Kurzschlussleistung Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern 	<ul style="list-style-type: none"> Netzanalyse, Monitoring Engpassmanagement Einspeisemanagement Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke Flexible steuerbare Lasten Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen und Großbatterien) 	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke Netzbetriebsmittel (z. B. Kompensationsanlagen) EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Netzleitwarten Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke Pumpspeicherkraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken

Tabelle 1: Einsatzmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen als Systemdienstleister im Smart Grid. (Quelle: In Anlehnung an dena 2014a, S. 3)

2.2 Bereitstellung von Flexibilitäten aus Elektrofahrzeug-Pools

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, setzen die Netzbetreiber positive oder negative Regelleistung ein, um auftretende Erzeugungs- oder Lastüberschüsse über die Summe aller Bilanzkreise auszugleichen und damit die Soll-Frequenz von 50 Hz einzuhalten. So können spontane Lastspitzen von Großverbrauchern verursacht werden. Eine Abweichung von der Soll-Frequenz kann aber auch durch Kraftwerksausfälle oder Prognosefehler auftreten.

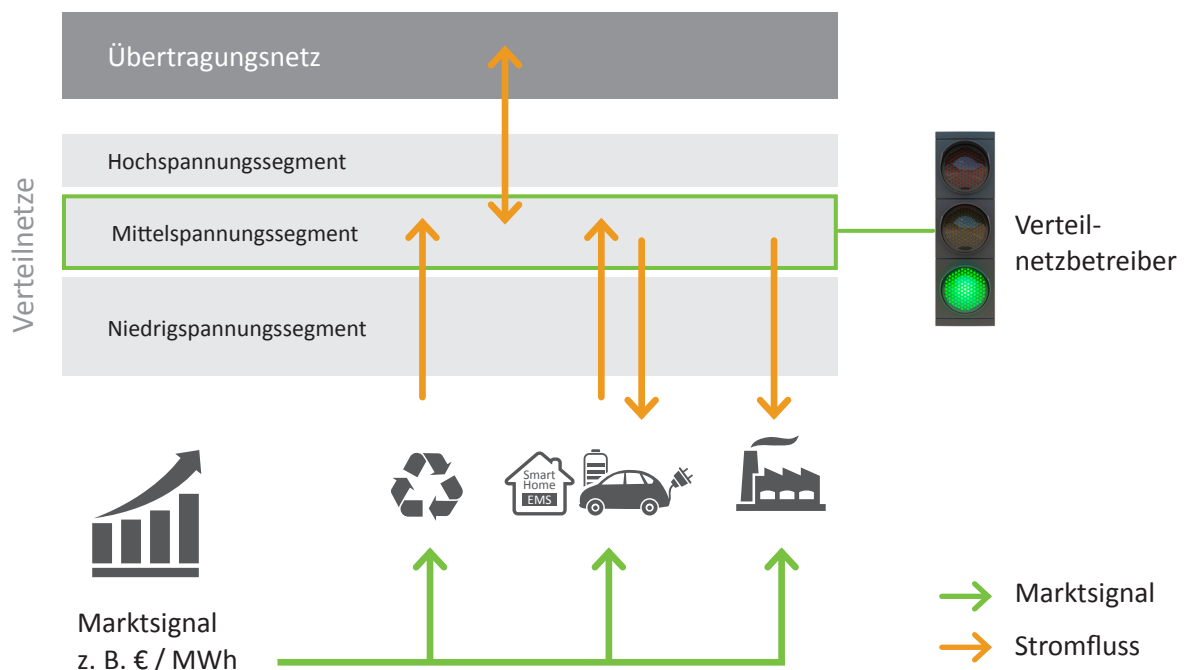
In Zukunft könnte die Integration von Elektrofahrzeugen in ein intelligentes Stromnetz allerdings einen Beitrag zum Regelleistungsmarkt leisten. Werden viele kleine Erzeugungseinheiten und Speichermöglichkeiten zu virtuellen Kraftwerken aggregiert, dann können positive und negative Regelleistung eines Tages auch aus Elektrofahrzeug-Pools angeboten werden. Potenzielle Anbieter solcher Flexibilitäten aus Elektrofahrzeugen müssen jedoch vor der Marktzulassung nachweisen, dass der gesamte Pool über die geforderte Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Regelbarkeit verfügt. Die Gesprächspartner der Experteninterviews betonen, dass eine wichtige Voraussetzung hierfür allerdings noch nicht erfüllt ist: Heute können Elektrofahrzeuge nur als Speicher genutzt werden – eine Abgabe von Energie zur Einspeisung in das Stromnetz ist nur im Ausnahmefall möglich. Auch die notwendige netzseitige Steuerung des Ladevorgangs ist aktuell nicht realisierbar. Hinzu kommt, dass die derzeit eingesetzte Regelelektronik der Ortsnetzstationen häufig nicht darauf ausgelegt ist, die wachsende Datenmenge durch die steigende Anzahl an neuen Netzelementen (z. B. Speicher oder E-Fahrzeugen) zu managen. Eine kurzfristige und flexible Bereitstellung von Kapazitäten aus Elektrofahrzeugen kann damit nicht realisiert werden. Daher müssen sowohl auf Netzseite (vgl. 2.3) als auch auf Fahrzeugseite (vgl. 2.5) die technischen Voraussetzungen geschaffen werden, um eine praktikable Integration von Elektrofahrzeugen in ein intelligentes Netz zu ermöglichen. Abgesehen davon ist im Falle der Elektromobilität die kritische Masse an Fahrzeugen noch nicht erreicht, die es erlauben würde solche Pool-Lösungen zu realisieren.

Infobox Regelleistungsmarkt:

Auf dem Regelleistungsmarkt beschaffen sich die Netzbetreiber in einem regelmäßig durchgeführten marktbasieren Auktionsverfahren Regelleistung in den drei Produktqualitäten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Während Regelleistung im heutigen Stromversorgungssystem hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird, vermarkten zunehmend auch alternative Anbieter Regelleistung. Dazu zählen Regelleistungspools, zu denen zum Beispiel Biogasanlagen, Notstromaggregate und Großbatterien zusammengeschlossen sind und auch besonders energieintensive Industrieunternehmen mit flexibler Auslastung. Weitere alternative Anbieter, die grundsätzlich in Regelleistungspools eingebunden werden können, sind fernsteuerbare Wind- oder Photovoltaik-Anlagen sowie kleinere Erzeugungsanlagen (z. B. Mini Blockheizkraftwerk (BHKW)) und Lasten (z. B. Erschließung flexibler Stromlasten). Elektrofahrzeuge haben bisher noch keine Bedeutung für die Bereitstellung von Regelleistung.

Darüber hinaus stellen sich den Gesprächspartnern bei einer Aggregation von Elektrofahrzeugen zu einem virtuellen Kraftwerk regulatorische Fragen. So ist es für dessen Betreiber sehr aufwendig, einen Pool über Netzgrenzen hinweg aufzubauen. Die Zählpunkte – jedes Elektrofahrzeug ist ein Zählpunkt – können dann nicht ohne weiteres in einen Bilanzkreis aufgenommen werden. Der Pool-Betreiber muss also mit jedem einzelnen Netzbetreiber für jedes Fahrzeug eine Vereinbarung zur Direktvermarktung der Kapazitäten treffen. Bei fehlender Zustimmung durch

den regionalen Netzbetreiber wäre eine Vermarktung nicht möglich. Erschwerend kommt hinzu, dass für Betreiber eines virtuellen Kraftwerks bei der Bereitstellung von Regellenergie die gesetzliche Verpflichtung besteht, die Strommenge, die in das Stromnetz eingespeist oder entnommen wird, korrekt zu prognostizieren. Gelingt dies nicht, werden Ausgleichskosten fällig. Transparente Informationen über die jeweilige Auslastung der Netze sind heute auf der Verteilnetzebene kaum verfügbar. Ein wichtiger Beitrag um das zu ändern, wäre nach Ansicht der Gesprächspartner die Einführung einer Netzampel, wie sie der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vorschlägt (vgl. Abbildung 2). Die Marktakteure – wie zum Beispiel die Betreiber von Regelleistungspools – könnten dank dieser Transparenz gezielt Flexibilität wie etwa den Zugriff auf ihre Speicher anbieten. Das Netzampelkonzept eignet sich für viele Netzebenen und Netzsituationen. So kann es auch auf der Niederspannungsebene helfen, Netzengpässe, die durch Prognosefehler entstehen, rechtzeitig zu erkennen. Eine zügige und bedarfsgerechte Einführung des Netzampelkonzepts würde den Aufbau der für die Integration von Elektrofahrzeugen notwendigen Infrastruktur sehr unterstützen.



Szenario:

- Mittelspannungsebene eines Verteilernetzes
- mäßiger Wind bei geringer Sonneneinstrahlung
- Einspeisung entspricht der Prognose
- Der Netzbetrieb läuft planmäßig und es bestehen keine Netzengpässe
- Stromerzeugung und -nachfrage im Netz können sich frei am Strommarkt orientieren
- Netzsituation → grün, keine Regellenergie notwendig

Abbildung 2: Das Ampelsystem im Intelligenten Stromnetz.
(Quelle: in Anlehnung an dena 2015a)

Der Markthochlauf für Elektrofahrzeuge hat gerade erst langsam begonnen. Geschäftsmodelle für die Verknüpfung von Energiewirtschaft und Elektromobilität können sich aufgrund der bisher geringen Zahl zugelassener Elektrofahrzeuge nur prototypisch entwickeln. Auch fehlen bisher die regulatorischen und technischen Voraussetzungen für die Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart Grid. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Nutzung von Elektrofahrzeugen im gewerblichen wie auch privaten Bereich im Laufe des nächsten Jahrzehnts stark zunehmen wird. Daher erscheint es geboten, schon heute die technischen und regulatorischen Voraussetzungen für zukünftige Geschäftsmodelle zu schaffen, in denen Elektrofahrzeuge Regelleistung für den Netzbetrieb bereitstellen. Damit sich auf dem Regelleistungsmarkt in ausreichendem Umfang alternative Anbieter entwickeln können, müssen Maßnahmen ergriffen werden, um deren Marktzugang zu erleichtern. Es sollte zum Beispiel geprüft werden, inwieweit sich das derzeitige System der Bilanzkreise anpassen lässt, damit der Abrechnungs- und Integrationsaufwand bei der Aggregation von Fahrzeugen verringert werden kann.

Der aktuelle Kabinettsentwurf stärkt die Rolle von Aggregatoren bei der Bereitstellung von Dienstleistungen im Bereich des Lastmanagements. Ein Bilanzkreisverantwortlicher ist nunmehr gegen ein angemessenes Entgelt grundsätzlich zur Öffnung des Bilanzkreises verpflichtet. Durch diese Änderung wird der Zugang zum Sekundärregelenergiemarkt für Aggregatoren erleichtert und ein gegenseitiger Informationsaustausch gestärkt. Dies ist insbesondere wichtig, damit Regelleistung erfolgreich erbracht werden kann und dabei keine negativen Rückwirkungen für die Beteiligten entstehen (z. B. Ausgleichskosten).¹⁵

Um die Transparenz im Strommarkt zu erhöhen und effiziente Erzeugungs-, Verbrauchs- und Handelsentscheidungen zu fördern, sind im Gesetzentwurf eine nationale Informationsplattform und die Einrichtung eines zentralen Marktstammdatenregisters vorgesehen. Diese Maßnahmen sind im Hinblick auf den Aufbau einer Netzsammel zu begrüßen und schaffen darüber mittelfristig die benötigte Dateninfrastruktur für den Aufbau neuer Geschäftsmodelle, die auf differenzierte Netzzustandsinformationen angewiesen sind (z. B. bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Speichern).

2.3 Nutzung von Elektrofahrzeugen als abschaltbare Lasten

Manche Industriebetriebe verbrauchen nahezu rund um die Uhr Strom in erheblichen Mengen (in der Größenordnung mittelgroßer Städte). Zugleich sind diese Unternehmen jedoch in der Lage, ihre Verbrauchsleistung kurzfristig zu reduzieren oder fast komplett einzustellen, ohne dass dies Auswirkungen auf ihre Produktionsprozesse hat. Diese Möglichkeit zur Verringerung des Strombezugs können die Netzbetreiber nutzen, um die Stromnetze in bestimmten Situationen zu stabilisieren. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) und § 14a EnWG

¹⁵ Entwurf Strommarktgesetz, S. 168

schaffen den gesetzlichen Rahmen, um mit Marktteilnehmern entsprechende Vereinbarungen zu treffen, die in kritischen Situationen zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung eingesetzt werden.

Eine Aggregation von Elektrofahrzeugen für die Bereitstellung von Netzkapazitäten sowie zur Nutzung als abschaltbare Lasten ist nur bei entsprechend hoher Anzahl beziehungsweise Marktdurchdringung möglich. Einerseits muss vom Fahrzeug-Poolbetreiber nachgewiesen werden, dass eine Leistung von mind. 5 MW bereitgestellt werden kann, um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können. Zusätzlich müssen hierfür die entsprechende intelligente Netzinfrastruktur sowie ein sinnvoller regulatorischer Rahmen vorhanden sein, damit eine Integration von E-Fahrzeugen gelingen kann.

Für die Integration von Elektrofahrzeugen in das Smart Grid ist derzeit primär die Niederspannungsebene, also § 14a EnWG, entscheidend. Die Interviewpartner sehen folgenden Handlungsbedarf, damit Elektroautos als abschaltbare Lasten genutzt werden können:

Der § 14a EnWG¹⁶ regelt die Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen und soll die Nutzung von E-Fahrzeugen als abschaltbare Lasten ermöglichen, allerdings stellen sich bei der Integration von Elektrofahrzeugen in die Netzinfrastruktur praktische Probleme. Denn § 14a EnWG regelt nur die Reduzierung der Last. Zuschaltungen bleiben den Netzbetreibern vorbehalten. Diese Reduzierung der Last darf ausschließlich zu Zwecken der Netzentlastung vorgenommen werden (Durchleitungskapazität).¹⁷ Eine spontane Steuerung der Rückspeisung seitens des Elektrofahrzeugnutzers ist gesetzlich nicht vorgesehen. Somit kann ein Nutzer lediglich seinen Strombedarf über definierte Ladeprofile frühzeitig an den Netzbetreiber melden, damit dieser die Lastprofile in seinen Fahrplänen für die Netzsteuerung berücksichtigen kann. Die flexible Nutzung von Elektrofahrzeugen, wie sie im Alltag eines durchschnittlichen Nutzers häufig vorkommt, wird hierdurch erschwert.

Die Regelungen des § 14a EnWG sind also eher auf den klassischen Fall eines stationären Stromverbrauchers zugeschnitten. Besonders deutlich wird dies an der Regelung, dass Elektromobile zwar explizit als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen genannt werden, für diese Verbrauchseinrichtungen gleichzeitig aber jeweils ein separater Zählpunkt gefordert wird. Dies ist derzeit technisch nicht umfassend realisierbar – an öffentlichen Ladestationen zum Beispiel deshalb nicht, weil alle Fahrzeuge, die diese Station nutzen, aus Netzsicht den glei-

¹⁶ Die EnWG-Novelle formuliert hierzu: „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben 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 vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird“.

¹⁷ vgl. Raabe 2013, S. 1488

chen Zählpunkt gebrauchen. Andere Herausforderungen stellen sich im privaten Wohnumfeld, wie zum Beispiel die notwendige Ertüchtigung des Hausanschlusses für die Teilnahme am Strommarkt (vgl. 2.5.2). Einige Interviewpartner kritisieren daher, dass die Anwendung des §14 EnWG sich bisher nur für spezielle Anwendungen wie zum Beispiel im Flottenmanagement eignet, bei denen eine zeitliche Planung des Stromverbrauchs möglich ist.

Das EnWG regelt auch die Vergütung einer Nutzung von Elektrofahrzeugen gemäß §14a. Es werden zwar monetäre Anreize gewährt. Eine Reduzierung des Netzentgeltes ist aber nur möglich, wenn die Steuerung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber erfolgt. Nutzer eines Elektrofahrzeugs müssen somit die Autonomie der Steuerung ihres Ladevorgangs aus der Hand geben. Eine Flexibilisierung der Netzentgelte in Richtung einer atypischen Netznutzung, wie sie bei der Vermarktung von Regelenergie möglich ist, wird daher von den Gesprächspartnern der Experteninterviews befürwortet. Der aktuelle Kabinettsentwurf trifft hierzu allerdings keine entsprechenden Regelungen.

2.4 Integration von Elektrofahrzeugen im Kontext von Unbundling

Der Begriff Unbundling (Entflechtung) bezeichnet die gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Netz und Vertrieb in der Energiewirtschaft. Diese Trennung soll Diskriminierungen, Quersubventionierungen und andere Wettbewerbsverzerrungen verhindern und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer herstellen. Denn ein Energieversorger, der gleichzeitig Netzbetreiber ist, hätte sonst die Möglichkeit, Energie aus den eigenen Erzeugungsanlagen günstiger oder sogar kostenfrei durch das eigene Netz zu leiten. Auch könnte er Informationen über Kapazitätsengpässe oder freie Kapazitäten oder Kundenwechsel zu eigenen Gunsten nutzen. Für andere Marktteilnehmer würde das erhebliche Wettbewerbsnachteile bedeuten. Die Entflechtungsvorschriften des EnWG bestimmen, wie die Trennung des Netzbetriebs von anderen Unternehmensbereichen umzusetzen ist. Bei großen Unternehmen mit mindestens 100.000 Kunden muss der Netzbetreiber gesellschaftsrechtlich eigenständig operieren – also rechtlich entflochten sein. Zusätzlich gelten informatorische, buchhalterische und operationelle Entflechtungsvorschriften. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) überwacht deren Einhaltung.

Wenn Elektrofahrzeuge für ein mobiles Lastmanagement genutzt werden sollen, sind die Entflechtungsvorschriften zu beachten.¹⁸ Im derzeitigen Marktmodell würde dies für die Anbieter von Fahrzeug-Pools einen hohen Abrechnungs- und

¹⁸ 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 Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen (dejure.org/gesetze/EnWG/22.html).

Administrationsaufwand mit sich bringen. Denn regelmäßig genutzte Elektrofahrzeuge brauchen pro Jahr mehrere hundert Ladevorgänge, die alle im Bilanzkreis eindeutig abgebildet und abgerechnet werden müssen.

Übertragungsnetzbetreibern schreibt das EnWG zudem die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform für die Ausschreibung von Regelenergie vor. Die interviewten Experten kritisieren allerdings, dass diese Plattformen nicht auf einen stark ausdifferenzierten Markt mit einer Vielzahl von Akteuren und hohen Transaktionsfrequenzen ausgelegt sind, wie er bei der Einbindung von Elektrofahrzeugen entstehen würde. Darüber hinaus muss eine automatisierte Überwachung realisiert werden, die die Einhaltung der Entflechtungsvorschriften auch bei hohen Transaktionsfrequenzen gewährleisten kann. Die aktuellen Gesetzesentwürfe des Bundeskabinetts sehen hierzu keine Regelungen vor, allerdings könnten die hierzu notwendigen Informationen und Daten in der nationalen Informationsplattform perspektivisch bereitgestellt bzw. aufbereitet werden.

Infobox Unbundling:

Im Rahmen der informatorischen Entflechtung müssen sensible Daten (z. B. Kundendaten) geschützt werden, d. h. Kundendaten aus dem Netzbereich dürfen nicht an den Vertrieb weitergegeben werden. Der Netzbetreiber muss geeignete Maßnahmen ergreifen, um einen Austausch oder eine Vermischung der Datenbestände zwischen Netz und Vertrieb zu verhindern (Chinese Walls). Die buchhalterische Entflechtung schreibt die Trennung der Rechnungslegung vor. Daher müssen Energieunternehmen Konten, Bilanzen, sowie Gewinn- und Verlustrechnungen für die Erzeugung, Übertragung und den Vertrieb getrennt ausweisen. Alle Bereiche sind so zu behandeln, als seien sie komplett eigenständige Unternehmen. Aus diesem Grund müssen sämtliche Kosten des Netzbereichs verursachungsgerecht zugeordnet werden können. Die operationelle Entflechtung soll unabhängig voneinander agierende Organisationsstrukturen gewährleisten.

Auf der Ebene der Übertragungsnetze ist ein neutraler Netzbetrieb bereits etabliert. Im Bereich der regionalen und lokalen Verteilnetze sind jedoch Verflechtungen üblich. Ein Grund dafür sind die Ausnahmeregelungen, die für Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden entschärfte Vorschriften vorsehen. Derzeit treffen diese Ausnahmen auf rund 90 Prozent der Strom- und 95 Prozent der Gasverteilnetzbetreiber zu. Sie sind daher von den gesetzlichen Regelungen zur Trennung von Netz und Vertrieb ausgenommen.

2.5 Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart Home

Die besten Bedingungen zur Nutzung des technischen Lastverschiebepotenzials (Flexibilitäten) von Elektrofahrzeugen sind dort gegeben, wo Fahrzeuge lange mit der Ladestation verbunden sind und sich ihr Ladezustand und -bedarf über einen bestimmten Zeitraum prognostizieren lässt. Das ist z. B. im privaten Bereich (Smart Home) und auf dem Firmenparkplatz des Arbeitgebers (Smart Building) der Fall.

Der Begriff „Smart Home“ bezeichnet die Vernetzung intelligenter Komponenten, Geräte und Systeme (Smart Devices) in privat genutzten Wohnungen oder Häusern. Weitere produkt- oder firmenspezifische Bezeichnungen, die synonym gebraucht werden, sind: Intelligentes Haus, Vernetztes Haus, Haussteuerung und Smart Living. Ist ein Haus durchgängig vernetzt und sind sämtliche Geräte mit einem zentral gesteuerten Energiemanagementsystem verbunden, ist es (bisher nur theoretisch) möglich, das Lastverschiebepotenzial eines Ein- oder Mehrfamilienhaus am Energiemarkt anzubieten.

Neben intelligenten Geräten und Systemen bedarf es einer geeigneten Kommunikationsinfrastruktur, um diese komplexen Vorgänge optimal zu steuern. Sowohl bei der gewerkeübergreifenden Steuerung als auch bei der netzseitigen Einbindung, besteht nach Ansicht der Interviewpartner Entwicklungsbedarf. Mit der Steuerbarkeit von Verbrauch und Einspeisung in Häuser durch einen Netzbetreiber beschäftigen sich verschiedene Initiativen, ohne diese bisher schon umfassend und mit der notwendigen Steuerungslogik technisch umgesetzt zu haben. Die Anwendung der notwendigen Algorithmen wird in Pilotprojekten erprobt. Ihre Entwicklung ist aufwendig. Neben technischen Herausforderungen müssen auch regulatorische Bedingungen erfüllt werden.¹⁹

Welche technischen Möglichkeiten sich im „Smart Home“ ergeben können, zeigte sich im Rahmen eines sog. „Plugfests“ am VDE-Prüfinstitut (BMW i 2015). Dort wurde die systemübergreifende Integration eines Elektrofahrzeuges in ein hausinternes Energiemanagement mit Komponenten unterschiedlicher Hersteller erfolgreich getestet. Über ein Gateway vernetzten unterschiedliche Hersteller ihre Produkte miteinander, sodass diese über die zentrale Steuereinheit eines Energiemanagementsystems angesprochen werden konnten. Der über die hauseigene Photovoltaik-Anlage erzeugte Solarstrom diente nicht mehr nur dem Aufladen der Hausbatterie. Er konnte ebenso – über Hersteller- und Vernetzungsprotokolle hinweg – direkt zum Laden eines Elektroautos genutzt werden. Darüber hinaus bestand die Möglichkeit, den Strom in der Batterie des Elektrofahrzeuges zwischenspeichern und zum gegebenen Zeitpunkt in das Stromnetz einzuspeisen.²⁰

¹⁹ Mültin 2014, S. 145ff.; DKE 2013

²⁰ Energie + Technik 2015

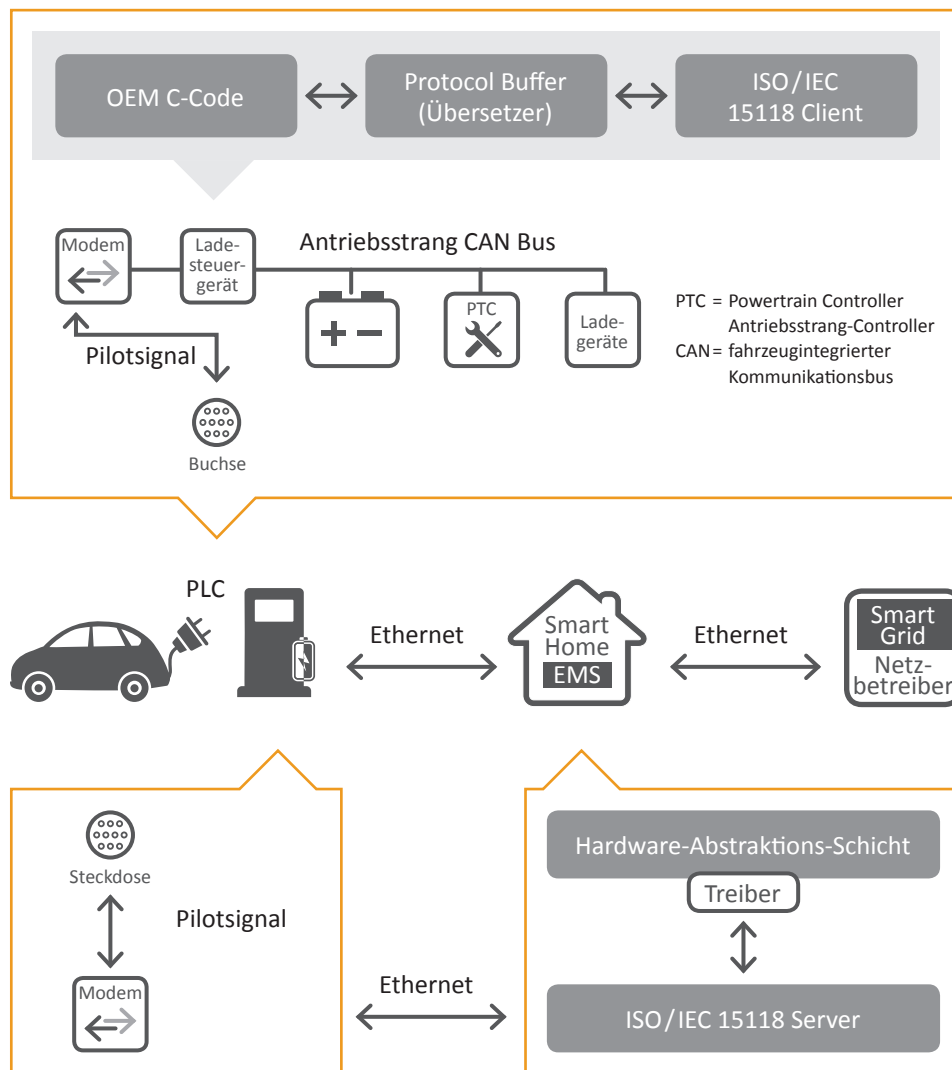


Abbildung 3: Integration eines Elektrofahrzeugs in ein Energiemanagementsystem. (Quelle: in Anlehnung an Mültin, S. 54)

2.5.1 Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen

Eine entscheidende Bedingung für die Integration von Elektrofahrzeugen in das Energienetz (vgl. Abbildung 3) ist die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens. Das bedeutet, dass die Fahrzeugbatterie je nach Bedarf technisch in der Lage sein muss, Strom sowohl aus dem Netz aufzunehmen als auch in dieses zurückzuspeisen.

Damit ein Elektrofahrzeug geladen werden kann, müssen entsprechende Kommunikationsschnittstellen zwischen Fahrzeug, Ladepunkt und Smart Grid realisiert sein. Im IEC-Standard 61851 ist ein Protokoll definiert, das die Signalübertragung zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation während des Ladevorgangs vermittelt. Für diesen Standard ist die Normungsarbeit weit fortgeschritten. Für die Integration eines Elektrofahrzeugs in ein Smart Home ist die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Smart Grid von großer Bedeutung. Der Normentwurf ISO/IEC 15118 spezifiziert diese Kommunikation. Er berücksichtigt bisher aber nur

die Steuerung der Wirkleistung und nicht die energierelevanten Zusatzinformationen, die für Steuerung der Lastverschiebung notwendig wären.²¹

Damit die relevante Zusatzinformationen aus den Elektrofahrzeugen erfasst und verarbeitet werden können, sind ein oder mehrere leistungsfähige Kommunikationsprotokolle notwendig. Zusätzlich muss eine Steuerungsebene jenseits der Ladesäule existieren. Für das Last- und Speichermanagement mit Elektrofahrzeugen sowie für die Übermittlung von dynamischen Preisinformationen werden in den Normen IEC 61850 und IEC 61968/61970²² grundlegende Mechanismen definiert. Um bidirektionales Laden für die Bereitstellung von Flexibilitäten aus Elektrofahrzeugen nutzen zu können, brauchen die Netzbetreiber aber weitere Fahrzeuginformationen, vor allem über die Kapazität der Batterie, deren Ladezustand und mögliche Ladezyklen. Die Gesprächspartner in den Interviews kritisieren, dass Hersteller von Elektrofahrzeugen bisher die Öffnung der Schnittstellen verweigern, die das Auslesen dieser Daten ermöglichen würde. Erst wenn die Hersteller diese Blockade aufgeben, können die relevanten Normen weiterentwickelt werden. Handlungsbedarf wird insbesondere bei der Erstellung eines Kommunikationsstandards für das Flotten-Management (FMS) gesehen, da hier ein für Systemdienstleistungen besonders hohes und effektives Aggregationspotenzial besteht (vgl. auch 2.2).

Derzeit ist es wirtschaftlich noch lohnender, selbst erzeugten Strom zur gefördernten Vergütung ins Netz einzuspeisen als ein Elektrofahrzeug damit zu laden. Wenn jedoch in ein bis zwei Jahren die Förderung für die ersten Photovoltaik-Anlagen ausläuft, dann wird die Integration von Elektrofahrzeugen in das Energienetz an Bedeutung gewinnen. Bis es soweit ist, sollten die notwendigen Normen entwickelt werden und anwendbar sein.

2.5.2 Elektromobilität beginnt am Hausanschluss

Fast alle derzeit verfügbaren Elektrofahrzeuge können prinzipiell an normalen Haushaltssteckdosen geladen werden, auch wenn deren Leistung relativ gering ist (einphasig, 230 V/10 A; 2,3 kW), sodass der Ladevorgang je nach Batteriekapazität zwischen sechs und zwölf Stunden dauert. Jedoch sind Haushaltsteckdosen nicht darauf ausgelegt, dauerhaft über mehrere Stunden mit sehr hohen Strommengen belastet zu werden. Um ein Elektrofahrzeug sicher laden zu können, ist daher die Installation einer Wallbox²³ empfehlenswert. Eine solche Wallbox ermöglicht es dem Nutzer auch, zeitversetzt und netzgesteuert zu laden. Sie stellt die kommunikative Integration in ein Energiemanagement im Haus sicher. Neben der Wallbox ist der dahinterliegende Hausanschluss von entscheidender Bedeutung für die Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart Grid.

²¹ DKE 2014, S. 46

²² DKE 2014, S. 47

²³ Der Begriff ist nicht genormt und kann die gesamte Bandbreite von der Installation einer einfachen Starkstrom-Steckdose in der Garage bis zum vernetzten Ladeanschluss, der mit der Heim- und Fahrzeugelektronik kommuniziert, abdecken.

Der Hausanschluss ist die Schnittstelle zwischen dem Energie- und dem Hausnetz. Die übliche Haustechnik hat einen Leistungsbedarf von 14,5 kW. Mit dem Betrieb eines Elektrofahrzeuges und der Nutzung von Schnellladeverfahren (ca. 22–60 kW) reicht die vorhandene Leistung des Hausanschlusses nicht aus. Der Hausanschluss muss auf eine höhere Leistung ertüchtigt werden, was für den Nutzer mit einem hohen Kostenaufwand verbunden ist. Zusätzlich muss der Netzbetreiber dem Nutzer garantieren, dass er die installierte Leistung an seinem Hausanschluss abrufen kann. Im Netzbetrieb muss die höhere Anschlussleistung berücksichtigt werden. Bei zunehmender Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen mit einem entsprechenden Ausbau der Hausanschlüsse würde dies langfristig zusätzliche Kosten für den Netzausbau verursachen. Daher wird von einigen Gesprächspartnern die Beschränkung des Hausanschlusses auf eine bestimmte kW-Leistung empfohlen. Ausgehend von der Anschlussleistung würden dann bis zu einem kW-Wert zunächst alle Verbraucher in einem Haus „versorgt“. Nur was noch an Leistung zur Verfügung steht, könnte dann für mobile Lasten wie Elektrofahrzeuge verwendet werden. Hierdurch würden einerseits die Kosten für die Ertüchtigung des Hausanschlusses für den Nutzer sinken und zusätzlich der Ausbaubedarf durch eine bessere Prognosefähigkeit im Netzbetrieb beschränkt werden. Außerdem würde für den Nutzer ein Anreiz gesetzt werden, den eigenen Energieverbrauch zu minimieren.

Alternativ sind Konzepte mit lokalen stationären Batteriepufferspeichern denk- und realisierbar, die keine Erhöhung der Leistung des Hausanschlusses erfordern und dennoch hohe Ladeleistungen erlauben. Hier sehen die interviewten Experten eine sinnvolle Möglichkeit – durch die Etablierung zellenartiger lokaler Smart Grids – die eigenverbrauchsoptimierte Energienutzung zu fördern. Der Vorteil solcher Ansätze liegt auch in der spürbaren Senkung von Netzbelastungen durch Fluktuationen in Stromverbrauch und / oder -einspeisung.

Soll allerdings ein Elektrofahrzeug vom Netzbetreiber für Systemdienstleistungen genutzt werden, muss dafür ein separater Hausanschluss eingerichtet werden. Das ist zum einen notwendig, weil jede Entität, die am Energiemarkt teilnimmt, vom Netzbetreiber eindeutig adressierbar sein muss. Zum anderen, weil die Unbundling-Vorschriften vom Netzbetreiber eine Abbildung jeder Erzeugungs- bzw. Verbrauchereinheit im Bilanzkreis fordern (vgl. 2.4). Aus diesem Grund sprechen sich einige Gesprächspartner für die Einrichtung einer virtuellen Verbrauchsunterbrechung hinter dem Hausanschluss aus. Dann wäre ein separater Hausanschluss keine Voraussetzung mehr für das Abrufen von Systemdienstleistungen, weil der Netzbetreiber über die virtuelle Verbrauchsunterbrechung direkt auf das Steuerungspotenzial im Haus zugreifen kann.

2.5.3 Smart Meter und die Nutzung variabler Ladetarife

Neben der abgabeorientierten Integration ist eine einspeiseorientierte Integration von Elektrofahrzeugen die zweite Möglichkeit, deren Kapazitäten für das Energienetz nutzbar zu machen. Das erfordert variable Tarife und mithin intelligente Messsysteme und Zähler (sog. Smart Meter).

Bisher existiert in fast allen Haushalten nur eine einseitige Kommunikations- und Lieferbeziehung zwischen dem Energieversorger und seinen Kunden. Smart Meter sind demgegenüber in der Lage, zwei wichtige Funktionen im Stromsystem zu übernehmen. Erstens bieten sie den Kunden die Möglichkeit, ihren Stromverbrauch intelligent zu managen, indem sie diesen zeit-, preis- und anwendungs-differenziert visualisieren. Zweitens können sie einen Baustein für die weitere Integration von Strom aus erneuerbaren Quellen liefern. Denn über ihre Kommunikationseinheit, den Smart Meter Gateway, können Kleinerzeugungsanlagen, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen in ein Smart Grid eingebunden werden. Das ist für Netzbetreiber wie für Direktvermarkter eine Voraussetzung, um Anlagen so zu steuern, wie es sowohl für die System-sicherheit als auch für die effiziente Vermarktung des Stroms erforderlich ist.

Die Einführung von Smart Metern ist bisher allerdings nicht weit vorangeschrit-ten. Nachdem das BMWi Ende 2014 dem Einsatz von Smart Meter-Technologien „offiziell“ das AUS bescheinigt hatte²⁴, könnte das Thema durch das im Juli 2015 veröffentlichte Weißbuch des BMWi eine Belebung erfahren. Darin wird die schrittweise Einführung von Smart Metern als wichtige Voraussetzung für eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs und die Senkung der Kosten des Netzausbaus festgestellt. Am 04.11.2015 hat das Bundeskabinett den vom BMWi vorgelegten Regierungsentwurf für ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende beschlossen, welches weitere wesentliche Weichen für den zuverlässigen und wirtschaftlichen Einsatz von Smart Metern stellen soll.²⁵

Die Rahmenbedingungen für die Einführung von Smart Metern könnten sich im Zuge des Maßnahmenpaketes aus der Umsetzung des Weißbuches verbessern, al-lerdings müssen noch regulatorische Anpassungen vorgenommen werden, so zum Beispiel bei den Standardlastprofilen (SLP). „Standardlastprofile sind repräsentative Lastprofile, die für die unterschiedlichen Kundengruppen (Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe) angewendet werden, bei denen jeweils ein ähnliches Abnahmeverhalten anzunehmen ist“.²⁶ Die Bindung der Belieferungs- und Bilanzierungsverfahren nach §12 Abs. 1 StromNZV an das Standardlastprofil stellt für die Einführung „echter“ variabler Tarife im Sinne eines Demand Side Managements ein unüber-windliches Hindernis dar. Dies wird von den Interviewpartnern als erhebliches Hemmnis bewertet, denn die Definition eines starren Profils macht es unmöglich, Verbrauchsverlagerungen differenziert abzubilden. Andere Belieferungsverfahren (RLM u. ZSG) sind theoretisch besser geeignet, scheitern aber an den hohen Infra-strukturkosten beziehungsweise noch notwendigem Entwicklungsbedarf.²⁷

Seit dem Jahr 2008 schreibt das EnWG vor, dass Energieunternehmen ihren Kun-den einen Tarif anbieten müssen, der einen Anreiz setzt, Energie einzusparen oder den Energieverbrauch zu verlagern. Nach den Vorgaben des EnWG sind dies insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Es sind drei Tarifarten zu unterscheiden:

²⁴ Handelsblatt.de 2014

²⁵ BMWi 2015d

²⁶ https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standardlastprofile

²⁷ Schnurre 2014, 55

Klassischer zeitvariabler Tarif (ZVT)	Zeitvariabler Tarif mit besonderen Ereignisse (ZVT-BE)	Lastvariabler Tarif (LVT)
<p>Bei diesem Tarif werden feste Zeitfenster mit unterschiedlichen Preisen vorgegeben, die in der Regel über einen längeren Zeitraum gelten. Nach diesem Verständnis ist dabei sowohl der Preis für das jeweilige Zeitfenster als auch der Zeitraum des jeweiligen Zeitfensters lange im Voraus festgelegt. Der HT / NT-Tarif ist dabei die einfachste Grundform dieses Tariftyps.</p> <p>Die tatsächliche Lastsituation kann mit einem solchen Tarif nicht abgebildet werden. Lastverlagerungseffekte sind mit ihm nur zu erreichen, wenn die Lastsituation zufällig mit der abgebildeten Situation übereinstimmt – da die Berechenbarkeit fehlt, sind positive Effekte nur in einem sehr geringen Umfang möglich.</p> <p>Optimistischen Einschätzungen nach besteht etwa 5-10 % Lastverlagerungspotenzial; die erzielten Ergebnisse liegen meist jedoch darunter. Der Nutzen dieses Tariftyps ist damit sehr begrenzt, weshalb er in der folgenden Betrachtung nicht weiter beachtet wird.</p>	<p>Dieser Tarif (auch bekannt als Critical Peak Pricing) ist ein zeitvariabler Tarif, der darauf ausgelegt ist, im Fall von Netzengpässen und Spitzenlastzeiten lastverlagernde Effekte zu erzeugen. Dies wird erreicht, indem vertraglich festgelegt wird, dass in einem bestimmten Umfang (bspw. 1-2 % der Jahresstunden) vordefinierte, extrem hohe Preise auftreten können, die meist 24 Stunden zuvor angekündigt werden. Der sehr hohe Preis führt dazu, dass in Peak-Zeiten hohe Verlagerungsquoten von ca. 15-30 % (einzelne Studien gehen sogar von noch höheren Potenzialen aus) erzielt werden können.</p>	<p>Unter lastvariablen Tarifen werden alle Tarife verstanden, die andauernd Lastverlagerungssignale an den Kunden transportieren. Dies kann über eine direkte Kopplung an den Börsenstrompreis mittels eines dynamischen Tarifmodells erreicht werden, oder über Tarife, die für unterschiedliche Börsenpreise unterschiedliche Preisfenster vorsehen und diese je nach Preisentwicklung in der jeweiligen Zeit einsetzen. Der Endkunde wird dabei über die Preise bzw. eingesetzten Zeitfenster entweder am Vortag oder sogar noch kurzfristiger informiert. Hinsichtlich der Lastverlagerung zu Spitzenlastzeiten können diesem Tariftyp je nach Design vergleichbare Werte wie dem ZVT-BE zugeschrieben werden.</p>
Eignung, einen energiewirtschaftlichen Effekt zu erzielen:		
<p>nicht geeignet</p> 	<p>potenziell geeignet</p> 	<p>potenziell geeignet</p> 

Tabelle 2: Überblick – Arten von variablen Tarifen. (Quelle: verändert, nach Schnurre 2014, S. 6)

Variable Stromtarife können den Nutzern von Elektrofahrzeugen einen Anreiz bieten, Ladevorgänge in Zeiten günstiger Strompreise zu verlegen und ihre Batterien für Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Würden Elektrofahrzeuge intelligent an das Stromnetz angebunden, sanken die Kosten für den Netzausbau. Diese Kostenvorteile könnten dem Nutzer in Form von variablen Tarifen für Elektroautos weitergereicht werden.²⁸

Laut dem Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur bieten rund 80 Prozent der Energieversorger tageszeitabhängige Tarife an. Lediglich 10 Prozent haben lastvariable Tarife im Angebot. Bisher sind HT/NT-Tarife²⁹ und einfache Tarife mit bis zu drei Tarifzeiten am weitesten verbreitet. Die Preisunterschiede zu Festpreistarifen sind aktuell jedoch nur sehr gering und lassen keine Lastverlagerungseffekte erwarten. Auch der Anreiz einer Nutzung von variablen Tarifen für Elektrofahrzeuge ist daher bisher gering. Nur in manchen Pilotprojekten gibt es schon Stromtarife, die sich am Börsenpreis orientieren.³⁰

Nach Ansicht der Gesprächspartner reicht der von variablen Tarifen ausgelöste Anreiz aus zwei Gründen derzeit nicht aus, um Stromkunden zu einer nennenswerten Verlagerung ihres Verbrauchs zu veranlassen:

Erstens muss nach den aktuellen Vorschriften des Verbraucherschutzgesetzes eine Änderung des Strompreises sechs Wochen vorher angekündigt werden. Für einen zeitvariablen Tarif mit besonderen Ereignissen kann eine Anpassung der Geschäftsbedingungen dieses Problem relativ einfach lösen – nicht aber für einen lastvariablen Tarif, der sich möglicherweise im Viertelstundentakt ändern würde, wenn er etwa die Börsenpreise berücksichtigte.

Zweitens sind die Preisschwankungen an der Strombörse für lastvariable Tarife aktuell zu klein, um eine preisindizierte Verhaltensänderung beim Kunden hervorzurufen. Hinzu kommt, dass für die effektive Darstellung eines lastvariablen Tarifs eine geeignete Steuerungslogik im Gesamtsystem verankert werden muss, die Netzzustandsmeldungen in Echtzeit verarbeitet. Das ist bisher nicht vorgesehen.

Für die Umsetzung preisvariabler Tarife würde sich nach der Einschätzung der Gesprächspartner ebenfalls ein Netzampel-Modell anbieten, ähnlich wie sie der BDEW für die Bereitstellung der Regelenergie vorgeschlagen hat (vgl. 2.2). Indem sie Netzengpässe signalisiert, kann eine solche Ampel in ZVT-BE-Tarifmodellen zeitvariable Preisdifferenzen anzeigen. Allerdings wird eine Ampel auch nur für ZVT-BE-Tarife als halbwegs realistische Option bewertet. Denn für die Einführung lastvariabler Tarife wäre wie eingangs beschrieben eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig (Standardlastprofile). Daher sehen die interviewten Experten lastvariable Tarife derzeit nicht als realistische Option an, sondern halten unter den gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen allenfalls die Einführung zeitvariabler Tarife mit besonderen Ereignissen in Kombination mit einer Netzampel für machbar.

²⁸ DDI/VDE 2015

²⁹ HT=Hauptzeit, NT=Nebenzeit

³⁰ Schnurre 2014, S. 55

3 Fazit und Schlussfolgerungen

In den vergangenen Jahren wurden die grundlegenden Rahmenbedingungen für die Integration von Erneuerbaren Energien in das Energiesystem geschaffen. In der zweiten Phase der Energiewende muss es in den nächsten Jahren gelingen, ein auf die Nutzung von Erneuerbaren Energien angepasstes Marktmodell auf den Weg zu bringen und die schwankende Stromeinspeisung sowie den sinkenden Bedarf an konventioneller Erzeugungsleistung durch eine Anpassung des Energienetzes zukunftssicher zu gestalten. Das Weißbuch zum Strommarktdesign sowie das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ sind notwendige Schritte, um diesen Anforderungen an ein modernes Energiesystem gerecht zu werden.

Den Netzbetreibern kommt in dieser zweiten Phase der Energiewende eine Schlüsselrolle zu. Denn wegen der schwankenden und dezentralen Einspeisung von Erneuerbaren Energien müssen Netze zunehmend aktiver gemanagt werden. Häufig wird beispielsweise von der Verteilnetzebene Strom in die Übertragungsebene zurückgespeist, um die Stabilität und Versorgungssicherheit des Energienetzes sicherzustellen. Das Verteilnetz übernimmt damit zunehmend auch Aufgaben des Übertragungsnetzes. Kapitel 1 hat gezeigt, dass auf der Verteilnetzebene unzureichende Anreiz- und Vergütungsstrukturen den intelligenten Netzausbau hemmen. Nach wie vor wird der konventionelle Ausbau gegenüber dem intelligenten Ausbau des Verteilnetzes besser gestellt. Die Anreizregulierung trägt dem höheren Aufwand an Betriebskosten beim Einsatz intelligenter Technologien keine Rechnung. Die Aufgabenkataloge der Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber müssen daher entsprechend angepasst und bei der Festlegung des Netzentgelts eine Differenzierung zwischen unterschiedlichen Investitionskosten berücksichtigt werden. Nur dann wird die IKT-Investitionsbereitschaft der Marktakteure steigen.

Der Merit-Order-Effekt, der teuer produzierende Kraftwerke vom Markt drängt, und die dadurch sinkenden Erlöse aus der konventionellen Energieerzeugung haben spürbare Auswirkungen auf die Geschäftsergebnisse von Energieversorgungsunternehmen und erfordern neue Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Stehen zukünftig zu bestimmten Zeiten konventionelle Kraftwerke entsprechend dem Bedarf des Strommarktes in zu geringem Maße zur Verfügung, so müssen diese Engpässe oder Überschüsse durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ausgeglichen werden, zum Beispiel durch den Einsatz positiver oder negativer Regelenergie.

Kapitel 2 hat das Potenzial von Elektrofahrzeugen, die in ein intelligentes Netz integriert sind, zur Bereitstellung solcher Systemdienstleistungen untersucht. Dabei ist deutlich geworden, dass sinnvolle Möglichkeiten einer Integration von E-Fahrzeugen in das Energienetz bestehen, derzeit aber aus unterschiedlichen technischen und regulatorischen Gründen noch nicht genutzt werden können. Grundsätzlich eignen sich Elektrofahrzeuge, die zu virtuellen Pools aggregiert sind, zwar für den Einsatz in netzdienlichen Systemdienstleistungen – allerdings nur bei einer Anzahl und Marktdurchdringung, die heute noch nicht erreicht ist. Bei einer vorgegebenen Vermarktungsgröße von 5 MW für präqualifizierte Leistungen müssen

Fahrzeuge in einer vierstelligen Stückzahl in einem Übertragungsnetzbereich für eine Aggregation verfügbar sein.

Weitere Hürden kommen hinzu:

- Es gibt im Verteilnetzbetrieb bisher keine umfassende allgemeine Information über die Netzauslastung, die Grundvoraussetzung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch andere Anbieter als den jeweiligen Netzbetreiber wäre.
- Es ist nicht geklärt, wie eine Bilanzierung von Elektrofahrzeugen effizient organisiert werden kann. Bewegt sich heute ein Elektrofahrzeug über mehrere Bilanzkreise (also von einem Netzgebiet in ein anderes), so erscheint es als derselbe Zählpunkt in mehreren Bilanzkreisen.
- Der bestehende Regelenergiemarkt ist nicht auf eine hohe Handelsfrequenz ausgelegt, wie es für die Integration alternativer Systemdienstleister notwendig wäre. Dort werden derzeit nur hohe Leistungsmengen in geringer Frequenz abgefragt.
- Die Bereitstellung von präqualifizierten Lasten wird aufgrund der ungenauen Prognosemöglichkeiten für mobile Elektrofahrzeug-Pools nicht sinnvoll möglich sein. Nur der Einsatz als flexible Lasten für die Bereitstellung von Minutenreserven und Sekundärleistung wäre derzeit überhaupt vorstellbar. Auch dabei ließen sich allerdings die aktuell geforderten Mindestbereitstellungsgrößen von mehr als fünf Megawatt nicht realisieren, da aktuell zu wenige E-Fahrzeuge für eine Aggregation in den Netzgebieten verfügbar sind.
- Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten ist noch auf das System der konventionellen Energieversorgung zugeschnitten. Ein Elektrofahrzeug kann nur eine passive Rolle übernehmen und sich als vordefinierte Entität (frühzeitig definierte Lastprofile) anbieten. Eine individuelle Steuerung des Energieabflusses durch den Nutzer des Fahrzeugs ist nicht vorgesehen.
- Die Netzentgelte beziehen derzeit keine atypische Netznutzung ein, die für die Steuerung des Ladevorgangs unterschiedliche Anreize für Fahrzeugnutzer und Netzbetreiber setzt.
- Die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens ist bisher weder technisch noch normativ ausreichend realisiert. Die notwendigen Normungsaktivitäten haben noch nicht den notwendigen Reifegrad erreicht, um zum Beispiel ein umfassendes Flottenmanagement mit Elektrofahrzeugen zu erlauben (aktive Ein- und Ausspeisung im Verteilnetz). Das liegt auch daran, dass die Hersteller die Öffnung der zum Auslesen der benötigten Fahrzeugdaten relevanten Schnittstellen bisher verweigern.

Die besten Perspektiven für eine netzdienliche Integration bestehen für Elektrofahrzeuge mittelfristig in der Verbindung mit intelligenten Wohnungen und Häusern (Smart Home) sowie am Arbeitsplatz (Smart Building). In solchen intelligenten Gebäuden können Erzeuger und Verbraucher von Energie zu einer Entität

verschmelzen, die über ein Energiemanagement gesteuert werden kann. In ersten Pilotprojekten (z. B. Smart Lab Aachen und VDE Prüfinstitut) wurde gezeigt, dass die Integration eines Elektrofahrzeugs in das Energiesystem eines Smart Home gelingen kann. Welche Möglichkeiten sich daraus ergeben können, zeigen verschiedene Beispiele von Zukunftshäusern.³¹

Damit die Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Energiemanagement von Smart Homes gelingt, muss der Stromanschluss des Hauses mit einem intelligenten Stromzähler (Smart Meter) ausgestattet und auf hohe Leistungen bei bidirektionalen Ladevorgängen ausgelegt sein. Die Rahmenbedingungen für die Einführung von Smart Metern könnten sich infolge der im Weißbuch zum Strommarkt vorgeschlagenen Maßnahmen verbessern. Hierzu müssen allerdings regulatorische Anpassungen vorgenommen werden, die dafür sorgen, dass zeit- und lastvariable Tarife so dargestellt werden, dass sie den Kunden genügend hohe Anreize geben, ihren Stromverbrauch (oder Stromangebot) der jeweiligen Netzsituation flexibel anzupassen.

Die zunehmende Systemrelevanz der Erzeuger und Verbraucher auf niedrigeren Spannungsebenen erfordert eine intensivere Kooperation zwischen Vertrieb, Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern. Die Erhebung und Übermittlung von Daten für die Steuerung von netzbezogenen Maßnahmen im Verteilnetz unterliegt bisher keiner technischen Regulierung. Soll sich ein kommunikativ vernetzter Markt mit einer Vielzahl von Marktakteuren und Systemdienstleistern entwickeln, besteht Bedarf an spezifischen, allgemeinverbindlichen Regelungen zur Verwendung von Messdaten und Steuerungshandlungen, damit durch die Verwendung proprietärer Datenformate und uneinheitlicher Kommunikationsprozesse neue Akteure nicht vom Marktzugang ausgeschlossen werden. Die Definition einheitlicher Datenformate und Prozesse für die Marktkommunikation haben bei Veränderungsprozessen im Messwesen und bei Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Strom einen entscheidenden Beitrag zu deren Erfolg geliefert. Im Hinblick auf einen intelligenten Netzbetrieb und die Integration von Elektrofahrzeugen oder anderen neu hinzukommenden Entitäten, deren Entwicklung heute noch nicht abgeschätzt werden kann, wird es notwendig sein, Rollen und Aufgaben zwischen den Marktteilnehmern klarer zu definieren und die erforderlichen Kommunikationsprozesse zwischen Marktteilnehmern zu optimieren.

Die aktuellen Kabinettsentwürfe zum Strommarktdesign und zur Digitalisierung der Energiewende sind noch kein umfassendes Gesamtkonzept, leisten aber in einzelnen Bereichen wichtige Beiträge, um zukünftig Elektrofahrzeuge als Systemdienstleister in das Energienetz integrieren zu können.

³¹ Fraunhofer IAO 2014, Die Zeit 2011

Literatur

Agora Energiewende (2013): Stromverteilnetze für die Energiewende. Online unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/Stromverteilnetze/IMPULSE_Stromverteilnetze_fuer_die_Energiewende.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 08.04.2015).

BDEW (2015): Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze. Online unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/35FBF0FF213240B2C1257E3700454BC1/\\$file/BDEW_Stellungnahme_BMWi_Eckpunkte_Novelle_ARegV_28042015_web.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/35FBF0FF213240B2C1257E3700454BC1/$file/BDEW_Stellungnahme_BMWi_Eckpunkte_Novelle_ARegV_28042015_web.pdf), (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BMWi (2015): Plugfest der EEBus-Initiative Online unter: <http://autonomik40.de/2255.php>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BMWi (2015a): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des BMWi (Weißbuch). Online unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BMWi (2015b): Moderne Verteilernetze für Deutschland. Abschlussbericht. Online unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BMWi (2015c): Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs: Ein Strommarkt für die Energiewende (Konsultationsdokument) Online unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/konsultationsdokument,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BMWi (2015d): Gabriel: Das Fundament für den Strommarkt der Zukunft steht. Online unter: <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=737228.html>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BNetzA (2014): Jahresbericht 2014 – Netze ausbauen. Zukunft sichern. Infrastrukturausbau in Deutschland. Online unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Jahresbericht14barrierefrei.pdf?__blob=publicationFile&v=6, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

BNetzA (2014): Monitoringbericht 2014 – Netze ausbauen. Zukunft sichern. Infrastrukturausbau in Deutschland. Online unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

DDI/VDE (2015): Positionspapier IKT für Elektromobilität. Online unter: http://www.ikt-em.de/_media/Positionspapier_IKT_Elektromobilitaet.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

dena (2014a): Systemdienstleistungen 2030. Online unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

dena (2015a): Das Ampelsystem im intelligenten Stromnetz. Online unter: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/stromnetze/netzampelmartregeln-im-intelligenten-netz.html>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

dena (2015b): Entwicklung Lastmanagement in Deutschland. Online unter: http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/Lastmanagement/150213_Ergebnispapier_Marktentwicklung.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Deutsche Verbände Forum (2015): BMWI-Eckpunkte zur Novellierung der Anreizregulierung für Verteilernetze / VKU: notwendiger Um- und Ausbau der Verteilernetze in Gefahr. Pressemitteilung, 16.03.2015. Online unter: <http://www.verbaende.com/news.php/BMWI-Eckpunkte-zur-Novellierung-der-Anreizregulierung-fuer-Verteilernetze--VKU-notwendiger-Um-und-Ausbau-der-Verteilernetze-in-Gefahr?m=102152>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Die Zeit (2011): Eine Energiegemeinschaft von Haus und Auto. Online unter: <http://www.zeit.de/auto/2011-02/energie-haus-auto-vernetzung>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

DKE (2013): Normungsroadmap Smart Home + Building 2013. Online unter: http://www.dke.de/de/std/Informationssicherheit/Documents/RZ_DNRoadMap%20Smart%20Home%20+%20Building_web.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

DKE (2014): Normungsroadmap Elektromobilität 3.0 Online unter: <https://www.dke.de/de/std/aal/documents/nr%20elektromobilit%C3%A4t%20v3.pdf>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Energie + Technik (2015): Babylonische Sprachverwirrung der Smart Home Systeme beendet. Online unter: <http://www.energie-und-technik.de/smart-energy/artikel/118357/>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Forbes (2015): Apple Eyed BMW i3 As A Design For Electric Car. Online unter: <http://www.forbes.com/sites/brookecrothers/2015/07/29/apple-eyed-bmw-i3-as-a-design-for-electric-car-report/>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Fraunhofer IAO (2014): Plusenergiehaus – Architektur und Energie. Online unter: <http://www.iao.fraunhofer.de/lang-de/geschaeftsfelder/engineering-systeme/652-plusenergiehaus-architektur-und-energie.html?lang=de>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

handelsblatt.de (2014): Bund sagt intelligenten Stromzählern ade. <http://www.handelsblatt.com/technik/das-technologie-update/energie/smart-meter-bund-sagt-intelligenten-stromzaehlern-ade/10778912.html>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

IÖW (2014): Das Smart Grid aus technischer und marktlicher Perspektive. Online unter: http://www.innosmart-projekt.de/data/innosmart/user_upload/Dateien/InnoSmart01_Smart_Grid_Technische_und_marktliche_Perspektiven.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Mültin, M. (2014): Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home. Online unter: <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000042102>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

netzentwicklungsplan.de (2015): Die Übertragungsnetzbetreiber. Online unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/die-%C3%BCbertragungsnetzbetreiber>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015)

netztransparenz.de (2015): Deutsches Übertragungsnetz. Online unter: https://www.netztransparenz.de/de/deutsches_uebertragungsnetz.htm, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Next-Kraftwerke (2015): Dispatch&Redispatch. Online unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch>, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Raabe, O. (2013): Systemdienstleistungen und Elektromobilität im Verteilnetz – Rollen und Regulierung. Online unter: http://compliance.zar.kit.edu/downloads/Raabe_Weis_Ullmer_GI2013_Systemdienstleistungen_und_Elektromobilitaet_im_Verteilnetz.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Schnurre, S. (2014): Variable Tarife aus dem Blickwinkel der Lastverlagerung. Online unter: http://www.bne-online.de/en/system/files/files/attachment/Schnurre_ET_6_2014.pdf, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Solarpraxis AG (2015): Nach Merkel lehnt auch Gabriel Kapazitätsmärkte ab- Online unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/nach-merkel-lehnt-auch-gabriel-kapazittsmrkte-ab_100017900/, (Zuletzt aktualisiert: 04.08.2015).

Glossar

Blindleistung	Blindleistung dient zur Spannungshaltung im Stromnetz. Sie wird auf der Verbraucherseite dazu benutzt, ein Magnetfeld, zum Beispiel für den Betrieb von Elektromotoren oder Pumpen, aufzubauen. Blindleistung ergibt sich, wenn Leistung aus dem Energienetz zeitversetzt wieder in das Netz eingespeist wird und auf diese Weise zwischen Verbraucher und Erzeuger hin und her pendelt. Sie verrichtet keine nutzbare Arbeit auf der Seite des Verbrauchers, sie dient nur der Erzeugung von elektromagnetischen Feldern (vgl. Amprion.net).
Frequenz- erhaltung	Für den stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems müssen Frequenz- und Spannungshaltung durch den Verteilnetzbetreiber gewährleistet werden. Die Frequenzerhaltung sorgt dafür, dass die eingespeiste Leistung zu jedem Zeitpunkt dem Stromverbrauch (Last) entspricht. Durch Abweichungen, z. B. durch fluktuierende Einspeisung, kann es zu einer Veränderung der Frequenz kommen. Die Netzbetreiber sind dann verpflichtet, mit Hilfe von Systemdienstleistungsprodukten unverzüglich dafür zu sorgen, dass die Sollfrequenz wieder eingehalten wird.
Fahrplan	Der Fahrplan eines Netzbetreibers gibt an, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird (vgl. www.gesetze-im-internet.de).
Grünbuch	Ein Grünbuch ist ein Diskussionspapier zu bestimmten Themenbereichen und bildet die Grundlage für Weißbücher. Mit einem Grünbuch soll eine Diskussion über die entsprechenden Themen angeregt werden.
Netzentgelte	Die heutige Netzentgeltregelung hat im alten Versorgungssystem mit zentralen Großkraftwerken und passiven Kleinverbrauchern gute Dienste geleistet. Im kommenden System mit fluktuierender dezentraler Erzeugung und zunehmend aktiven Verbrauchern sollte sie konsequent weiterentwickelt werden, insbesondere wenn die Netzentgelte bei Kleinverbrauchern mit Standardlastprofil vorwiegend auf die Kilowattstunde umgelegt werden.

Plugfest	Ein Plugfest ist ein Treffen von Entwicklern von kompatiblen Produkten, bei dem das Zusammenspiel der einzelnen Geräte miteinander getestet wird. Die einzelnen Entwickler der Firmen bringen ihre Produkte zu einem solchen Plugfest mit und prüfen, ob Anzeige und Funktion korrekt sind.
Präqualifikationsanforderungen	Über das Präqualifikationsverfahren liefern die potenziellen Anbieter den Nachweis, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Vorhaltung und Erbringung von Abschaltleistungen erfüllen. Abschaltleistungen im Sinne von § 5 Abs. 1 Nr. 2 AbLaV werden in zwei unterschiedliche Qualitäten betrachtet: <ol style="list-style-type: none">1. Sofort abschaltbare Last (SOL)2. Schnell abschaltbare Last (SNL)
Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)	Ein regelbarer Ortsnetztransformator ist ein Transformator, der in der Lage ist, das Übersetzungsverhältnis während des Betriebs zu variieren. Damit besteht die Möglichkeit die Spannung, beispielsweise an der Sammelschiene oder an einem entfernten Punkt, gezielt anzupassen.
Regelenergie	Zum Ausgleich von Schwankungen innerhalb der Stromnetze, bedingt durch äußere Einflüsse wie Windverhältnisse bei Windenergieanlagen (WEA) oder durch Leistungsspitzen auf Seiten der Abnehmer, steht den Übertragungsnetzbetreibern sog. Regelenergie zur Verfügung. Zweck der Regelenergie ist der Ausgleich unvorhergesehener Schwankungen.
Smart Grid	Ein Smart Grid oder auch intelligentes Stromnetz ist die Bezeichnung für ein Stromnetz, in dem das Verhalten und die Aktionen aller an ihm angeschlossenen elektrischen Einheiten (Versorger und Verbraucher) vorhergesagt und intelligent auf sie reagiert wird. Dabei wird das Ziel einer zuverlässigen, ökonomischen und nachhaltigen Stromversorgung verfolgt.
Smart Home	Der Begriff „Smart Home“ ist Synonym für die Vernetzung intelligenter Komponenten, Geräte und Systeme („Smart Devices“) in privat genutzten Wohnungen oder Häusern. Weitere produkt- oder firmenspezifische Bezeichnungen, die synonym gebraucht werden, sind: Intelligentes Haus, Vernetztes Haus, Haussteuerung und Smart Living.

Smart Meter	„Intelligente Messsysteme“ (Smart Meter) erfassen, speichern und übermitteln Verbrauchsdaten der Nutzer und bieten die Möglichkeit der automatischen Steuerung und Schaltung von Geräten. Durch den transparenten Verbrauch und der Dokumentation von Lastprofilen sollen Einsparpotentiale erkannt und genutzt werden.
Smart Services	Smart Services oder „Intelligente Dienste“ unterstützen über cloudbasierte Plattformangebote insbesondere die Erhebung und Bereitstellung von Umgebungsinformationen (Sensorik), die Filterung und Aggregation von Daten und die nutzergerechte Präsentation der Informationen (vgl. www.bmwi.de).
Strombörse	„Die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig entstand im Jahr 2002 durch die Fusion der deutschen Strombörsen Frankfurt und Leipzig und ist eine der größten Energiehandelsplätze in Europa. An der EEX werden Kontrakte auf Strom, Kohle und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte gehandelt oder zum Clearing registriert.“ (vgl. www.eex.com)
Systemdienstleistungen	Netzbetreiber erbringen neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie Systemdienstleistungen (SDL) zur Stabilisierung des Netzes. Dies könnten sein: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau bzw. Netzengpassmanagement.
Übertragungsnetz	Das Übertragungsnetz oder auch Transportnetz ist für den weiträumigen Transport elektrischer Energie verantwortlich. Innerhalb des kontinentaleuropäischen Verbundes wird das Übertragungsnetz synchron betrieben. Die Spannung des Übertragungsnetzes beträgt i.d.R. 380 kV bzw. 220 kV.
Unbundling	Der Begriff Unbundling (Deutsch: Entflechtung) beschreibt die gesetzliche Forderung nach einer Trennung von Netz und Vertrieb bei Energieversorgungsunternehmen.
VDE Prüfinstitut	Das VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH ist eine national und international akkreditierte Institution auf dem Gebiet der Prüfung und Zertifizierung elektrotechnischer Geräte, Komponenten und Systeme.

Verteilernetze	Die Verteilernetze sind die Netze, die für die Verteilung von elektrischer Energie bis zum Endkunden hin genutzt werden. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz existiert eine Vielzahl galvanisch getrennter Verteilernetze in Deutschland (Europa). In Deutschland zählen die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze zum Verteilernetz.
Virtuelles Kraftwerk	Mit dem Ziel der Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz, werden kleine dezentrale Energieerzeugungsanlagen (Windenergie, Fotovoltaik, Biogas, Wasserkraftwerke oder Blockheizkraftwerke) unterschiedlicher Standorte zusammengeschlossen. Die Steuerung und Überwachung erfolgt über eine zentrale Anlage und bildet das „virtuelle Kraftwerk“.
Weißbuch	Weißbücher enthalten konkrete Maßnahmenvorschläge, die im Rahmen eines Gesamtkonzepts ausgearbeitet wurden und zur Vorbereitung einer Entscheidungsfindung bzw. Gesetzgebung dienen.

