

European Energy Lab 2030

Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft–
Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell

www.energylab2030.eu · #elab2030

Autoren:

**Institut für Energiewirtschaft (INEWI)
Hochschule Fresenius**

Prof. Dr. Jens Strüker
Simon Albrecht
Jan Schmid
Manuel Utz
Robin Mohr

**Kern- und Redaktionsteam
European Energy Lab 2030**

Dr. Bernd Weber
Maximilian Irlbeck
Jasper Eitze
Alexander Dauensteiner
Björn Spiegel
Dr. Franz Zöchbauer
Dr. Cezara Missing
Dr. Dirk Bessau
Matthias Peterlik
Esther Chrischilles



Kernpartner:



INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|-----------|
| 1. EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG | 05 |
| 1.1 Vorwort | 05 |
| 1.2 Grußwort | 07 |
| 1.3 Zusammenfassung | 08 |
| 1.4 Zielsetzung und Ansatz | 11 |
| 2. BLITZLICHTER ZUR ENERGIEWELT 2030 | 14 |
| 2.1 Ein Tag eines E-Kleinbusses | 15 |
| 2.2 Ein Tag eines Stahlwerks | 17 |
| 2.3 Ein Tag eines Quartiers | 19 |
| 3. WÜNSCHENSWERTE EIGENSCHAFTEN DES ZIELMODELLS | 20 |
| 3.1 Offener Marktzugang und hohe Marktintegration | 28 |
| 3.1.1 Stellschrauben digitale Infrastruktur | 28 |
| 3.1.2 Stellschraube Regelrahmen | 31 |
| 3.1.3 Handlungsempfehlungen | 33 |
| 3.2 Vielfalt von Märkten und Marktsegmenten sowie eine hohe Auslastung von Kapazitäten | 34 |
| 3.2.1 Stellschraube digitale Infrastruktur | 34 |
| 3.2.2 Stellschraube Regelrahmen | 35 |
| 3.2.3 Handlungsempfehlungen | 36 |
| 3.3 Hoher Grad marktgetriebener Geschäftsmodellinnovationen | 37 |
| 3.3.1 Stellschraube digitale Infrastruktur | 37 |
| 3.3.2 Stellschraube Regelrahmen | 38 |
| 3.3.3 Handlungsempfehlungen | 38 |
| 4. LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS | 40 |

1. EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG

SCHLUSS MIT BUZZWORDS! SPRINT IN DIE DIGITALE ENERGIEZUKUNFT!

1.1 VORWORT

Der weltweite Klimaschutz und der Umbau des Energiesystems sind in Verbindung mit dem Erhalt unserer industriellen Basis eine enorme Herausforderung, die zugleich große Chancen eröffnet.

Fest steht: Eine zunehmend dezentrale, sektorenübergreifende Energiewende kann nur durch eine intelligente Synchronisierung von fluktuierender Stromspeisung und flexiblerer Nachfrage gelingen. Eine breite Digitalisierung des Energiesystems ist hierfür die entscheidende Grundvoraussetzung.

Der Wirtschaftsrat ist überzeugt: Wir müssen jetzt die Weichen für das Energiesystem von morgen stellen und die Energiewende in eine industriepolitische Gesamtstrategie für Wachstum und Innovationen einbetten.

Eine Echtzeit-Energiewirtschaft mit Millionen von vernetzten Geräten, die aktiven Zugang zu Energiemärkten und Systemdienstleistungen erhalten, verspricht liquide, effiziente Strommärkte und eine hohe Versorgungssicherheit. Die marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen für ein solches digitales, wettbewerbsfähiges und verlässliches Energiesystem müssen jedoch erst geschaffen werden.

Um die Chancen der Digitalisierung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität nutzen zu können, brauchen wir klare Regeln für die Infrastruktur und

deren Schnittstellen, eine klare und handhabbare Markttrollenverteilung und die Beseitigung von regulatorischen Hindernissen. Preissignale sollten unmittelbar die Erzeuger und Verbraucher erreichen, um Innovationen anzureizen.

Die branchen- und länderübergreifende Denkfabrik European Energy Lab 2030 hat dazu Konzepte erarbeitet und mit der Ihnen vorliegenden Leitstudie vertieft. Damit gibt der Wirtschaftsrat gemeinsam mit seinen Kooperationspartnern der Europa- und Bundespolitik konkrete Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell einer digitalen Echtzeit-Energiewirtschaft 2030 an die Hand.

Der Wirtschaftsrat dankt an dieser Stelle den Teilnehmern und Kernpartnern des European Energy Labs 2030 für ihr Engagement, Prof. Dr. Jens Strüker für die kompetente wissenschaftliche Begleitung und den Mitgliedern unserer Bundesfachkommissionen Energiepolitik und Energieeffizienz für die ertragreichen Diskussionen und die eingebrachte Expertise.

Der Wirtschaftsrat wird den Transformationsprozess der Energiewende auch weiter konstruktiv begleiten. Wir freuen uns, Sie dabei an unserer Seite zu wissen.

Berlin, den 22. März 2019

Wolfgang Steiger
Generalsekretär, Fachkommission
Wirtschaftsrat der CDU e. V.

Dr. Karsten Wildberger
Vorsitzender,
Bundesfachkommission Energiepolitik
Wirtschaftsrat der CDU e. V.

Dr. Andree Groos
Vorsitzender, Bundesfachkommission
Energieeffizienz
Wirtschaftsrat der CDU e. V.

1.2 GRUSSWORT

Die rasante Verbreitung leistungsfähiger, digitaler Technologie hat einen gigantischen Wandel in Gesellschaft und Wirtschaft ausgelöst. Die Veränderungen der Digitalisierung sind überall erkennbar und dramatisch. Sie betreffen den einzelnen Menschen gleichermaßen wie Firmen, Organisationen und auch das politische System, die Gesellschaft, die Wissenschaft, die Kultur.

Europa geht es wirtschaftlich, abgesehen von den Wogen des Brexits, bisher gut. Der wirtschaftliche Erfolg zeigt sich in starken Unternehmen und guten Beschäftigungsverhältnissen in einer Mehrzahl der Länder. Allerdings haben sich die Wachstumserwartungen für den Industriestandort Europa seit der zweiten Hälfte 2018 bereits deutlich abgekühlt. Die Gefahr liegt darin, dass jetzt versäumt wird, rechtzeitig auf die Verschiebungen und den Wechsel in den Trends des digitalen Wandels zu reagieren und die passenden Rahmenbedingungen zu setzen.

Gerade im Bereich Energie würde das fatale Folgen haben.

Die Energiebranche und mit ihr eine Reihe weiterer davon abhängiger Anwendungsgebiete stehen mit der Energiewende und dem näherkommenden Klimawandel vor einem Umbruch, der den Einsatz digitaler Technologie erfordert.

Für die wachsende Anzahl von Anlagen, die zunehmende Dezentralisierung, die steigende Fluktuation in der Erzeugung, die intersektorale Planung, die Integration des Wärmesektors, der Industrie und der E-Mobilität, die Entstehung neuer Marktakteure und Geschäftsmodelle – überall sind Digitalisierung und digitale Innovation gefragt.

Ein innovativer Energiesektor bildet eine unverzichtbare Grundlage für den Erfolg der europäischen Volkswirtschaft. Doch ist uns allen klar: Das Rahmenwerk für einen zukunftsfähigen, digitalen und innovationssicheren Energiemarkt ist noch

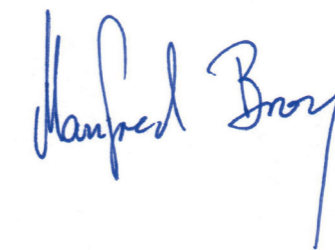
nicht geschaffen. Eine viel stärkere Öffnung und eine offene Interaktion zwischen den unterschiedlichen Akteuren aus verschiedenen Domänen muss das Ziel dieses Rahmens sein.

Wir müssen Zukunftsbilder und Zielmodelle für die aktive Gestaltung der Digitalisierung im Energiebereich erarbeiten und umsetzen, in Bayern, Deutschland, Österreich und Europa.

Das European Energy Lab 2030 bietet hierfür ein Konzept: Eine innovative Denkfabrik und Lernreise, auf der verschiedene Akteure, die normalerweise nie aufeinandertreffen, mit Themen der Energiewende und der Energiepolitik konfrontiert werden, eine intensive Hinwendung zu den Themen der Digitalisierung und ein Fortdenken der Zukunft Europas, mit dem Motto: „Digitalisierung ist eine Reise, kein Ziel“.

Die Reise des European Energy Lab 2030 wurde im April 2018 im Herzen der Digitalisierung in München gestartet. Die Politik ist nun gefordert, diese Reise zu begleiten und die dabei gewonnenen Einsichten und Ergebnisse konsequent umzusetzen.

Berlin, den 22. März 2019



Prof. Dr. Dr. h.c. Manfred Broy

Gründungspräsident des Zentrum Digitalisierung.Bayern

1.3 ZUSAMMENFASSUNG

Das Energiesystem wird immer dezentraler, interaktiver und sektorenübergreifender. Politisch stellt sich damit die Frage, wie ein marktwirtschaftlicher Ordnungsrahmen für eine zunehmend dezentrale und sektorenübergreifende Energiewirtschaft aussehen muss, um Potenziale für Effizienz und Innovation bestmöglich zu realisieren.

Eine Alternative zu einer Energiewirtschaft mit einer zunehmenden Zahl von staatlichen Eingriffen ist dabei dringend erforderlich. Nötig ist ein Zielmodell einer digitalen Echtzeit-Energiewirtschaft, in dem insbesondere die Millionen Stromerzeugungsanlagen, stationären Speicher und Elektrofahrzeuge sowie die internetfähigen, stromverbrauchenden Geräte von Elektrolyseuren bis Wärmepumpen kosteneffizient und aktiv in Energiemärkte und Systemdienstleistungen eingebunden werden können. Eine digitale Echtzeit-Energiewirtschaft ermöglicht, dass die neuen Marktakteure die Liquidität der Märkte vergrößern, die Märkte effizienter machen sowie die Versorgungssicherheit erhöhen. Entscheidend für eine marktwirtschaftliche, dezentrale Energiewelt wird sein, dass Haushalte und Unternehmen in einem interaktiven Energiesystem effizient entscheiden können, ob ihre Geräte Strom verbrauchen oder ins Netz einspeisen sollen. Hierzu müssen die Systemkosten umfänglich transparent gemacht und eingepreist werden.

Die Digitale Infrastruktur ist eine wesentliche Stellschraube für ein neues Marktdesign

Künstliche Intelligenz, die Blockchain-Technologie oder die neue Mobilfunktechnologie 5G eröffnen neue ordnungspolitische Gestaltungsspielräume, indem sie beispielsweise maßgeblich zu einer intelligenten Synchronisierung von fluktuierender Stromerzeugung und flexiblerer Nachfrage beitragen können. Aktuelle von der EU geförderte Forschungs- und Demonstrationsprojekte im Rahmen von Horizont 2020 oder das deutsche Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) erproben digitale Technologien, um die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Es wird aber nur vereinzelt und damit nicht systematisch und zielgerichtet erforscht, wie die digitale Infrastruktur genutzt werden kann für eine Weiterentwicklung der Energiemärkte.

Die vorliegende Leitstudie schlägt drei wesentliche Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell einer digitalen Echtzeit-Energiewirtschaft vor: offener Marktzugang und eine hohe Marktintegration; Vielfalt von Märkten, Marktsegmenten und eine hohe Auslastung von Kapazitäten; hoher Grad marktgetriebener Geschäftsmodellinnovationen. Für jeden dieser Bausteine identifiziert sie wesentliche Stellschrauben im Bereich der digitalen Infrastruktur und des Regelrahmens und benennt klare politische Handlungsempfehlungen.

Offener Marktzugang und eine hohe Marktintegration

- Um die Chancen der Digitalisierung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität nutzen zu können, werden klare Regeln für Infrastruktur und deren Schnittstellen, eine klare und handhabbare Markttrollenverteilung und die Beseitigung von regulatorischen Hindernissen benötigt. Kleinen Stromerzeugungseinheiten oder Energiespeichern sollte die direkte Teilnahme an und ein schneller, automatisierter Wechsel zwischen den verschiedenen Strommärkten ermöglicht werden, um eine hohe Marktintegration voranzutreiben.
- Bilanzkreisgröße, Bilanzkreisverantwortung und Bilanzierungsintervall sind für das Zielmodell einer Echtzeit-Energiewirtschaft zentrale Stellgrößen. Ihr Anpassungsbedarf muss entsprechend umfassend und unter anderem in „Reallaboren“ gründlich geprüft werden.
- Der staatliche Anteil am Strompreis muss abgesenkt werden, um die marktwirtschaftliche Einbindung von Flexibilität systematisch anzureizen.
- Neben der Definition von europäischen Standards sollte ein Daten-Hub geschaffen werden sowie eine europäische Plattform für digitale Innovationen und Vernetzung aufgebaut werden.

Vielfalt von Märkten, Marktsegmenten und Systemdienstleistungen

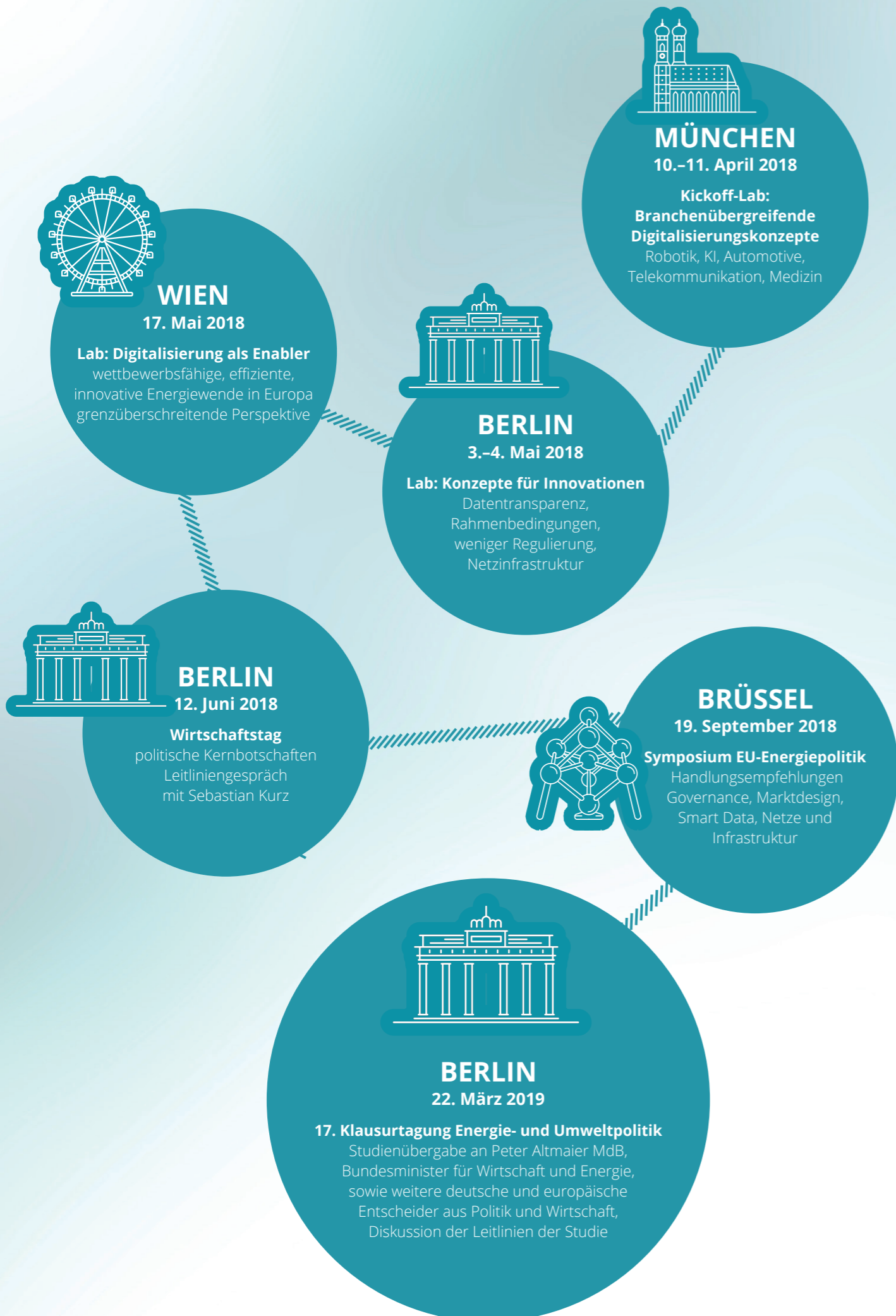
- Ein zukünftiges Marktdesign sollte die Vielfalt von Märkten, Marktsegmenten und Systemdienstleistungen anstreben. Hierfür ist ein kontinuierliches Erproben, Lernen und Weiterentwickeln von Konzepten erforderlich. Dies

schließt auch grenzübergreifende Modellregionen z. B. für Demand Side Management (DSM) ein.

- Zur Erreichung einer hohen Auslastung von Erzeugungs- sowie Speicherkapazitäten muss vor allem das Preissignal gestärkt und damit flexibles Verhalten angereizt werden.
- Alle Systemdienstleistungen sollten marktwirtschaftlich vorangetrieben werden.
- Netze sollten dynamisch und zeitlich differenziert nach Anschlussleistung und Kilowattstunden bepreist werden, um systemdienliches Verbraucherverhalten zu stärken.

Hoher Grad marktgetriebener Geschäftsmodellinnovationen

- Entscheidend für ein effektives digitales Energiesystem und einen funktionierenden digitalen Binnenmarkt ist es außerdem, dass bestehende Geschäftsprozesse dynamisch weiterentwickelt und neue Geschäftsmodelle rasch im Markt getestet werden können. Dazu muss die Transparenz von Energiedaten bei Angebot und Nachfrage gewährleistet sein.
- Durch einen sicheren und unbürokratischen Datenaustausch wird das gesamte Energiesystem optimiert.
- Außerdem ist eine „White List“ empfehlenswert, nach der das komplexe und detaillierte energiepolitische Regelwerk in Hinblick auf Digitalisierung und Widersprüche fortlaufend überprüft und verschlankt wird.
- Zur Klärung regulatorischer Widersprüche sollte eine Ombudsstelle eingerichtet werden.



1.4 ZIELSETZUNG UND ANSATZ

DAS EUROPEAN ENERGY LAB 2030

Was kann die Digitalisierung für das Energiesystem von morgen leisten? Welche Weichen muss die Politik jetzt stellen, damit sich die besten und effizientesten Lösungen durchsetzen und breite Innovationsprozesse ausgelöst werden?

Diese energie- und industriepolitischen Fragestellungen bleiben bisher sowohl auf Bundes- als auch Europaebene weitgehend unbeantwortet. Zwar wird die Digitalisierung als Schlüsselherausforderung der Energiewende erkannt, ein marktwirtschaftliches Zielmodell für den digitalen wettbewerbsfähigen und verlässlichen Energiemarkt der Zukunft ist jedoch nicht vorhanden.

Fest steht: Eine Debatte über die nötigen Weichenstellungen für eine digitale Energiewirtschaft 2030 ist dringend erforderlich. Das Energiesystem ändert sich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität fundamental. Hieraus erwächst ein dringender ordnungspolitischer Handlungsbedarf für die Umgestaltung unserer Energiemärkte sowohl mit Blick auf die zugrundeliegende Infrastruktur als auch die notwendigen politischen Rahmenbedingungen. Diese Herausforderung bildet den Anstoß für das European Energy Lab 2030 des Wirtschaftsrates und seiner Kernpartner.

Unter Anwendung innovativer Methoden und eines agilen, branchen- und länderübergreifenden Workshopdesigns erarbeiteten über 60 ausgewählte Persönlichkeiten aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft Konzepte für einen digitalen grenz- und sektorenübergreifenden Energiemarkt.

„Digitalisierung ist eine Reise, kein Ziel.“

Getreu diesem Motto haben die Teilnehmer des European Energy Lab 2030 in drei zusammenhängenden Workshops in München, Berlin und Wien Ideen und Bausteine für einen innovativen

Energiemarkt entwickelt. Dabei erhielt die Ideenfabrik politisch hochkarätige Unterstützung vom bayerischen Staatsminister für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, **Hubert Aiwanger MdL**, dem Parlamentarischen Staatssekretär beim Bundesminister für Wirtschaft und Energie, **Thomas Bareiß MdB**, und der österreichischen Bundesministerin für Wirtschaftsstandort und Digitalisierung, **Margarete Schramböck**.

Workshop in München, 10.-11. April 2018

Mit dem Startschuss in München begaben sich die Teilnehmer auf eine Reise, um Anwendungen der Robotik und künstliche Intelligenz branchenübergreifend zu erfassen. Ziel war es, durch einen intensiven Austausch mit führenden Köpfen von erfolgreichen Digitalisierungskonzepten der Automotive-, Telekommunikations- und Medizinbranche sowie innovativen Regionen zu lernen.

Workshop in Berlin, 3.-4. Mai 2018

Bei der zweiten Etappe in Berlin erarbeitete das European Energy Lab 2030 gemeinsam mit hochrangigen Vertretern der Bundespolitik und führenden Berliner Startups erste konkrete Konzepte, um Innovationen mit Datentransparenz, marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, minimaler Regulierung und einer effizienten Netzinfrastruktur voranzutreiben.

Workshop in Wien, 17. Mai 2018

Mit Blick auf die österreichische EU-Ratspräsidentschaft stand der dritte Workshop in Wien ganz im Zeichen einer grenzüberschreitenden Perspektive. Die bisher erarbeiteten Lösungsansätze wurden mit Vertretern der österreichischen Bundespolitik und verschiedener Branchen gezielt weiterentwickelt und konkretisiert, um Digitalisierung als Enabler für eine wettbewerbsfähige, effiziente und innovative Energiewende in Europa zu nutzen.

Wirtschaftstag in Berlin, 12. Juni 2018

Die Zwischenergebnisse der bisherigen Etappen wurden zu politischen Kernbotschaften



verdichtet und beim Wirtschaftstag vor über 3.500 Besuchern aus Wirtschaft und Politik präsentiert. Am Folgetag waren die Vorschläge des European Energy Labs 2030 Thema beim Leitliniengespräch des Industriebeirats des Wirtschaftsrates mit dem österreichischen Bundeskanzler **Sebastian Kurz**.

Symposium EU-Energiepolitik in Brüssel, 19. September 2018

Auf der Grundlage der politischen Kernbotschaften wurden detaillierte Handlungsempfehlungen in den Feldern Governance, Marktdesign, Smart Data sowie Netze und Infrastruktur entwickelt und mit hochrangigen Experten aus der Europäischen Kommission und der europäischen Industrie und Energiewirtschaft auf dem Symposium EU-Energiepolitik in Brüssel diskutiert. Am Rande des Symposiums erörterten der Wirtschaftsrat und seine Kernpartner die Handlungsempfehlungen außerdem mit EU-Energie- und Digitalisierungsexperten

beim European Political Strategy Centre, dem internen Think Tank der Europäischen Kommission.

Die Leitstudie Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft – Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell

Der Wirtschaftsrat und seine Kernpartner haben das Institut für Energiewirtschaft (INEWI) der Hochschule Fresenius beauftragt, die Ergebnisse des European Energy Lab 2030 zu vertiefen und in den Kontext einer Echtzeit-Energiewirtschaft zu stellen.

Mit seiner Leitstudie unterlegt das European Energy Lab 2030 seine bisherigen Etappenergebnisse mit konkreten Umsetzungsschritten für einen innovativen, digitalen Energiemarkt der Zukunft. Anhand praxisbezogener, konkreter Szenarien zeigt die Studie auf, wie ein zukünftiger digitaler Energiemarkt aussehen müsste, um Potenziale für Effizienz und Innovation bestmöglich zu realisieren. Die Studie benennt klare Handlungsempfehlungen an die Politik zur Schaffung der dazu notwendigen digitalen Infrastruktur und des gesetzlichen Rahmens und bindet sie in einen kohärent strukturierten Umsetzungsprozess ein.

Die Studie wurde im Rahmen der 17. Klausurtagung Energie- und Umweltpolitik des Wirtschaftsrates in Berlin an **Peter Altmaier MdB**, Bundesminister für Wirtschaft und Energie, und weitere deutsche und europäische Entscheider aus Politik und Wirtschaft übergeben.



Aufbau der Leitstudie

In Kapitel 2 geben zunächst drei *Blitzlichter* einen Eindruck davon, wie eine hoch integrierte, effiziente und klimafreundliche Energiewelt im Jahr 2030 aussehen könnte. Anhand eines Elektrobusses, eines Stahlwerks und eines Wohnquartiers wird aufgezeigt, wie unterschiedliche Geräte und Anlagen eine aktive Rolle im Energiesystem einnehmen. In Kapitel 3 wird anschließend am Beispiel Deutschland hergeleitet, wie sich die Stromerzeugungsstruktur fundamental verändert und hieraus ein dringender ordnungspolitischer Handlungsbedarf für die Umgestaltung unseres Energiesystems erwächst. Daraus folgt die Diskussion der wünschenswerten Eigenschaften eines solchen Zielsystems: Ein offener Marktzugang und eine hohe Marktintegration sind Gegenstand von Kapitel 3.1, die Vielfalt von Märkten und



Marktsegmenten sowie eine hohe Kapazitätsauslastung werden in Kapitel 3.2 adressiert und ein hoher Grad marktgetriebener Geschäftsmodellinnovationen steht im Mittelpunkt von Kapitel 3.3. Für jede dieser wünschenswerten Eigenschaften wird beispielhaft erörtert, wie die Stellschrauben *digitale Infrastruktur* und *Regelrahmen* zu justieren sind, um die gewünschten Eigenschaften des Zielsystems umsetzen zu können. Schließlich werden konkrete Handlungsempfehlungen an die Bundes- und Europapolitik ausgesprochen, die das Team des European Energy Lab 2030 gemeinsam erarbeitet hat.

Dr. Bernd Weber

Bereichsleiter Industrie, Energie, Umwelt
Wirtschaftsrat der CDU e. V.



2. BLITZLICHTER ZUR ENERGIEWELT 2030

X ERHÄLT DIE BUCHUNGSANFRAGE MORGENS UM 6:03 UHR UND UNTERBRICHT SEINEN NÄCHTLICHEN LADEVORGANG, DER ZU 93 PROZENT ABGESCHLOSSEN IST ...

2.1 EIN TAG EINES E-KLEINBUSSES

X erhält die Buchungsanfrage morgens um 6:03 Uhr und unterbricht seinen nächtlichen Ladevorgang, der zu 93 Prozent abgeschlossen ist. Er berechnet seine Route entsprechend den vorliegenden Anfragen und Prioritäten für den Tag, der aktuellen Verkehrssituation, der Wettervorhersage und den Preisprognosen für die verschiedenen Energiemärkte. Er stimmt sich dann mit den weiteren Kleinbussen der Kommune ab und passt die Planung entsprechend an. Die Buchungsanfrage von 6:03 Uhr kommt von der Gesundheits-App von Frau Erna Müller, Alter 69 und wohnhaft in Y. Die App hat entsprechend den Präferenzen und Berechtigungen von Frau Müller routinemäßig einen Arzttermin vereinbart und X eine Buchungsanfrage geschickt, die bestätigt wurde.

Mit steigendem Anteil der Bewohner über 70 Jahre hat die Nachfrage nach Fahrten im ländlichen Raum Z mit X zum Arzt im letzten Jahrzehnt beständig zugenommen. Die früheren fixen Routen des öffentlichen Nahverkehrs wurden immer weiter eingeschränkt: Die Wirtschaftlichkeit großer Busse hatte sich aufgrund der sinkenden Bevölkerungszahlen immer schlechter entwickelt. Traditionelle Taxiunternehmen verschwanden durch die Konkurrenz autonom fahrender Privat-Pkws, die in ihrer nicht genutzten Zeit gegen Bezahlung Touren für Dritte fahren. Kommunen haben etwa zeitgleich begonnen, autonom fahrende und in ihren Routen flexible kleinere Busse mit unterschiedlichen Antriebskonzepten einzusetzen. Neben dem elektrischen Antrieb werden dank der Herstellung flüssiger oder gasförmiger Energieträger mittels Strom aus erneuerbaren Energieanlagen verschiedene Technologieoptionen erprobt.

Der Wettbewerb der Technologien hat unmittelbar die Geschwindigkeit von Geschäftsmodellinnovationen erhöht.

Auch flexibel einsetzbare, wasserstoffbetriebene Züge kommen auf zuvor unrentablen Nebenstrecken zum Einsatz. Trotz individualisierter Routen erlauben die Kleinbusse moderate Ticketpreise. Hierzu tragen preisgesteuerte Lade- und Einspeisevorgänge maßgeblich bei.

X trifft pünktlich um 7:15 Uhr bei Frau Müller ein. Diese identifiziert sich beim Einstieg ohne Zeitverzögerung mithilfe ihrer neuen Smartbrille und X nimmt seine Fahrt auf. Nach der weiteren Aufnahme von Passagieren erreicht X schließlich den Zielort von Frau Müller um 7:55 Uhr. Beim Aussteigen weist Frau Müller ihre Smartbrille mit einem kurzen Sprachbefehl an, mittels Y-Token zu zahlen. Die Praxis erhält zeitgleich eine Nachricht über die pünktliche Ankunft von Frau Müller. Nachdem X zwei weitere Passagiere an ihren Zielorten abgesetzt hat, nutzt er eine zeitliche Auftragslücke zwischen 12:00 und 14:00 Uhr, um seine 250-kWh-Batterie mit günstigem lokalem Windstrom aufzuladen. Kurz nach 13:00 Uhr ergibt die routinemäßige Abfrage der lokalen Strompreise einen lukrativen Preis für Systemdienstleistungen. Das Wetter ist umgeschlagen und der Stromverbrauch im Verteilernetz spontan stark angestiegen. Daraufhin speist die Batterie von X nun Strom ein. Als kommunaler Elektrobus präferiert X lokal erzeugten Strom und erhöht damit die Bruttowertschöpfung vor Ort. Gleichzeitig minimiert er Netzentgelte durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Frau Müller wurde mittlerweile von dem zweiten Elektrobus der Kommune abgeholt und nach Hause gefahren. Nach weiteren Fahrten sowie mehreren Lade- und Einspeisevorgängen wählt X entsprechend seinem Fahrplan für den nächsten Tag eine Ladestation für die Nacht.



2. BLITZLICHTER ZUR ENERGIEWELT 2030

**IM HOCHOFEN DES STAHLWERKS
WERDEN 24 STUNDEN LANG IN EINEM
INTEGRIERTEN PROZESS ROHEISEN
UND ANSCHLIESSEND SPEZIALSTAHL
ERZEUGT ...**

2.2 EIN TAG EINES STAHLWERKES

Im Hochofen des Stahlwerks werden 24 Stunden lang in einem integrierten Prozess Roheisen und anschließend Spezialstahl erzeugt. Die entstehende Abwärme von mehreren Hundert Grad Celsius wird zu Ladezeiten über Wärmetauscher in die thermische Batterie induziert und mit einer Temperatur von ca. 450 Grad Celsius in sechs eingebetteten Wärmemodulen bei ca. zwei bis vier Grad Verlust pro 24 Stunden gespeichert. Noch vor zehn Jahren wurde entstandene Abwärme in der europäischen Stahlindustrie zum Großteil ungenutzt emittiert.

Jetzt erlaubt die thermische Batterie die zeitliche Entkopplung von Wärmefall und Wärmebedarf.

Um 9:04 Uhr wird die Erzeugung von Prozessdampf für das Ausrollen des Stahls mittels Gasbrenner gestoppt und nun auf die in der thermischen Batterie gespeicherte Wärme zurückgegriffen. Damit wird Erdgas gespart und der notwendige Prozessdampf CO₂-frei hergestellt. Gleichzeitig werden über das Energiemanagementsystem entsprechende blockchainbasierte Herkunftsnachweise als Token erzeugt. Insgesamt hat sich die wirtschaftliche Planbarkeit durch die Speichermodule erhöht, da eine Teilverlagerung von schwankenden, variablen Bezugskosten für das Erdgas hin zu den fixen Investitionskosten für die Module erfolgt ist. Wenn die Preise für die CO₂-Zertifikate weiter steigen, erfolgt durch die thermische Batterie ein zusätzlicher hedging effect, also eine Absicherung gegen nicht planbare Zusatzkosten. Um 12:36 Uhr wird der Prozess gestoppt und Prozessdampf wieder mittels Erdgas erzeugt. Es beginnt für den Strombezug eine Spitzenlastzeit, und um die teuer gewordenen auslastungsabhängigen Netzentgelte zu vermeiden, wird die gespeicherte Wärme via einer angeschlossenen Dampfturbine verstromt und selbst verbraucht. Die Kappung des Spitzenver-

brauchs spart jedes Jahr Hunderttausende Euro. Um 16:34 Uhr entscheidet das Energiemanagement, die gespeicherte Wärme in das Fernwärmenetz der nahe gelegenen Stadt einzuspeisen, da die Preise für die nächsten zwei Stunden außergewöhnlich hoch sind.

Energiemanagementsysteme müssen daher im Jahr 2030 eine hochgradige Vernetzung zwischen internen Unternehmens- und externen Marktprozessen managen.

In den letzten zehn Jahren ist der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf über 50 Prozent gestiegen und die Elektrifizierung des Wärme- und Strombereichs ist stetig vorangeschritten. Mit dem gleichzeitig sinkenden Anteil der Kohlekraftwerke an der Stromerzeugung ist eine günstige und zuverlässige Prozesswärme zu einer Schlüsselherausforderung für die weiterverarbeitende Industrie in Deutschland geworden. Neben der Erhöhung der Prozesseffizienz wurde daher bereits vor zehn Jahren begonnen, die Reduktionsmittel Kohle und Koks durch Direktreduktion mit Erdgas zu ersetzen. Für eine weitere CO₂-Reduktion wurde dann erprobt, das Erdgas schrittweise durch Wasserstoff zu ersetzen. Alternativ wurde versucht, bei der Stahlerzeugung das CO₂ aus den Prozessgasen durch Anwendung von CCU (Carbon Capture and Utilization) abzuscheiden und unter Zuhilfenahme von Wasserstoff als Rohstoff wieder in den Wertstoffkreislauf (zum Beispiel als Rohstoff in der chemischen Industrie) zurückzuführen. Die forschungs- und entwicklungstechnischen Herausforderungen sind mittlerweile gut untersucht und erste großindustrielle Anwendungen dieser Verfahren befinden sich in der Erprobung. In den nächsten Jahren geht es neben der technischen Machbarkeit vor allem um eine wirtschaftliche Darstellbarkeit der breitflächigen Wasserstoffnutzung.



2. BLITZLICHTER ZUR ENERGIEWELT 2030

DIE SONNE GEHT IN BERLIN AM 1. MAI 2030 UM 5:36 UHR AUF. GANZ LANGSAM BEGINNT DIE DACH-PHOTOVOLTAIKANLAGE IN HAUS A IM QUARTIER TEMPELHOF, STROM ZU ERZEUGEN ...

2.3 EIN TAG EINES QUARTIERS

Die Sonne geht in Berlin am 1. Mai 2030 um 5:36 Uhr auf. Ganz langsam beginnt die Dach-Photovoltaikanlage in Haus A im Quartier Tempelhof, Strom zu erzeugen. Die smarthomefähigen Geräte in den Wohnungen werden nach und nach mit der steigenden Stromproduktion zugeschaltet und der aus der stationären Batterie sowie der extern bezogene Strom entsprechend reduziert. Es ist ein wolkenfreier, sonniger Tag und um 9:30 Uhr können bereits alle Geräte mit Strom versorgt werden. Nun wird die hauseigene stationäre Speicherbatterie wieder aufgeladen. Gegen 14:00 Uhr ist der hauseigene Stromspeicher geladen und die Wärmepumpe mit Strom aus der Photovoltaikanlage versorgt, um vorrangig warmes Wasser für Heizungen, Küchen oder Bäder bereitzustellen. In den Heizmonaten steigt der Strombedarf für die Wärmepumpe erheblich und gleichzeitig sinkt der Ertrag der Photovoltaikanlage.

Um unabhängig von schwankenden Stromendkundenpreisen zu sein, haben die Bewohner in Haus A Anteile an einer Windanlage außerhalb Berlins erworben und im Gegenzug Asset-Tokens erhalten.

Diese verbrieften einen entsprechenden Anspruch auf den in dieser Anlage erzeugten Strom und eine Reihe von Umlagen sowie die Stromsteuer können entfallen. Abgesehen von der von Jahr zu Jahr schwankenden erzeugten Menge kann das Preisrisiko für den Reststrombezug auf diese Weise geglättet werden. Für den Nachweis der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bezug wurden schon früh digitale Stromzähler installiert und geeignete Messkonzepte entwickelt. Außerhalb der Heizmonate wird der in Haus A nicht benötigte Strom der Windräder vorrangig an E-Auto-Besitzer im Quartier verkauft.

Wärmepumpen waren bereits vor mehr als zehn Jahren das beliebteste Heizungssystem im Neubau und haben sich seitdem zu einem wichtigen Bindeglied zwischen den Sektoren Wärme, Transport und dezentrale Stromerzeugung entwickelt.

Außerhalb der Heizmonate wird, wenn alle Geräte im Haus mit Photovoltaikstrom versorgt sind, der überschüssige Strom der Photovoltaikanlage in Haus A ins Netz eingespeist und in präferierten Segmenten flexibel vermarktet.

Die Gebäude im Quartier sind informationstechnisch vernetzt, sodass der in Zeiten eines hohen Stromverbrauchs relativ günstigere lokal erzeugte Strom auch vorrangig lokal im Quartier verbraucht und gespeichert wird.

Andererseits können durch die Kombination des weiterentwickelten Marktstammdatenregisters mit Smart Meter Gateways Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten flexibel und minütlich zwischen Systemdienstleistungen, Eigenverbrauch oder Spotmärkten wechseln. Neben Ladestationen für Elektroautos gibt es im Quartier Brennstoffzellen, mit Wasserstoff betriebene Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK)-Anlagen sowie mit synthetischen Brennstoffen betriebene traditionelle Heizkessel. Ebenso vielfältig ist das Optimierungskalkül der verschiedenen Häuser, Haushalte und Geräte im Quartier. So können Bewohner den Energiebezug entsprechend den Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, Herkunft und CO₂-Gehalt grundsätzlich frei wählen. Als Verbraucher oder Erzeuger können sie entsprechend am lokalen Stromhandel im Quartier, dem regionalen und nationalen Strommarkt oder regionalen Systemdienstleistungen teilnehmen. Stromlieferanten und Aggregatoren bieten zeitvariable Stromtarife an und Netzbetreiber testen dynamische Netzentgelte mit einer regionalen Komponente. Haushalte und Geräte können sich somit wahlweise innerhalb eines Hauses, zwischen Häusern im Quartier oder über virtuelle Gemeinschaften eines Stromlieferanten und seiner Kunden optimieren.

In Quartieren wie in Tempelhof wird europaweit seit mehr als zehn Jahren die enge Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr gezielt in sogenannten Reallaboren erprobt. Zeitlich und lokal beschränkte rechtliche Sonderzonen/

Freiräume werden genutzt, um unterschiedliche Abgaben und Umlagen, Marktsegmente, Netzentgelte, Bilanzierungshäufigkeiten und -verantwortlichkeiten sowie Marktrollen zu erproben. Auch Informationstechnologien mit einer geringeren technologischen Reife können so bereits früh getestet und gezielter weiterentwickelt werden. Reallabore erlauben damit, sich abzeichnende Herausforderungen unmittelbar nach ihrem Erkennen anzugehen. Ein Beispiel ist der Wärmepumpenbestand, der im Jahr 2030 bereits die Zweimillionengrenze überschritten hat. Ihr Einsatz kann nun zu einer erhöhten Belastung des Stromnetzes führen, wenn an einem kalten Wintertag überall ein hoher Wärmebedarf besteht. Viele Wärmepumpen in einem Ortsnetz können dann durch den erwarteten gleichzeitigen Betrieb eine erhebliche Belastung für das Stromnetz darstellen. Seit mehreren Jahren werden daher netzdienliche Betriebsführungen, zum Beispiel mittels dynamischer Netzentgelte, erprobt. Auch der massenhafte Einsatz synthetischer Brennstoffe, die aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, als Ersatz für Erdgas und Heizöl wird in den Reallaboren getestet. Der Vorteil, dass die Gebäude und die Heizkessel weitgehend unverändert bleiben, kann den Nachteilen eines

hohen Verbrauchs der wertvollen Brennstoffe in unsanierten Gebäuden pragmatisch gegenübergestellt werden.

Es werden so konkret Daten gesammelt und weitgehend technologie-neutral Vergleiche ermöglicht.

Politisch hatte man sich für das Instrument Reallabor zur Weiterentwicklung der Marktordnung entschlossen, da Deutschland seine Klimaschutzziele für den Nicht-ETS-Sektor, in den auch die Gebäude fallen, auch nach 2020 zu verfehlen drohte und damit Milliardenbeträge hätte ausgeben müssen, um nicht genutzte Emissionsminderungen anderer EU-Länder zu kaufen. Die schrittweise Energiemarktöffnung für dezentrale Erzeuger, Speicher und Lasten erweist sich bereits als Erfolg, da die Strommärkte liquide geblieben sind und die Koppelung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr gut voranschreitet.

Die Stromproduktion der Photovoltaikanlage sinkt mit dem Sonnenuntergang um 20:31 Uhr auf null und der Strombedarf in Haus A wird wieder durch die stationäre Speicherbatterie gedeckt.

3. WÜNSCHENSWERTE EIGENSCHAFTEN DES ZIELMODELLS

Die Energieindustrie befindet sich weltweit in einem historisch gewachsenen und bislang akzeptierten Zielkonflikt zwischen einem vertikal integrierten und einem horizontal organisierten Energiesystem. Vereinfacht dargestellt sichert Ersteres durch die vertikale Integration von Funktionen wie Stromerzeugung, Verteilung und Vertrieb im Rahmen von Gebietsmonopolen vorrangig die Koordination, also die effektive Abstimmung von Aufgaben und ihrer Akteure innerhalb des Energiesystems. Die hohe Versorgungssicherheit und damit die Effektivität des Systems gehen einher mit eingeschränktem Wettbewerb, Effizienz und Evolution. So sind etwa die Endkundenpreise für

Strom häufig vor allem kostenorientiert, da ein Wettbewerb zwischen Anbietern auf der Erzeugungsseite fehlt. Bei einem horizontalen Energiesystem hingegen sichern zahlreiche Akteure in unterschiedlichen Marktrollen den Wettbewerb und reizen Innovationen an, allerdings zulasten einer einheitlichen Koordination infolge des hohen Abstimmungsaufwands. Beide Formen finden sich weltweit in unterschiedlichen Ausprägungen und Kombinationen.

Die seit Jahren zunehmende verteilte Energieerzeugung setzt sowohl vertikal integrierte als auch horizontale Energiesysteme unter starken Verän-

derungsdruck und gefährdet ihre Wirtschaftlichkeit ebenso wie ihre Funktionsfähigkeit. Im Folgenden wird am Beispiel Deutschlands aufgezeigt, wie sich die Erzeugungsstruktur verändert und hieraus ein dringender ordnungspolitischer Handlungsbedarf erwächst.

ERZEUGUNGSSTRUKTUR WIRD DEZENTRALER

Seit 2008 beträgt das weltweite durchschnittliche Wachstum der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ca. acht bis neun Prozent pro Jahr. Allein 2017 wurden insgesamt 167 Gigawatt hinzugefügt, 94 Gigawatt hiervon stammen aus Photovoltaikanlagen und 47 Gigawatt aus Windanlagen.¹ Erneuerbare Energien sind somit für ungefähr 25 Prozent der Stromerzeugung auf der ganzen Welt verantwortlich.² Allein in Deutschland trugen dazu in 2017 ca. 1,7 Millionen Erneuerbare-Energie-Anlagen bei, die einen Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 35 Prozent aufwiesen.³ 2018 wurden in Deutschland Windanlagen im Umfang von 3,7 Gigawatt (0,98 Gigawatt Offshore, 2,72 Gigawatt Onshore), PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 2,95 Gigawatt-Peak und Biogasanlagen mit einer addierten Leistung von 30 Megawatt installiert.⁴ Gleichzeitig sank die Anzahl von in Betrieb befindlichen konventionellen Großkraftwerken auf 480 Stück mit einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 Prozent.⁵ Im Jahr 2018 wurde die installierte Leistung von Steinkohlekraftwerken um 0,88 Gigawatt und von Kernkraftwerken um 1,28 Gigawatt reduziert.⁶ Die Erzeugungsstruktur der in Deutschland installierten PV-Anlagen ist in Tabelle 1 detailliert dargestellt.

Darüber hinaus befanden sich im Jahr 2017 von den Erneuerbaren-Energien-Anlagen 36,6 Prozent in einer Größenklasse unter einem Megawatt Leistung.⁷ Insbesondere bei den Solaranlagen zeigt sich, dass ein erheblicher Anteil ihrer installierten Leistung aus kleinen Dachanlagen stammt, ca. 17 Gigawatt-Peak von insgesamt ca. 42 Gigawatt-Peak installierter PV-Anlagen stammt von Dachanlagen < 40 Kilowatt-Peak. Von den insgesamt knapp 1,7 Millionen EEG-Anlagen sind 29 Prozent Einheiten, die weniger als 0,5 Megawatt Leistung aufweisen.⁸ Wie in Tabelle 1 zu sehen, wird ein beachtlicher Anteil der PV-Anlagen von Privatpersonen auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert, deren Leistung 10 Kilowatt-Peak nicht überschreitet.⁹ Weitere knapp 27 Prozent der installierten PV Leistung (ca. 454.000) sind in der Größenklasse zwischen zehn und 40 Kilowatt-Peak Leistung und damit auf Mehrfamilienhäusern oder kleineren Gewerbe-, Büro- oder Verwaltungsgebäuden sowie Schulen installiert. Auf freien Flächen und Dächern von größeren Gewerbebetrieben, großen Supermärkten oder Fabriken werden darüber hinaus Anlagen installiert, die zwischen 40 Kilowatt-Peak und einem Megawatt-Peak Leistung besitzen.¹⁰ Auf diese Größenklasse entfallen beziehungsweise entfielen im Jahre 2017 weitere 25.700 Anlagen (knapp 32 Prozent).

Die mit Abstand bedeutendste Größenklasse von Windenergieanlagen an Land ist die von zwei bis fünf Megawatt. 71,5 Prozent der installierten Leistung entfällt auf diese Kategorie. Windenergieanlagen auf See sind im Durchschnitt größer. So gut wie keine Anlage ist kleiner als zwei Megawatt. Mit 58,5 Prozent der installierten Leistung entfällt der Großteil der Anlagen auf die Kategorie fünf bis zehn Megawatt.

1 IRENA. (2018).
2 IRENA. (2018).
3 Bundesnetzagentur (2018).
4 ISE (2019).
5 Kraftwerksliste der BNetzA mit Stand vom 02.02.2018, Bundesnetzagentur (2018). Zur Feststellung der Anzahl wurde in der Gesamtkraftwerksliste nach den Kriterien Kraftwerksstatus in Betrieb und den Energieträgern Erdgas Braunkohle, Steinkohle, Kernenergie, mehrere Energieträger, Mineralölprodukte, sonstige Energieträger und unbekannte Energieträger differenziert.
6 ISE (2019).
7 Bundesnetzagentur (2018).
8 Bundesnetzagentur (2018).
9 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018).
10 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018).

Tabelle 1: Wandel der Erzeugungsstruktur am Beispiel Photovoltaikanlagen (Stand 2017)

| Anlagengröße | Installierte Leistung [MW] | Anteil an der gesamten Installierte Leistung [%] | Anlagenanzahl (abgeleitet aus dem Anteil der installierten Leistung) |
|---------------|----------------------------|--|--|
| bis 10 kWp | 6.019 | 14,22 | 1.203.800 |
| 10 kWp–40 kWp | 11.368 | 26,85 | 454.720 |
| 40 kWp–1 MWp | 13.360 | 31,55 | 25.692 |
| > 1 MWp | 11.593 | 27,38 | 7.728 |
| Summe | 42.339 | 100,00 | 1.692.746 |

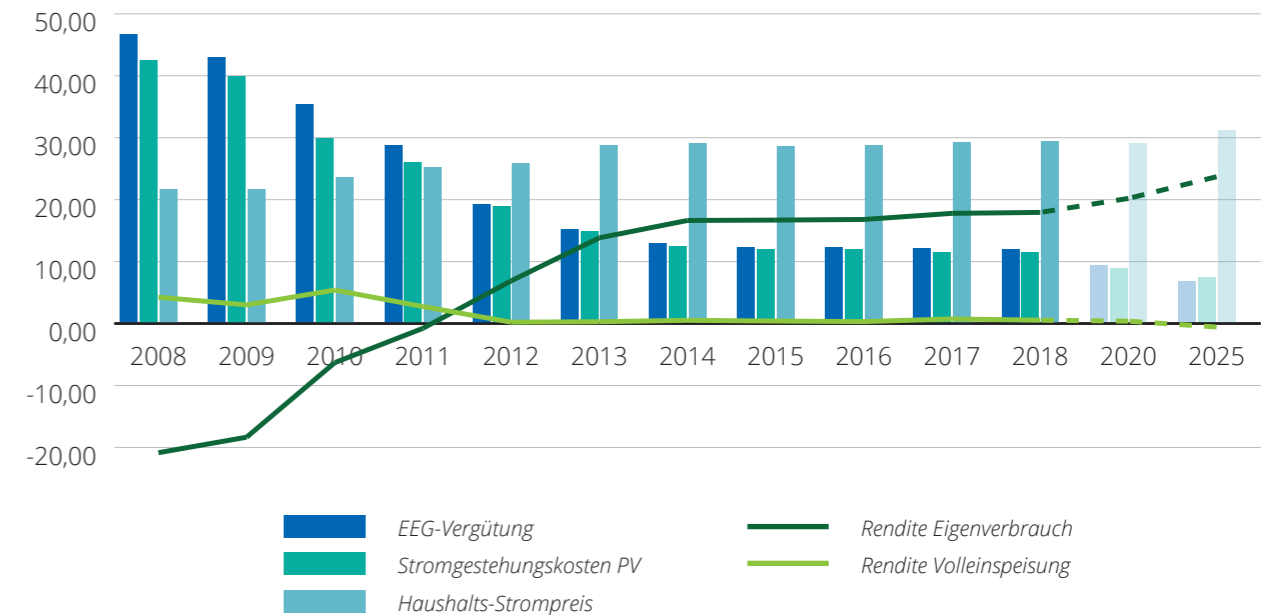
Quelle: Bundesnetzagentur (2018): EEG in Zahlen 2017. Entwicklung der Anzahl installierter erneuerbarer Energieanlagen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2017.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff am 04.02.2019].

ANREIZ ZUM EIGENVERBRAUCH STEIGT

Ordnungspolitisch ist insbesondere von Bedeutung, wie sich der Wandel in der Erzeugungsstruktur auf die Angebots- und Nachfragestruktur auswirkt. Die Hunderttausenden kleinen Photovoltaikanlagen werden seit 2012 nicht mehr zwangsläufig für eine sogenannte Volleinspeisung konzipiert.¹¹ Bei der Volleinspeisung wird die Stromproduktion einer Anlage vollständig in das Stromnetz eingespeist und mit der EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)-Vergütung bezahlt. Die EEG-Einspeisevergütungen für neugebaute Photovoltaikanlagen sind seit 2008 jedoch stark gesunken. Deshalb ist es bei Neuanlagen zunehmend attraktiver, den Strom aus der Anlage selbst zu verbrauchen und nicht in das Stromnetz einzuspeisen. Stromverbraucher (consumer) werden durch die Nutzung ihrer eigenen Stromerzeugung (producer) zu „Prosumern“. Dieser Wandel zeigt sich an der Entwicklung der festen EEG-Einspeisevergütung für Solardachanlagen

in der Leistungsklasse bis 30 Kilowatt-Peak (ab dem Jahr 2012 bis zehn Kilowatt-Peak), die überwiegend von Privathaushalten auf Einfamilienhäuser gebaut werden.¹² Abbildung 1 verdeutlicht, dass die feste EEG-Einspeisevergütung für diese Anlagen von 2008 bis 2018 von 47,75 Cent pro Kilowattstunde auf 12,05 Cent pro Kilowattstunde gesunken ist (blauer Balken). Gleichzeitig ist der Strompreis für Privathaushalte von 21,65 Cent pro Kilowattstunde auf 29,44 Cent pro Kilowattstunde gestiegen (roter Balken). Seit 2012 liegt die feste Einspeisevergütung unter dem durchschnittlichen Strompreis, den Privathaushalte für ihren Stromverbrauch entrichten müssen. Gleichzeitig wird die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen immer günstiger (siehe gelber Balken in Abbildung 1 und 2). Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aus Solaranlagen sind von 42,50 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2008 bis 2018 auf ca. 12,00 Cent pro Kilowattstunde gefallen.¹³ Ursächlich ist die voranschreitende Kostendegression.¹⁴

Abbildung 1: Entwicklung der Rentabilität von Solareigenverbrauch bei Privathaushalten (Anlagenleistung bis 2012 30 Kilowatt-Peak und ab 2012 zehn Kilowatt-Peak)¹⁵



Anlagenbetreiber können aufgrund dieser Entwicklungen seit 2012 einen finanziellen Vorteil erzielen, wenn sie den Strom aus ihrer Photovoltaikanlage nicht vollständig in das Stromnetz einspeisen, sondern ihn für die Deckung des eigenen Stromverbrauchs nutzen. Sie erhalten dann für den selbst verbrauchten Teil ihrer Erzeugung keine EEG-Vergütung, können aber die Strombezugskosten sparen. Wenn der Gewinn aus der Volleinspeisung als Differenz zwischen der EEG-Vergütung und den Erzeugungskosten der Anlage (Stromgestehungskosten) geringer ist als die Differenz zwischen den Strombezugskosten und den Stromgestehungskosten der Anlage, kann die Rendite einer Solaranlage gesteigert werden. Dieser Punkt ist im Privatkundensegment für die Inbetriebnahme neuer Anlagen seit 2012 erreicht. Aus Abbildung 1 geht deutlich hervor, dass seit 2012 die Rendite aus neu gebauten Photovoltaikanlagen deutlich gesteigert wird, wenn der Strom selbst verbraucht wird. Im Vergleich dazu ist die Volleinspeisung des erzeugten Stroms wegen der stärker als die Gestehungskosten sinkenden

EEG-Vergütung zunehmend unattraktiv. EEG-Vergütung und Stromgestehungskosten haben sich stark angenähert, sodass eine Volleinspeisung nur noch eine vergleichsweise geringe Rendite abwirft. Im Gewerbekundenbereich zeichnet sich trotz der niedrigeren Strombezugskosten ein ähnliches Bild ab. In Abbildung 2 ist mit dem blauen Balken¹⁶ die durchschnittliche EEG-Vergütung für Solaranlagen mit einer Leistung ab 30 Kilowatt-Peak (beziehungsweise 40 Kilowatt-Peak ab 2012) aufgetragen, sowie der durchschnittliche Gewerbestrompreis mit dem roten Balken. Seit 2012 liegt die EEG-Vergütung für diese Anlagenkategorie unter dem Strompreis für Gewerbekunden. Ab einer Anlagenleistung von zehn Kilowatt-Peak wird der Selbstverbrauch aus Solaranlagen mit einer reduzierten EEG-Umlage von 40 Prozent belegt, sodass die Stromgestehungskosten um diesen Wert ansteigen.¹⁷ Trotz dieser Umlage ist der Eigenverbrauch aus Anlagen über zehn Kilowatt-Peak auch für Gewerbebetriebe seit 2012 wirtschaftlicher als eine Volleinspeisung.

11 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018); Koeppe, M., Krampe, L. & Wünsch, M. (2016).
 12 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018); Koeppe, M., Krampe, L. & Wünsch, M., (2016).
 13 Brühl, S. et al. (2017).
 14 BNEF (2018).

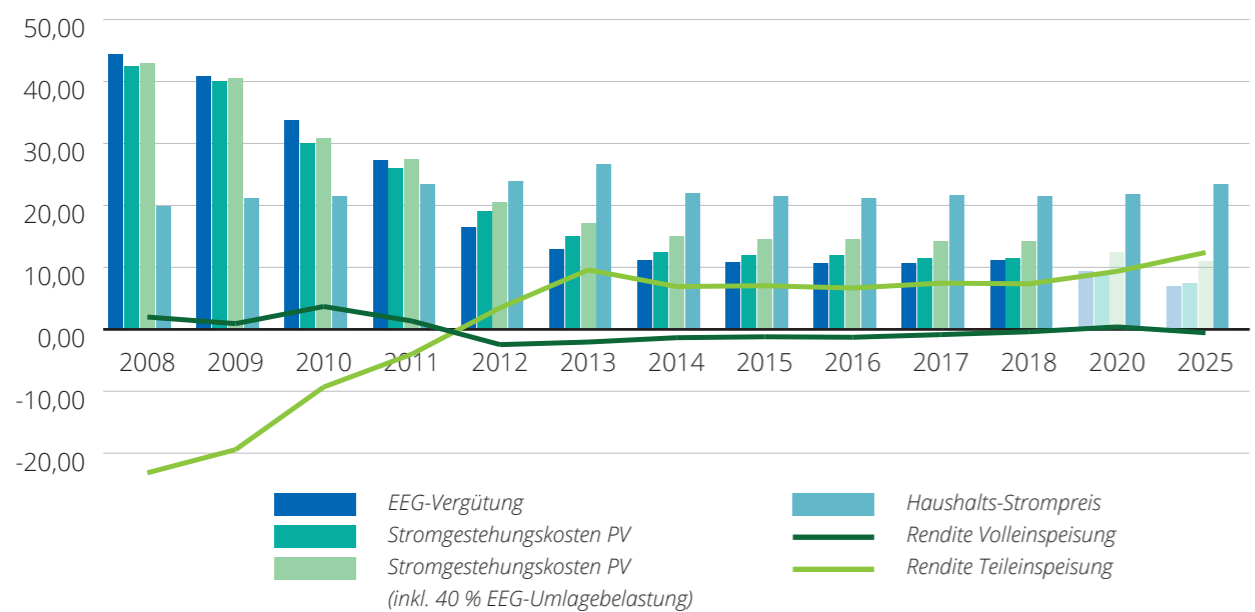
15 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019); Brühl, S. et al. (2017); Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V (2018); Hofer, P. et al. (2014); Institut der deutschen Wirtschaft (2017); Jülich, V. et al. (2018).
 16 Es wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass bis zehn Kilowatt-Peak in der Regel privater und ab 30 Kilowatt-Peak gewerblicher Eigenverbrauch vorliegt. Die EEG-Vergütung in der Abbildung 2 ist die durchschnittliche EEG-Vergütung für Anlagen von 30 bis 100 Kilowatt-Peak von 2008 bis 2012, von 40 bis 1000 Kilowatt-Peak von 2012 bis 2016 und von 40 bis 750 Kilowatt-Peak ab 2017. Freiflächenanlagen wurden nicht berücksichtigt.
 17 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2018).

In der durchschnittlichen Betrachtung in Abbildung 2 ist der Eigenverbrauch seit 2012 sogar die einzige wirtschaftliche Option beim Neubau einer Photovoltaikanlage im Vergleich zur Voll-einspeisung. Diese Aussage kann aber nicht

pauschalisiert werden und muss für jede Anlage individuell geprüft werden, da die Wirtschaftlichkeit einer Volleinspeisung von den jeweiligen Gegebenheiten des Anlagenstandorts und den Kosten für Bau und Betrieb der Anlage abhängig ist.



Abbildung 2: Entwicklung der Rentabilität von Solareigenverbrauch bei Gewerbekunden (Anlagenleistung ab 2008 bis Ende 2011 von 30 bis 100 Kilowatt-Peak, ab 2012 bis Ende 2016 ab von 40 Kilowatt-Peak bis ein Megawatt beziehungsweise ab 2017 von 750 Kilowatt-Peak ohne Berücksichtigung von Freiflächenanlagen) ¹⁸



Perspektivisch wird der Eigenverbrauch aus EEG-geförderten Anlagen flächendeckend die Rendite der Anlagen steigern. Bis 2025 wird ein Abschmelzen der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Solaranlagen auf 6,94 Cent pro Kilowattstunde prognostiziert.¹⁹ Gleichzeitig werden die Kosten der Stromerzeugung aus Klein- bzw. Dachanlagen im schlechtesten Prognoseszenario auf 9,00 Cent pro Kilowattstunde und im besten Fall auf 6,00 Cent pro Kilowattstunde sinken.²⁰ Des Weiteren wird für Haushaltskunden bis 2025 ein weiterer Strompreisanstieg auf 31,20 Cent pro Kilowattstunde erwartet.²¹ Im Gewerbekundenbereich ist die Strompreisprognose mit einem Anstieg auf 23,40 Cent pro Kilowattstunde vergleichbar.

Dadurch wird der Eigenverbrauch für Privat- und Gewerbekunden zukünftig immer mehr an Attraktivität gewinnen (siehe Abbildungen 1 und 2). Komplizierter gestaltet sich der Fall der Biogasanlagen. Auch dieser Sektor ist zum Jahreswechsel 2020/2021 mit dem Austritt erster Anlagen aus dem EEG konfrontiert. Trotz anderweitiger Vermarktungsoptionen (Direktvermarktung, Nahwärme etc.) befürchtete der deutsche Gesetzgeber, dass ein Ende der Förderung voraussichtlich auch ein Ende des Betriebs vieler Biogasanlagen bedeuten werde. Es wurden daher Möglichkeiten für eine Fortführung der Förderung geschaffen. Zum einen besteht die Möglichkeit, rückwirkende (nach EEG 2000 und EEG 2004) Laufzeitverlängerungen

¹⁸ 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019); Brühl, S. et al. (2017); Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2018); Hofer, P. et al. (2014); Institut der deutschen Wirtschaft (2017); Jülich, V. et al. (2018).
¹⁹ Institut der deutschen Wirtschaft (2017).
²⁰ Jülich, V. et al. (2018).
²¹ Hofer, P. et al. (2014).

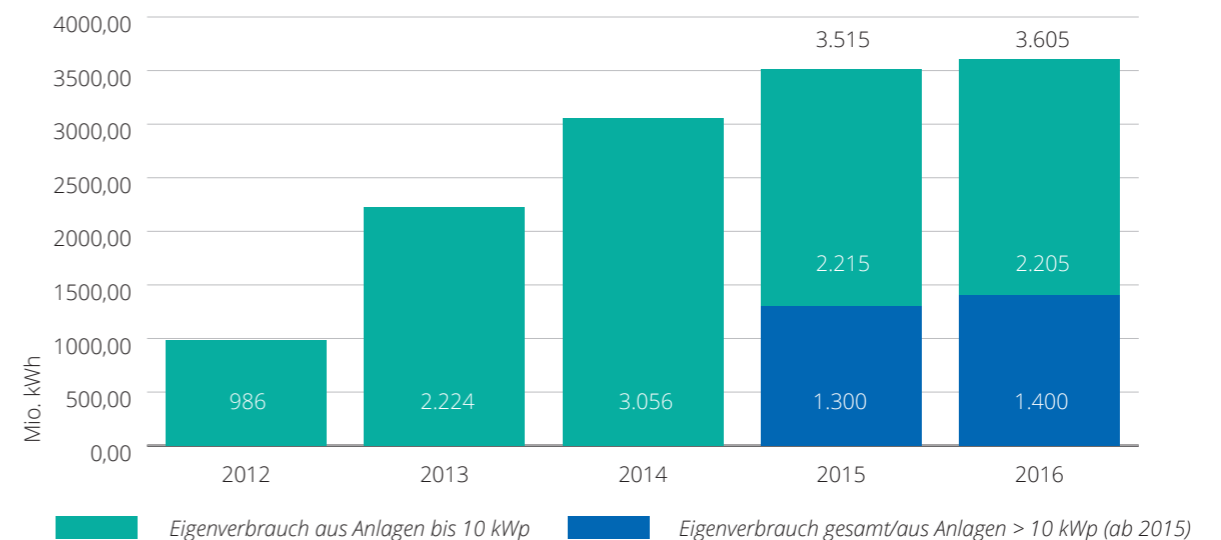
(Modernisierung, Erweiterung) zu realisieren. Zum anderen sieht das EEG 2017 erstmals die Möglichkeit vor, die Vergütungsdauer um zehn weitere Kalenderjahre zu verlängern. Hierfür finden jährliche Ausschreibungen statt. Das maximale Gebot, mit welchem bestehende Biogasanlagen teilnehmen dürfen, beläuft sich auf 16,9 Cent pro Kilowattstunde und wird mit einem Prozent pro Jahr startend in 2018 abnehmen. Dies ist eine betriebswirtschaftlich sehr knappe Kalkulation für die Betreiber derartiger Anlagen.²² Trotz der hohen Einspeisevergütung und Gestehungskosten zwischen 10,14 und 14,74 Cent pro Kilowattstunde²³ kann möglicherweise der Eigenverbrauch für Betreiber von Biogasanlagen eine Option sein. Bei Eigenverbrauch muss eine EEG-Umlage (6,79 Cent pro Kilowattstunde) von 40 Prozent bezahlt werden. Dies entspricht 2,716 Cent pro Kilowattstunde. Stellt sich heraus, dass der zu beziehende Strom teurer ist als die Gestehungskosten des Stroms aus der eigenen Anlage (10,14 – 14,74 Cent pro Kilowattstunde) zuzüglich EEG-Umlage und Opportunitätskosten der vermiedenen Einspeisung (16,9 Cent pro Kilowattstunde * 0,99t), so wird Eigen-

verbrauch attraktiv. Für das Jahr 2018 trifft dies bei 29,59 – 34,19 Cent pro Kilowattstunde in den allermeisten Fällen nicht zu. Dies kann sich bei abnehmender Einspeisevergütung beziehungsweise höheren Strompreisen ändern.

Im Jahr 2012 wurden lediglich 986 Millionen Kilowattstunden Strom gezählt, die aus Photovoltaikanlagen direkt verbraucht wurden.²⁴ Dieser Wert hat sich 2013 mit einer Steigerung auf 2.224 Millionen Kilowattstunden mehr als verdoppelt und ist bis 2016 auf 3.605 Millionen Kilowattstunden weiter angestiegen (siehe Abbildung 3). 2016 wurden also 9,6 Prozent der gesamten deutschen Solarstromerzeugung und 0,6 Prozent des Bruttostromverbrauchs von den Anlagenbetreibern selbst verbraucht.²⁵ Davon wurden im Jahr 2015 1.300 Millionen Kilowattstunden aus Anlagen selbst verbraucht, die kleiner als zehn Kilowatt-Peak sind. 2016 betrug dieser Anteil bereits 1.400 Millionen Kilowattstunden. Prognosen gehen von einer Verdoppelung der selbst verbrauchten Strommengen aus Kleinanlagen unter zehn Kilowatt-Peak bis 2025 auf 3.000 Millionen Kilowattstunden aus.²⁶



Abbildung 3: Entwicklung Eigenverbrauch Photovoltaikanlagen



²² DLG-Mitteilungen (2016).
²³ Jülich, V. et al. (2018).
²⁴ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017).
²⁵ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017).
²⁶ Koeppe, M., Krampe, L. & Wunsch, M. (2016).

ANREIZ ZUM EIGENVERBRAUCH AUCH FÜR ANLAGEN OHNE EEG-VERGÜTUNGSANSPRUCH

Neben Neuanlagen steigt in Deutschland auch der Anreiz zum Eigenverbrauch für Anlagen, die ab 2021 jährlich ihren EEG-Vergütungsanspruch verlieren. Das EEG gewährt seit seiner Einführung im Jahr 2000 jedem Betreiber einer neugebauten Erneuerbare-Energien-Anlage eine feste Einspeisevergütung für eine Laufzeit von 20 Jahren inklusive des Inbetriebnahmejahres.²⁷ Wenn eine Photovoltaikanlage zum Beispiel am 15.05.2000 zum ersten Mal Strom produziert hat, wird sie bis zum 31.12.2020 für jede Kilowattstunde Strom mit der EEG-Vergütung gefördert. Ist die Anlage erst am 05.01.2001 in Betrieb gegangen, läuft die Förderung bis zum 31.12.2021. Der Förderzeitraum des ersten EEG im Jahr 2000 endet also am 31.12.2020. Aufgrund dessen werden von 2021 bis zum Jahr 2030 Windkraft-, Photovoltaik-, Wasserkraft- sowie Biomasse-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 37.000 Megawatt ihre feste Einspeisevergütung verlieren.²⁸ Nach dem Ende des Förderzeitraums müssen Anlagenbetreiber den Entfall der EEG-Vergütung durch alternative Einnahmequellen ausgleichen, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Anlagen gewährleisten zu können. Prosumer können mit ihrer Erzeugung häufig nicht ihren gesamten

Strombedarf decken, sondern müssen einen Teil ihres Strombedarfs weiterhin von einem Stromversorger beziehen. Haushaltskunden kommen in der Regel auf eine Eigenverbrauchsquote von 30 Prozent und müssen noch ca. 70 Prozent ihres Strombedarfs von einem Stromlieferanten einkaufen.²⁹ Mit einem Batteriespeicher kann die Eigenverbrauchsquote zusätzlich gesteigert werden. Bei Gewerbebetrieben ist die Eigenverbrauchsquote abhängig vom Verbrauchsverhalten des Unternehmens. Sie können Eigenverbrauchsquoten von 50 bis 100 Prozent erreichen, wenn ihr Stromverbrauch hauptsächlich in die Zeit der Stromerzeugung einer Solaranlage fällt.

Geförderte Windenergieanlagen im Umfang von über vier Gigawatt werden Ende 2020 aus der EEG-Förderung fallen. Hinzukommen im Schnitt weitere 2,4 Gigawatt jährlich. Deren Betreiber werden in der Regel versuchen, an den bestehenden Standorten durch sogenanntes Repowering neue, leistungsfähigere Anlagen zu errichten. An geschätzten 32 bis 47 Prozent der Standorte ist ein Anlagenersatz jedoch nicht möglich. Hauptsächlich planungsrechtliche Gründe und das Auslaufen von Pachtverträgen stehen dem Repowering entgegen. Die Betreiber dieser Anlagen werden versuchen, diese Anlagen weiter zu betreiben. Dem stehen Weiterbetriebskosten von 3,5 bis 5,0 Cent pro Kilowattstunde (große Anlagen sind mit geringeren

Weiterbetriebskosten je Kilowattstunde verbunden) für die dritte Betriebsdekade entgegen.³⁰ Der darin enthaltene Servicepreis liegt bei etwa 0,7 bis 1,5 Cent pro Kilowattstunde.³¹ Je nachdem, wie sich

die Spotmarktpreise entwickeln, sind für diese Anlagen neue Betriebskonzepte notwendig, andernfalls droht die Stilllegung und der Rückbau. Dem Stromsystem würden wichtige Strommengen entzogen.

DRINGENDER ORDNUNGSPOLITISCHER HANDLUNGSBEDARF

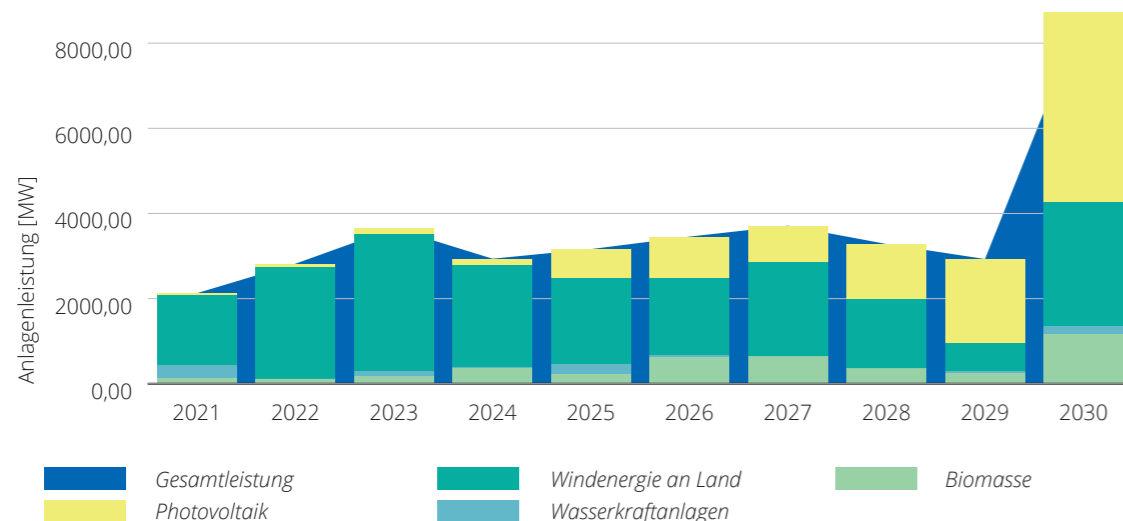
Steigt der Eigenverbrauch von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im zuvor beschriebenen Ausmaß, dann werden diese Strommengen nicht länger vermarktet und stehen damit den Energiemärkten nicht zur Verfügung. In der Folge sinkt die Liquidität der Märkte, was vor dem Hintergrund einer tendenziell zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors im Rahmen der Sektorkopplung nicht zielführend ist. Da Reststromlieferungen unmittelbar witterungsabhängig und volatil werden, erhöht sich zudem die Komplexität des Stromsystems für die Verteilnetze ebenso wie für den Handel. Auch die Komplexität auf der Nachfrageseite wird unweigerlich zunehmen: Es wird geschätzt, dass aktuell in jeder Sekunde 127 neue Geräte mit dem Internet verbunden werden³² und 2030 insgesamt drei Billionen Geräte³³ online sein werden. Hierdurch wird das sogenannte Internet of Things (IoT) auch die Energiewelt erfassen: Je mehr Geräte mit dem Internet verbunden sind, desto mehr werden diese auch gesteuert

werden, was tendenziell mehr Lastschwankungen impliziert. Elektrische Ortsnetze werden insbesondere mit zunehmender Elektromobilität und dem Anschluss privater Ladeboxen verstärkt an Kapazitätsgrenzen stoßen. Vor allem die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge entwickelt sich bereits heute zu einer Herausforderung.

Schließlich gefährdet der steigende Eigenverbrauch ceteris paribus nachhaltig die Finanzierung der Stromnetze: Sinkt die Menge der aus dem Netz bezogenen Kilowattstunden weiter, müssen die Netzkosten auf weniger bezogene Kilowattstunden verteilt werden. Stärker netzanschlussbezogene Entgelte oder eine angepasste EEG-Umlage auf Eigenversorgung sind mittel- bis kurzfristig durchaus erfolgsversprechend.³⁴ Sie könnten die Anreize zum Eigenverbrauch langfristig jedoch weiter erhöhen (Rebound-Effekt), weitere Marktverzerrungen erzeugen sowie ungewollt Autarkiebestrebungen unterstützen. Insbesondere integrative Anreize für eine aktive Marktteilnahme werden insgesamt eher geschwächt als gestärkt.



Abbildung 3: Entwicklung Eigenverbrauch Photovoltaikanlagen



27 EnergieAgentur.NRW GmbH (2019).
 28 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018).
 29 Koepp, M., Krampe, L. & Wünsch, M. (2016).

30 FA Wind (2018).
 31 Energiezukunft (2016).
 32 Patel, M., Shangkuan, J., & Thomas, C. (2018).
 33 General Electric. (2017).
 34 Consentec & ISI (2019).

MEHR MARKTWIRTSCHAFT WAGEN

Eine Alternative zu einer Energiewirtschaft mit einer zunehmenden Zahl von staatlichen Eingriffen ist die konsequente Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, Wärmepumpen, stationären Stromspeichern, Elektrofahrzeugen, Elektrolyseuren etc. als aktive Marktakteure. Das Zielsystem stellt sich hierbei als eine Echtzeit-Energiewirtschaft dar, in der Millionen von Geräten in hoher Frequenz miteinander interagieren und damit die Liquidität der Märkte vergrößern, die Märkte effizienter machen sowie die Versorgungssicher-

heit erhöhen, anstatt sie zu verringern. Die nachfolgenden Kapitel sind ein Diskussionsbeitrag zur Frage der wünschenswerten Eigenschaften eines solchen Zielsystems. Vorgeschlagen werden nachstehende wünschenswerte Eigenschaften eines zukünftigen Ordnungsrahmens:

- *Offener Marktzugang* für kleine Stromerzeugungseinheiten, Energiespeicher und Lasten sowie eine *hohe Marktintegration* durch den schnellen Wechsel von Geräten/Akteuren zwischen diversen Funktionen und Märkten;
- *Vielfalt von Märkten, Marktsegmenten und Systemdienstleistungen* durch kontinuierliches Erproben

und Weiterentwickeln von Konzepten sowie eine *hohe Auslastung verteilter Kapazitäten* durch effiziente Marktpreise für Flexibilität³⁵ sowie Knappheitssignale für Netzauslastung;

- *Hoher Grad marktgetriebener Geschäftsmodellinnovationen* durch die Interaktion von Stromerzeugungseinheiten, Energiespeicher und Lasten.

STELLSCHRAUBEN DIGITALE INFRASTRUKTUR UND REGELRAHMEN

Informations- und Kommunikationstechnologien entwickeln sich mit rasanter Geschwindigkeit.

3.1 OFFENER MARKTZUGANG UND HOHE MARKTINTEGRATION

Eine Echtzeit-Energiewirtschaft mit Millionen von Geräten, die aktiven Zugang zu Energiemärkten und Systemdienstleistungen erhalten, verspricht liquide und effiziente Strommärkte und eine hohe Versorgungssicherheit. Die Blitzlichter in Kapitel 2 vermitteln einen Eindruck von den zukünftigen Interaktionen zwischen den Marktakteuren. Entscheidend für eine marktwirtschaftliche, dezentrale Energiewelt wird sein, dass Haushalte und Unternehmen Konsum- und Einspeiseentscheidungen für Geräte gemäß ihren Präferenzen frei

Künstliche Intelligenz (KI), Blockchain oder die neue Mobilfunktechnologie 5G eröffnen neue ordnungspolitische Gestaltungsspielräume. Diese gilt es insbesondere dahingehend zu testen, inwieweit sie dazu beitragen können, den Zielkonflikt für ein Energiesystem mit einer dezentralen Erzeugungsstruktur aufzulösen und Wettbewerb, Effizienz und Evolution mit einer effektiven Koordination zu verbinden. Durch eine Kombination aus IT-basierten, neuen Gestaltungsoptionen und einem angepassten Ordnungsrahmen können die oben aufgeführten Leitlinien umgesetzt werden.

treffen können. Hierzu müssen sämtliche Preis- und Systemrisiken transparent gemacht und internalisiert werden. Ob dann eine Waschmaschine oder eine Wärmepumpe eingeschaltet oder ihr Start noch hinausgezögert wird, ob ein thermischer Wärmespeicher Strom erzeugt oder die Prozesswärme direkt genutzt wird, soll das einzelne Wirtschaftssubjekt – oder ein Gerät entsprechend den programmierten Präferenzen – zukünftig selbstbestimmt entscheiden können.

3.1.1 STELSCHRAUBE DIGITALE INFRASTRUKTUR

Der Strommarktzugang kann durch hohe Transaktionskosten, das heißt die Kosten für die Nutzung des Marktes, erheblich erschwert werden. Abgesehen von rechtlichen Hürden, die in Kapitel 3.1.2 adressiert werden, bedeuten heute beispielsweise die An- und Ummeldung von Energieerzeugungsanlagen einen erheblichen Arbeits- und Zeitaufwand. Um eine hohe Anzahl an Marktteilnehmern

zu erreichen, sind daher insbesondere geringe Kommunikationskosten für das Teilen von Daten und einfache, zuverlässige und nachvollziehbare Systeme zur Verifikation dieser Informationen notwendig. Eine erste grundlegende Voraussetzung für eine solche digitale Infrastruktur in einer Energie-Echtzeitwirtschaft ist die automatisierte, digitale Authentifizierung von einzelnen strom-

erzeugenden und stromverbrauchenden Anlagen sowie Speichern. Betreiber von elektrischen Verteilernetzen müssen auch zukünftig Anlagen, die im System aktiv mitwirken, eindeutig identifizieren können. Ein kommunikationsfähiger, digitaler Stromzähler als Netzabschlusspunkt ist hierfür per se nicht ausreichend.

Die deutsche Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten, die sogenannten Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV), sieht vor, dass jede Stromerzeugungsanlage, Gaserzeugungsanlage sowie jeder Stromspeicher zu registrieren sind, die unmittelbar oder mittelbar in ein Strom- oder Gasnetz einspeisen. Zu registrieren sind auch Stromverbrauchsanlagen, die an ein Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Die Registrierung der Anlagen mit Daten zu Standort, Kapazität, Bilanzkreis etc. erfolgt in einem Prozess mit diversen Medienbrüchen. Eine automatisierte Anmeldung ist bislang nicht möglich und es gibt lediglich eine Web-Schnittstelle zur Aufnahme und Bereitstellung von Daten.

Für die digitale Verwaltung eines solchen Registers ist anstelle einer herkömmlichen Datenbank die Nutzung einer Blockchain vorgeschlagen und analysiert worden.³⁶ Hiernach verspricht eine Blockchain-Lösung eine teilautomatisierte Registrierung, Verwaltung und selektive Bereitstellung von Marktstammdaten sowie die kontrollierte Übertragung von Bewegungsdaten. Insbesondere die Verbindung eines Smart Meter Gateways (SMGW) mit dem Anlagenregister könnte eine sichere und jederzeit elektronisch überprüfbare Authentifizierung (Prüfung der behaupteten Identität) von Anlagen und Geräten ermöglichen. Das SMGW empfängt so gemäß den Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) Messdaten von angeschlossenen Einheiten, speichert diese und bereitet sie für Marktakteure auf. In das SMGW ist ein Trusted Platform Module (TPM) integriert³⁷, welches die Integrität der Hardware des SMGW überwacht. Dieser Kryptochip kann als Vertrauensanker dienen, mit dessen Hilfe eine Vertrauensketten (Trust Chain) für ein komplettes Sys-

tem geschaffen werden kann. Dies verlängert das hohe Sicherheitsniveau des BSI-Systems auch auf Geräte hinter dem Zähler (Trust Chain). Das SMGW wird in diesem Anwendungsfall zu einem teilnehmenden Rechner in einer Blockchain (Knoten).

Als Mehrwert wurde bei einer (Teil-)Automatisierung der Anmeldung von Energieerzeugungsanlagen und größeren Lasten an einem Anlagenregister die Verknüpfung einer beweisbaren Geräteidentifikation mit einem energiewirtschaftlichen Anlagenregister identifiziert.³⁸ Diese eindeutige und unveränderliche Geräte- beziehungsweise Anlagenkennung lässt sich dann mittels eines Kryptonetzwerks zwischen der sehr hohen Anzahl von Anlagenbesitzern und Verteilnetzbetreibern sicher ohne eine zentrale Vertrauensinstanz austauschen. Die technische Grundlage ist die Blockchain als eine hoch flexible, sichere Vertrauensschicht, auf der zahlreiche bestehende und neue energiewirtschaftliche Ende-zu-Ende-Dienste mittels der eindeutigen, beweisbaren Geräteerkennung aufgebaut und verknüpft werden können (siehe zum Beispiel Herkunftsnachweise, Lieferantenwechsel, Engpassmanagement etc.).³⁹

Vielversprechend stellt sich insbesondere die vereinfachte marktliche Integration von zusätzlichen Stromerzeugungseinheiten dar. Im Sinne eines erleichterten Marktzugangs können so unter anderem Blockheizkraftwerke (BHKW) einfacher und damit kostengünstiger Teilnehmer in einem virtuellen Kraftwerk (VKW) werden. Als Beispiel kann ein Hotelbesitzer dienen, der einige Jahre drei kleine Einheiten eines BHKW (dreimal 40 Kilowatt) betreibt.⁴⁰ Nach Auslaufen der in Deutschland gewährten Förderung bleiben weiterhin Kosten für Reparaturen und die Instandhaltung für das abbeschriebene BHKW. Die Einspeisung in das öffentliche Netz wäre für den Hotelbesitzer nur über Dritte möglich. Daher wird dieser den Aufwand scheuen, sich in einem MaStR händisch zu registrieren, und eher in Erwägung ziehen, die Anlage stillzulegen. Eine teilautomatisierte Anmeldung verringert für den Hotelbesitzer nicht nur die Anmeldekosten, sondern erlaubt es ihm, unter Zuhilfenahme von entsprechenden MaStR-

35 Flexibilität beschreibt die technische Fähigkeit einer Anlage, die aktuelle und/oder prognostizierte Leistung [P, Q] zu verändern. Zur Beschreibung dieser Fähigkeit sind Kennwerte wie die minimal/maximal mögliche Leistung notwendig. Weiterhin sind die maximal verschiebbare Energiemenge [E] sowie eine Zeitangabe [t1], über die Dauer der Leistungsänderung und – falls notwendig – den Zeitpunkt des Differenzenergieausgleichs, zu berücksichtigen. Für einen gezielten Einsatz von Flexibilität sind der Ort (sowohl geografisch als auch der Verknüpfungspunkt im Netzgebiet) und der damit einhergehende Wirkradius von Bedeutung. Müller, Mathias et al. (2018).

36 Das INEWI hat diesen Use Case in die Studie Blockchain-Studie der dena eingebracht, vgl. hierzu Deutsche Energie-Agentur (2019).

37 Ein TPM ermöglicht, dass eine Manipulation der Hard- oder Software festgestellt wird und nur signierte Software auf einem System ausgeführt werden kann. Gemäß den Anforderungen des BSI beschränkt sich das TPM im Gateway aktuell auf die Messung der Systemintegrität des SMGW.

38 Deutsche Energie-Agentur (2019).

39 Die dena-Studie „Blockchain in der integrierten Energiewende“ analysiert die genannten Anwendungen technisch, ökonomisch und regulatorisch.

Deutsche Energie-Agentur (2019).

40 Deutsche Energie-Agentur (2019).

Suchdiensten vom Betreiber eines VKW kostengünstig gefunden zu werden. Das Teilen von Stammdaten mithilfe von Matching-Diensten ermöglicht darüber hinaus erstmals die Echtzeitsuche nach verfügbarer Flexibilität.⁴¹ Neben den obligatorischen Stammdaten können auf freiwilliger Basis Angaben zu Bewegungsdaten (Erzeugungs- oder Lastprofile) sowie zur Aufnahme der Interaktion (zum Beispiel Protokolle) gesichert und flexibel kommuniziert werden. Dies ermöglicht die Erprobung neuer, effektiver Flexibilitätsmechanismen für Marktakteure. Der Hotelbesitzer steht exemplarisch für die Gattung der Prosumer, Haushalte wie Unternehmen, die nach Ausscheiden aus der EEG-Förderung aufgrund des hohen finanziellen und zeitlichen Aufwands eine erneute Anmeldung im MaStR scheuen werden.

Nach der erfolgten Anmeldung von Anlagen im MaStR können Anlagen im beschriebenen Szenario schließlich technisch nachweisbar zwischen Märkten und Systemdienstleistungen (Eigenerzeugung/-verbrauch, Regelenergie- und Spotmärkte) wechseln – und dies in hoher Frequenz.⁴² Auch kleine registrierte Einheiten wie das erwähnte BHKW werden so zu aktiven Marktakteuren. Das deutsche MaStR in seiner heutigen technischen Umsetzungsform bietet lediglich eine Web-Schnittstelle zur Aufnahme und Bereitstellung von Daten und ermöglicht damit die beschriebenen Funktionalitäten wie eine automatisierte Ummeldung von Anlagen nicht. Der Anwendungsfall sieht ein Zusammenspiel der drei Komponenten SMGW, Anlagenregister sowie Kryptonetzwerk vor.

Die Blockchain-Technologie ist immer noch eine junge Technologie⁴³ und dient an dieser Stelle vor allem als Beispiel für eine wichtige Stellschraube

der aufzubauenden digitalen Infrastruktur. Die eindeutige und jederzeit digital zu beweisende Anlagenidentifizierung ist allerdings eine globale technische Herausforderung und ein kleines, aber entscheidendes Element, um die technische Interoperabilität zwischen Millionen von Geräten zu gewährleisten. Diese könnte auch in andere wirtschaftliche Sektoren (siehe Industrie 4.0) ausstrahlen und ist auf diese Weise mit konkreten Exportchancen für die europäische IT-Industrie verbunden.

Das seit einigen Jahren in Kalifornien laufende und vom Regulierer initiierte Pilotprojekt „Demand Response Auction Mechanism“ (DRAM)⁴⁴ ist eines der größten in den USA durchgeführten Experimente mit dem Ziel, den Wert von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, Speichern und Lasten zu bestimmen. Die vertikal integrierten Versorger in Kalifornien schreiben dabei für ihr Gebiet Kapazitäten aus, auf die sich Bieter mit einer beliebigen Kombination aus Dach-Photovoltaikanlagen, stationären Stromspeichern, E-Fahrzeugen oder intelligenten Thermostaten bewerben können. Die Präqualifizierungsanforderungen sind dabei im Vergleich zu den deutschen und europäischen Regelenergiemärkten äußerst gering. Auch wenn die technische und ökonomische Gesamtbewertung des Projekts noch aussteht, werden die technische Zuverlässigkeit und Reife einer Aggregation von kleinen, dezentralen Anlagen hinter dem Stromzähler seit Jahren eindrucksvoll aufgezeigt.⁴⁵ Technisch ist folglich die Erprobung einer konsequenten Öffnung der Regelenergiemärkte in Europa vielversprechend.

3.1.2 STELLSCHRAUBE REGELRAHMEN

Eine Echtzeit-Energiewirtschaft verlangt nach einer konsequenten Weiterentwicklung heutiger Marktordnungen in Europa. Bislang wurde Erneuerbare-Energien-Anlagen, Heimspeichern, industriellen thermischen Speichern, Elektroladestationen, Wärmepumpen oder diversen Lasten kein unbeschränkter Marktzugang für die Vermarktung von Flexibilität eingeräumt. Eine wesentliche ordnungspolitische Veränderung stellt nun das Inkrafttreten der EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11. Dezember

2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der Neufassung dar. Ihr zufolge erhalten Haushalte und Unternehmen das Recht, Strom, zum Beispiel mit Solarzellen, selbst zu erzeugen, zu nutzen und Überschüsse zu einem Marktpreis zu verkaufen.⁴⁶ Dieser Impuls zur Öffnung der Strommärkte wirft eine Reihe grundlegender ordnungspolitischer Folgefragen auf, die dringend zu beantworten sind.

RESTSTROMBEZUG, BILANZKREISVERANTWORTUNG SOWIE BILANZKREISGRÖSSE UND -INTERVALL

Anlagenbetreiber als aktive Wirtschaftssubjekte werden Eigenverbrauch, Reststrombezug und den Verkauf überschüssiger Strommengen dynamisch aufeinander abstimmen und bei der Vermarktung zwischen Strombörse, Power Purchase Agreements (PPAs, das heißt Direktvermarktung als langfristiger Stromliefervertrag), P2P-Netzwerk (das heißt einem Netzwerk von Unternehmen, Nachbarhaushalten, innerhalb eines Quartiers etc.) und dem Verkauf an einen Energieversorger wählen können. Wesentlich ist dann zunächst, welche Einspeiser, Speicher und Lasten welcher Größe wann welchen Marktzugang erhalten. Was spricht aus welchen technischen, rechtlichen oder eventuell verteilungspolitischen Gründen gegen eine generelle Öffnung? Welche Gestaltungsoptionen bestehen bezüglich der Reststromverantwortlichkeit und wie sollte die Bilanzkreisverantwortlichkeit geregelt werden? Sollen alle Erzeuger eine Bilanzkreisverantwortung erhalten, unabhängig davon,

ob sie dezentrale, regionale oder überregionale Aufgaben wahrnehmen? Ein einzelner Haushalt könnte auch die Rolle eines Mikro-Bilanzkreisverantwortlichen übernehmen, ohne jedoch eine Bilanzkreisverantwortung im Sinne von Lastgangprognosen und der Beschaffung entsprechender Ausgleichsenergie innezuhaben. Die Frage, welche Bilanzkreisgröße aus energiewirtschaftlicher Perspektive in einer dezentralen Erzeugungswelt zweckmäßig ist, ist noch weitgehend ungeklärt. Neben der Bilanzkreisgröße ist für das Zielbild einer Echtzeit-Energiewirtschaft auch das Bilanzierungsintervall eine zentrale Stellgröße. Eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung mit Flexibilität erfordert letztlich, dass der Bilanzkreissaldo in Echtzeit bekannt ist. Bilanzierungsintervalle unter einer Minute sind daher perspektivisch wünschenswert. Ordnungspolitisch abzuwägen ist generell der Nutzen eines Bilanzgleichgewichts inklusive der entstehenden Systemkosten in einem zunehmend dezentralen Energiesystem. Unterschiedliche Bilanzkreisgrößen und -intervalle sind in Wirkung auf die Markteffizienz bislang nicht systematisch untersucht.

41 Deutsche Energie-Agentur (2019).

42 Deutsche Energie-Agentur (2019).

43 Deutsche Energie-Agentur (2019).

44 <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M143/K552/143552239.pdf>.

45 https://www.pge.com/en_US/large-business/save-energy-and-money/energy-management-programs/demand-response-programs/2018-demand-response/2018-demand-response-auction-mechanism.page.

46 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.

ERWEITERUNG DER DIREKTVERMARKTUNG

Wenn ein Prosumer mehr Strom erzeugt, als er verbraucht, braucht er für die Übererzeugung einen Abnehmer. Die Überschussmengen werden bei vielen Anlagen vom örtlichen Netzbetreiber abgenommen und mit der EEG-Vergütung bezahlt. Für Anlagen mit einer Leistung von über 100 Kilowatt und einem Baujahr nach 2016 besteht laut EEG eine Direktvermarktungspflicht.⁴⁷ Strommengen, die von den Anlagenbetreibern nicht selbst verbraucht werden, werden nicht vom Netzbetreiber abgenommen, sondern müssen an der Strombörse oder einem anderen Marktplatz verkauft werden.⁴⁸ Das gilt auch für Anlagen, die für den Eigenverbrauch betrieben werden. Anlagenbetreiber, die ab 2021 ihren EEG-Vergütungsanspruch verlieren, benötigen eine Möglichkeit, ihre Anlagen kostengünstig zu vermarkten.

Die bisherigen Direktvermarktungssysteme sind allerdings nicht auf die Kleinteiligkeit und Digitalisierung der Energiewirtschaft ausgelegt. Große Direktvermarktungsunternehmen bündeln direktvermarktungspflichtige Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem VKW. Die Steuerungs- und Optimierungssysteme dieser traditionellen VKW-Lösungen sind auf die Vermarktung von großen und mittelgroßen Anlagen ausgelegt. Die Anbindung von Ein-

MARKTINTEGRATION VON SPEICHERN UND P2X-GESCHÄFTSMODELLEN

Staatliche Abgaben und Umlagen erschweren heute Geschäftsmodelle für Speicher und P2X-Anlagen, die in den Blitzlichtern in Kapitel 2 dargestellt sind. Die energiepolitisch und energiewirtschaftlich wünschenswerte Sektorkopplung droht ins Stocken zu geraten. Im Sinne einer umfassenden Marktöffnung sind daher das EEG, die Behandlung von Elektrolyseuren und Stromspeichern als Letztverbraucher sowie die Netzentgeltsystematik grundsätzlich infrage zu stellen. Auch die Anzahl und Komplexität regulatorischer Vorschriften und

heiten an das VKW ist im Allgemeinen sehr teuer und lohnt sich erst bei größeren Anlagen. Kleine Anlagen können die Einmalkosten für die Integration in das VKW meist nicht wieder erwirtschaften.⁴⁹ Technische Entwicklungen werden die Kosten für die Koordination von Kleinanlagen weiter senken (siehe Kapitel 3.1.1). Gleichzeitig sollten jedoch neue Vermarktungsoptionen wie Mini-Power Purchase Agreements (PPAs) oder ein sogenannter P2P-Stromhandel rechtlich schnell spezifiziert werden, um für Unternehmen wie Haushalte Investitionssicherheit zu gewährleisten. Die aktuelle, enorm komplexe Gesetzeslage macht es für Privatteile und Unternehmer sehr schwierig, Strom im kleinen Kreis zu teilen, etwa mit einem einzelnen Mieter in der Einliegerwohnung. Nach geltendem Recht wird beispielsweise ein Anlagenbetreiber, der einen Mieter mitversorgt, automatisch zum Energieversorger mit allen dazugehörigen Pflichten. Dasselbe kann für ein Unternehmen gelten, das ein Nachbarunternehmen mit Strom beliefert. Hochintegrierte Szenarien wie in den drei Blitzlichtern in Kapitel 2 sind ohne eine vereinfachte Rechtslage kaum vorstellbar. Darüber hinaus sind auch einheitliche, durch die Bundesnetzagentur standardisierte Messkonzepte für viele kleine Industrieunternehmen, Dienstleister, Hausbesitzer und Wohnungsgesellschaften enorm hilfreich.

bürokratische Verfahrensabläufe sind dringend zu prüfen. Stromspeicher mit Netzanschluss können technisch und ökonomisch verschiedene Dienste zur gleichen Zeit anbieten: So kann eine Photovoltaikanlage den Eigenverbrauch in einem Unternehmen erhöhen, gleichzeitig für die Stromspitzenkappung genutzt werden sowie den Verbrauch auf Zeiten niedrigerer Strompreise verschieben. Ebenso kann sie an den Regelenergiemärkten teilnehmen und Nachbarunternehmer oder Mieter mit Strom beliefern. Für diese sogenannten Multi-Use-Cases bestehen aktuell erhebliche wirtschaftliche Hürden.

3.1.3 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Um die Chancen der Digitalisierung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität nutzen zu können, werden klare Regeln für die Infrastruktur und ihre Schnittstellen, eine klare und handhabbare Marktrollenverteilung und die Beseitigung von regulatorischen Hindernissen benötigt. Netzneutralität muss gewährleistet bleiben, um die Unabhängigkeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber von anderen Aufgaben des Energiemanagements sicherzustellen. Es wird daher vorgeschlagen:

Bilanzkreisverantwortung stärken: Angebot und Nachfrage müssen im Stromsystem jederzeit ausgeglichen sein. Die Digitalisierung ermöglicht einen physikalischen und bilanziellen Gleichlauf des Energiesystems bis hin zur Echtzeitbetrachtung mit einem erhöhten Informationsfluss (unter anderem von Ein- und Ausspeisedaten, Smart Meters sowie Sensorik im Netz und in Anlagen). Um dieses Potenzial zu nutzen, muss die (Mikro-) Bilanzkreisverantwortung gestärkt werden. Jeder Marktakteur ist selbst dafür verantwortlich, seinen Bilanzkreis mithilfe der dem Markt zur Verfügung stehenden Instrumente auszugleichen. Bilanzkreise, die wegen eines Ungleichgewichts ihres Portfolios Ausgleichsenergie benötigen, sollten die Systemkosten selbst tragen.

Staatlichen Anteil am Strompreis senken, Flexibilität steigern: Damit die Preissignale unmittelbar die Verbraucher erreichen und flexibles Verhalten anreizen, muss die Bundesregierung die hohen Abgaben, Umlagen und Steuern auf den Strompreis konsequent abbauen. Hierdurch kann die Anpassungsfähigkeit von Verbrauchern gestärkt und ein effizientes Lastmanagement auch auf Verteilnetzebene ermöglicht werden. Die effiziente Bereitstellung von Versorgungssicherheit wird gestärkt, wenn so systemdienliches Verhalten angeregt wird.

Europäische Standards definieren und Daten-Hub schaffen: Um neue Geschäftsmodelle, Produkte und Services zu ermöglichen und die bestehende Infrastruktur verlässlich gegen Missbrauch zu schützen, sollten europaweite Mindeststandards für Sicherheit, Datenschnittstellen und einen handhabbaren, innovationsfreundlichen Datenschutz definiert werden. Dabei sollte auch die Einrichtung eines europäischen Daten-Hubs geprüft werden, um die Bereitstellung von und den Zugang zu Daten besser zu organisieren. Gleichzeitig gilt es, Datentransparenz gegenüber der Gefahr von „Trittbrettfahrerverhalten“ anderer Marktakteure und Sicherheitsaspekten abzuwägen. Daten, die zu einer effizienteren Koordination des Energiesystems (zum Beispiel zur optimalen Auslastung von Infrastruktur) beitragen, sollten über den Daten-Hub geteilt werden. Alle Unternehmen im europäischen digitalen Binnenmarkt brauchen vergleichbare Rahmenbedingungen und einfachere Datenschutzregeln, damit ein fairer Wettbewerb stattfinden kann.

Europäische Plattform für digitale Innovationen und Vernetzung schaffen: Hierzu sollte ein „Zentrum Digitalisierung Europa“ gegründet werden, das eine Plattform schafft, um die wichtigsten Kompetenzen, Akteure und Entwicklungen mit Blick auf die Digitalisierung des Energiesystems in Europa abzubilden und zu vernetzen. Dabei sollen für Politik, Unternehmen und Wissenschaft Zugänge etabliert werden, um die grenzüberschreitende Praxisrelevanz von Innovationen zu prüfen und ihre Entwicklung und Umsetzung im EU-Binnenmarkt zu beschleunigen. Innerhalb der Plattform ist zudem ein „European Data Accelerator Lab“ zu installieren, das projektgetrieben und effizient die besten Ideen für datenbasierte Innovationen aus der Energiewirtschaft in Form eines technologieoffenen Wettbewerbs durch ein unabhängiges Gremium auswählt und deren Umsetzung begleitet.

⁴⁷ Deutsche Energie-Agentur (2019).

⁴⁸ Deutsche Energie-Agentur (2019).

⁴⁹ Breidenbach, J. (2018); Enkhardt, S. (2015).

3.2 VIelfalt von Märkten und Marktsegmenten sowie eine hohe Auslastung von Kapazitäten

Die Vorschläge der letzten Jahre zur Weiterentwicklung der europäischen Energiemärkte konzentrieren sich aufgrund zunehmender Engpässe weitgehend auf die explizite Anpassung des Marktdesigns mit Blick auf das Stromnetz. Vorgeschlagen wurden lokale Flexibilitätsmärkte, Knotenpreise (Nodal Pricing), marktbasierter Redispatch, Netzreserve, Aufteilung von Gebotszonen, Netzausbaugebiete, lokal differenzierte Netzentgelte, die lokale Ausschreibung von Erzeugungskapazität und die lokal differenzierte Förderung erneuerbarer Energien.⁵⁰ Im Hinblick auf die in Kapitel 3 aufgezeigten Fehlanreize, die aktuell zu einem steigenden Eigenverbrauch führen und dem Stromsystem notwendige Strommengen (Liquidität) entziehen werden, ist das Zielsystem unbedingt grundsätzlich weiterzuentwickeln: Das heißt, die Marktöffnung be-

ziehungsweise die Vergrößerung der Märkte im Hinblick auf Teilnehmer und durchgeführte Transaktionen sollte bei der Bewertung von Konzepten ausdrücklich als Kriterium berücksichtigt werden. Viele aktuell diskutierte Reformvorschläge haben lediglich kurativen Charakter, weil sie die dezentrale und volatile Akteursstruktur nicht ausreichend berücksichtigen.

Unbedingt zielführend und daher empfehlenswert für eine strukturierte Diskussion ist die Unterscheidung zwischen Konzepten, die sich auf die geografische Auflösung des Strommarkts selbst beziehen (zum Beispiel Gebotszonenteilung, Nodal Pricing), und solchen, die außerhalb des Strommarkts wirken (zum Beispiel lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung, Netznutzungsentgelte).⁵¹

3.2.1 STELLSCHRAUBE DIGITALE INFRASTRUKTUR

Der Einsatz von KI, Blockchain oder der neue Mobilfunkstandard 5G eröffnen ordnungspolitische Gestaltungsspielräume.⁵² Diese gilt es insbesondere daraufhin zu testen, wie sie dazu beitragen können, den Zielkonflikt für ein Energiesystem mit einer dezentralen Erzeugungsstruktur aufzulösen und Wettbewerb, Effizienz und Evolution mit einer effektiven Koordination zu verbinden. Digitale Infrastrukturen erlauben eine erhöhte Transparenz auf der Verteilnetzebene, wodurch bislang ungenutzte Kapazitäten und Flexibilität sichtbar werden. Auch die Auslastung von Verteilernetzen kann verursachungsgerecht in einen direkten Zusammenhang zum Betrieb und den Netzentgelten gebracht werden. Dieser Zusammenhang besteht in deutschen und europäischen Verteilernetzen bislang in dieser Form nicht. Ebenso kann über anlagenscharfe Herkunftsnachweise die lokale Bruttowertschöpfung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speichern

einfach und sicher dokumentiert werden, was als Instrument für eine kommunale Industrie- und Umweltpolitik genutzt werden kann.⁵³ Neben möglichen Endverbrauchern, die lokalen Grünstrom nachfragen, zeigen diese Beispiele, dass lokaler beziehungsweise regionaler Strom auch einen dauerhaften wirtschaftlichen Nutzen jenseits eines Engpasses aufweisen kann.

Neben zahlreichen von der EU geförderten Forschungs- und Demonstrationsprojekten im Rahmen von Horizont 2020 werden im deutschen Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) in fünf großflächigen „Schaufensterregionen“ explizit digitale Technologien eingesetzt, um die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende zu meistern.⁵⁴ In diesem Rahmen wird auch in vier Modellregionen das Potenzial von Flexibilitätsmärkten untersucht

und eventuelle Anpassungen der Regulierung abgeleitet. So entwickelt die Energieplattform des Schaufensterprojekts NEW 4.0 einen Smart Market für den Handel regionaler Stromprodukte. Sie ist eine Blockchain-basierte Koordinationsplattform, die Flexibilitätsangebote seitens der Erzeuger und Verbraucher in einem Orderbuch einander gegenüberstellt und somit marktbasierend abgleicht.⁵⁵ Im Projekt enera werden ebenfalls standortspezifische Orderbücher verwendet, um Engpassprobleme zu lösen.⁵⁶ Im Rahmen des Projekts C/sells wird ein Flexmarkt entwickelt, der ein konkretes Konzept zur Nutzung der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilität darstellt.⁵⁷ Der Netzbetreiber agiert als Flexibilitätsnachfrager und stellt Gesuche ein, um Netzengpässe aufzulösen. Auch im Schaufensterprojekt WindNODE wird ein digitaler Handelsplatz verwendet, um Netzengpässe mittels Flexibilitätsgeboten zu entschärfen.⁵⁸ Für die Bestimmung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials von Flexibilitätsmärkten sind die durchgeführten Projekte von erheblicher Bedeutung: Die Demonstratoren sammeln konkrete Erfahrungen mit unterschiedlichen Konzepten und liefern vielfältige und wertvolle empirische Daten für die wissenschaftliche Auswertung.

Über die Engpassmechanismen hinaus ist der Bei-

3.2.2 STELLSCHRAUBE REGELRAHMEN

Das deutsche Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (BGBI. I Nr. 43/2016) ist vor allem ein Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Es regelt technische Anforderungen, die Finanzierung und die Datenkommunikation in Energienetzen und legt damit eine wesentliche Grundlage für eine digitale Energieinfrastruktur. Die Informationstechnologien, die Freiheitsgrade für das Marktdesign liefern können, gehen jedoch weit über digitale Stromzähler hinaus. Für die dringend notwendige Weiterentwicklung der Strommarktordnung ist zu untersuchen, wie eine Gebotszonenteilung, Nodal Pricing, die lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung oder Netznutzungsentgelte durch Infor-

trag der SINTEG-Projekte für die Entwicklung eines marktwirtschaftlichen Zielmodells für eine digitale Echtzeit-Energiewirtschaft jedoch eher gering. So helfen die Flexibilitätsmärkte zum Beispiel durchaus, heutige Handelsprozesse weiter zu automatisieren und Prozesse zu verschlanken. Sie beziehen aber die übergeordnete Marktstruktur nicht konsequent ein. Zu Recht wird darauf hingewiesen, dass bei der Erprobung und Entwicklung lokaler Zusatzmärkte die Auswirkungen auf und die Interaktionen mit übergeordneten nationalen und europäischen Märkten unbedingt zu beachten sind: „Die Kombination von zonalen Strommärkten mit lokalen Zusatzmärkten ergibt ein inkonsistentes Marktdesign, das engpassverstärkendes Verhalten und unerwünschte Rentenabschöpfung bewirkt.“⁵⁹ Kombinationen wie ein lokaler Strommarkt in Form eines echten Nodal Pricing auf Verteilnetzebene mitsamt seinem institutionellen Rahmen, der heute grundsätzlich technisch umsetzbar ist, werden hingegen nicht erprobt. Entsprechend sollten Denkverbote vermieden und die Erprobungen mittels weiterer Ausschreibungen systematisch fortgeführt und vor allem auch in Richtung einer Marktvergrößerung durch Marktöffnung für neue Akteure ausgerichtet werden.

mationstechnologien wie KI, Blockchain oder 5G beeinflusst werden.

Aktuelle Anreize zum Eigenverbrauch führen zum Entzug von Marktliquidität (siehe Kapitel 3.1) und systemgefährdenden Autarkiebestrebungen. Diese Anreize sollten angepasst werden mit dem Ziel, selbstbestimmte, entsprechend ihren Präferenzen optimierende Wirtschaftssubjekte mittels Knappheitssignalen zu einer Marktteilnahme zu bewegen: Autonomie statt Autarkie ist die wohlfahrtspolitisch zweckmäßige Maxime. Notwendige Leitfragen für die Justierung der Stellschraube Regelrahmen sollten daher sein:

50 Eine ausgezeichnete Übersicht findet sich bei: Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. & Tersteegen, B. (2019).

51 Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. & Tersteegen, B. (2019).

52 BDI-Arbeitskreis Internet der Energie (BDI IdE) (2019).

53 Deutsche Energie-Agentur (2019).

54 <https://www.sinteg.de/programm/>.

55 Merz, M. (2019).

56 <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2019/02/erster-trade-auf-der-flexibilitaetsplattform-enera-markt-erfolgreich-durchgefuehrt-ewe-ag>.

57 <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/852-konzeptpapier-des-alt-dorfer-flexmarktes-alf>.

58 <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/5902/windnode-flexibilitaetsplattform-startet-testbetrieb>.

59 Eine ausgezeichnete Übersicht findet sich bei: Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. & Tersteegen, B. (2019).

- Welche Möglichkeiten bestehen hinsichtlich der Integration von regionalen Märkten mit übergeordneten nationalen und europäischen Märkten?
- Was sind die wesentlichen Elemente neuer, alternativer Marktkonzepte und Marktsegmente?
- Wie kann ein schnelles Testen von (rivalisierenden) Marktkonzepten in sogenannten Reallaboren im Sinne von Schnellbooten statt Tankern

erfolgen? Was sind hierbei die Kriterien für die Erfolgsbewertung (Beispiel: höhere Markteffizienz durch die produktive Einbindung von dezentralen Anlagen)?

- Wie können Ergebnisse aus Förderprojekten wie SINTEG/Kopernikus/Reallabore etc. schnell in weitere Erprobungen oder die Gesetzgebung überführt werden?

3.2.3 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Preissignal stärken, flexibles Verhalten anreizen: Die Digitalisierung erhöht den Informationsfluss und kann dadurch die Elastizität der Preise auf dem Energiemarkt erhöhen. Entscheidend ist es, einen passenden Marktrahmen zu schaffen, der den Wert von Flexibilität transparenter macht und erhöht. Ziel muss es sein, dass Preissignale unmittelbar die Erzeuger und Verbraucher erreichen und flexibles systemdienliches Verhalten anreizen. Dies muss je nach Auslastung der Infrastruktur auf regionaler Ebene geschehen, um systemdienlich wirken zu können, d.h. Netze optimal auslasten und Netzengpässe vermeiden.

Alle Systemdienstleistungen marktwirtschaftlich vorantreiben: Digitalisierung eröffnet neue Möglichkeiten für eine verursachergerechte(re) und dynamische Bepreisung von Systemdienstleistungen wie Blind- und Regelleistung. Systemdienstleistungen sollten grundsätzlich technologieoffen gestaltet und marktlich beschafft werden.

Datenbasierte Netzengpassbehebung durch Transparenz ermöglichen: Durch Datentransparenz innerhalb des Stromsystems können Effizienzgewinne erzielt werden. Dies gilt gerade auch für die Behebung von Netzengpässen, bei denen die Redispatch-Kosten gesenkt werden können. Um dies zu erreichen, sollten die vertikale Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz-

betreibern sowie die horizontale Koordinierung zwischen Netzbetreibern auf der gleichen Netzebene gestärkt werden. Dabei muss klar sein, welche Mechanismen zur Verfügung stehen, um Netzengpässe zu beheben und der jeweils effizienteste Mechanismus ausgewählt werden. Ziel sollte es sein, dass mindestens Echtzeitdaten und aktuelle Prognosen von relevanten Erzeugungsanlagen und Lasten genutzt werden.

Netze dynamisch bepreisen nach Anschlussleistung und/oder Kilowattstunden: Die Digitalisierung bietet Chancen, Netzkapazitäten intelligenter und effizienter zu nutzen. Das kommt allen Netznutzern zugute, weshalb sich die Finanzierung grundsätzlich stärker an der Auslastung der Netze sowie an der Anschlussleistung bemessen sollte. Darüber hinaus sollte systemdienliches Verbraucherverhalten gestärkt und durch zeitlich differenzierte Netzentgelte noch verursachergerechter bepreist werden.

Grenzübergreifende Modellregion für Demand Side Management (DSM) schaffen: Um die Potenziale für Demand Side Management auf Verteilnetzebene zu testen, sollte auf der Basis digitaler Infrastrukturen eine grenzübergreifende Modellregion für DSM-fähige Produkte und systemdienliche Dienstleistungen beziehungsweise Technologien wie Blockchain geschaffen werden.

3.3 HOHER GRAD MARKTGETRIEBENER GESCHÄFTSMODELLINNOVATIONEN

Ein Ordnungsrahmen, der das Zielbild einer hoch-effizienten und effektiven digitalen Echtzeit-Energiewirtschaft ermöglicht, muss Raum für die Weiterentwicklung von Marktordnungen bieten.

Ein solcher Regelrahmen muss allerdings auch sicherstellen, dass bestehende Geschäftsprozesse dynamisch weiterentwickelt und neue Geschäftsmodelle erprobt werden können.

3.3.1 STELLSCHRAUBE DIGITALE INFRASTRUKTUR

Ein hoher Interaktionsgrad von dezentralen Ressourcen wie Stromerzeugungseinheiten, Energiespeichern und Lasten wirkt positiv auf den Grad an marktgetriebener Geschäftsmodellinnovation in der Energiewirtschaft ein. Voraussetzung ist allerdings, dass die Kosten für die Nutzung des Marktes (Transaktionskosten) niedrig sind und Geschäftsmodellentwicklungen und -erprobungen nicht verhindern. Die Stellschraube digitale Infrastruktur muss folglich so eingestellt werden, dass für die Interaktion von Ressourcen offene Standards genutzt werden können, Schnittstellen klar definiert sind und insgesamt Interoperabilität konsequent angestrebt wird. Das Beispiel Smart Grid veranschaulicht den akuten Handlungsbedarf.

Seit mittlerweile vielen Jahren werden national wie international Smart-Grid-Technologien wie Wirk- und Blindleistungsregler, Einspeise- und Lastmanagementsoftware, Energiemanagementlösungen zur Bereitstellung der Flexibilität aus Prosumer-Pools erprobt. Die Technologien bilden auch den Kern der bereits genannten SINTEG-Schaufensterprojekte und haben insgesamt einen Reifegrad erreicht, der einen Masseneinsatz technologisch bereits möglich macht. Problematisch ist jedoch, dass es sich überwiegend um Individuallösungen aus Forschungs- und Pilotprojekten handelt, die nur mit hohen Engineering- und Programmieraufwänden in die bestehenden Systemlandschaften der Netzbetreiber integrierbar und miteinander kombinierbar sind. Eines der zentralen Probleme hierbei ist die unzureichende Interoperabilität der Smart-Grid-Komponenten und -Lösungen.⁶⁰ Der aktuelle Reifegrad der Inter-

operabilität der IKT-Komponenten für Smart Grids wird verglichen mit der Interoperabilität der Büro-peripherie Mitte der 1990er oder mobiler Telefone Mitte der 2000er, als man für die Kopplung eines Druckers mit einem PC oder für die Einrichtung einer Freisprecheinrichtung in einem Auto spezialisiertes Personal und oft auch individuelle Adapter benötigte.⁶¹ Bekanntlich wurden die Interoperabilitätskosten dieser Anwendungsdomänen durch technische Standards (USB, Bluetooth) erheblich gesenkt. Bereits seit Mitte der 2000er-Jahre bewährt sich ein vergleichbarer Ansatz zur Verbesserung der Interoperabilität zwischen IT-Systemen und digitalen Systemen in Krankenhäusern.⁶² Mittlerweile wurde der Ansatz auf den Energiesektor übertragen und die verwendete Methodik zur Profilierung der IKT- und Automatisierungsschnittstellen sowie zur Nachweisbarkeit der Interoperabilität zwischen Smart-Grid-Komponenten getestet.⁶³ Die rasche systematische Erprobung und konsequente Weiterentwicklung der praktischen Anwendbarkeit solcher Ansätze in den SINTEG- und Folgeprojekten sind hinsichtlich marktgetriebener Geschäftsmodellinnovationen dringend erforderlich.

Grundlegend für digitale Geschäftsmodellinnovationen sind eine digitale Stromzählerinfrastruktur sowie eine flächendeckende und funktionsfähige Kommunikationsanbindung. Sowohl hinsichtlich des Smart-Meter-Rollouts als auch der Breitbandinternetanbindung besteht in Europa und insbesondere in Deutschland weiterhin erheblicher politischer Handlungsbedarf.⁶⁴

⁶⁰ <https://www.offis.de/offis/projekt/ies-austria.html>.

⁶¹ Aussage von Dr. Jürgen Meister, Bereichsleiter OFFIS e. V., Oldenburg.

⁶² <http://www.ihe-d.de> und <https://www.ihe-europe.net/>.

⁶³ <https://www.smartgrids.at/integrating-the-energy-system-ies.html> und <https://www.offis.de/offis/projekt/ies-austria.html>.

⁶⁴ <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/6echster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>.

3.3.2 STELSCHRAUBE REGELRAHMEN

Neben den bereits zuvor diskutierten regulatorischen Hindernissen, die eine Marktöffnung für neue Akteure erschweren und verhindern, sind hinsichtlich der Förderung von Geschäftsmodellinnovationen vor allem aktuelle Marktrollen zu überprüfen und weiterzuentwickeln. Darüber hinaus fehlen bislang abgestimmte, domänenübergreifende regulatorische Maßnahmen für eine Sektorkopplung. Negativ wirkt sich aktuell für viele Geschäftsmodelle im Bereich E-Mobility auch die fehlende Möglichkeit aus, Mikrotransaktionen kostengünstig durchzuführen.

- Wie sind Ladesäulenbetreiber, Prosumer oder Batteriespeicher regulatorisch zu behandeln?
- Können Marktrollen für neue Akteure explizit in regulatorischen Innovationszonen erprobt werden?

3.3.3 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Unbürokratisch Datentransparenz und -kategorisierung ermöglichen: Daten existieren in allen Bereichen des Energiesystems. Es ist jedoch oft unklar, wer welche Art von Daten überhaupt besitzt. Um hier Transparenz zu fördern, wird eine unbürokratische, aber sichere Erfassung von Datenbeständen vorgeschlagen. Dies ist in vielen europäischen Nachbarländern bereits der Fall und ermöglicht die notwendige Diskussion, wer welche Daten benötigt und wer sie unter welchen Bedingungen zur Verfügung stellen kann. Übergeordnetes Ziel ist die Transparenz bei Angebot und Nachfrage in einem funktionierenden digitalen Binnenmarkt. Dabei sollte die unbürokratische Realisierung eines Registers durch Blockchain-Technologie geprüft werden. Dies hätte den Vorteil, dass durch die Flexibilität eines solchen Registers den schnellen Entwicklungen im Bereich Smart Data besser Rechnung getragen werden kann als durch regulierte Akteure oder eine staatliche Stelle.

- Welche regulatorischen Hindernisse müssen abgebaut beziehungsweise welches Verhalten gezielt angereizt werden für domänenübergreifende Anwendungen (Sektorkopplung)? Ein Beispiel ist die Nutzung von beweisbaren anlagenscharfen Herkunftsnachweisen⁶⁵ für Strom- und Gas, die auch für Laufzeitnachweise (Compliance, Audits) in der Industrie verwendbar sind (Industrie 4.0).
- Wie können technologisch und wirtschaftlich vielversprechende Blockchain-Anwendungen für die Leistungs- und Zahlungsabwicklung bei Stromladevorgängen in Reallaboren in Deutschland und der EU rasch erprobt werden?⁶⁶ Deutschland droht hier seine internationale Vorreiterrolle zu verlieren.

Optimierung des Gesamtsystems durch Datenaustausch voranbringen: Der Einsatz von Strom in den Bereichen Wärme, Mobilität und Industrieanwendungen kann einen wichtigen Beitrag leisten, um CO₂-Emissionen sektorenübergreifend und effizient zu senken. Insbesondere bei der Optimierung des Gesamtsystems spielen Daten aus verschiedenen Sektoren eine große Rolle: Die benötigte Infrastruktur, insbesondere Energienetze, muss datenbasiert ausgebaut und betrieben werden. Dies ermöglicht, Schnittstellen zwischen Sektoren effizient zu nutzen.

Weniger Regulierung schafft Freiraum für digitale Innovationen: Umdenken in der Verwaltungskultur vorantreiben: Nicht nationale, sektorale Kirchturmpolitik, sondern Vertrauen in und Erhöhung der Verantwortung für das Energiesystem, den Energiemarkt und seine Akteure müssen zur Leitlinie für die Energiepolitik werden. Für alle

Marktakteure, alte wie neue, muss eine vergleichbare Verantwortung gelten. Gerade im sich im Wandel befindlichen Energiesystem braucht es neben dem Fokus auf die Sicherstellung von Versorgungsaufgaben auch Offenheit und eine Kultur des Zutrauens, um Innovationen zu ermöglichen.

Energiepolitische Whitelist etablieren: Um die Chancen der Digitalisierung für das Energiesystem zu nutzen, brauchen wir mehr Freiraum für Wandel und Innovationen bei gleichzeitiger Investitionssicherheit für Unternehmen. Eine Whitelist kann das komplexe und detaillierte energiepolitische Regelwerk im Hinblick auf Digitalisierung und Widersprüche fortlaufend überprüfen und

gegebenenfalls verschlanken. Als Vorbild kann die Deregulierungsinitiative des österreichischen Bundesministeriums für Verfassung, Reformen, Deregulierung und Justiz dienen.

Ombudsstelle für regulatorische Widersprüche einrichten: Die Digitalisierung ist ein rasch fortschreitender Prozess. Regulatorisch mit der Entwicklung Schritt zu halten ist schwierig. Über die bestehende Schlichtungsstelle Energie mit ihren beschränkten Zuständigkeiten hinaus brauchen wir mit Blick auf die spezifisch mit der Digitalisierung verbundenen, unvermeidlichen Streitfragen eine Ombudsstelle, die Konflikte unbürokratisch und niedrigschwellig auflösen kann.

⁶⁵ Vgl. zur technischen Umsetzbarkeit die Diskussion Blockchain-basierter, anlagenscharfer Herkunftsnachweise in Deutsche Energie-Agentur (2019).
⁶⁶ Vgl. <https://shareandcharge.com> sowie BDEW. (2018); Berlin; FfE. (2018).

4. LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

- 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH, 2019. EEG-Vergütungskategorientabelle bis einschließlich Inbetriebnahmejahr 2019. https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Verguetungskategorien_EEG_2019_20190131.xls [Zugriff am 02. Februar 2019];
- BDEW. (2018). *Blockchain in the Energy Sector*. BDEW & INEWI - The Potential for Energy Providers, Technology, Berlin;
- BDI-Arbeitskreis Internet der Energie (BDI Ide): *Künstliche Intelligenz aus der Sicht von Energie und Klima*, Positionspapier Nov. 2018. <https://bdi.eu/publikation/news/internet-der-energie-kuenstliche-intelligenz-aus-der-sicht-von-energie-und-klima/>;
- BNEF. (2018). *New Energy Outlook 2018 - BNEF's annual long-term economic analysis of the world's power sector out to 2050*. Bloomberg NEF. <https://bnef.turl.co/story/neo2018>.
- Breidenbach, J., 2018. *Wirtschaftliche Direktvermarktung – auch für kleinere PV-Anlagen*. beegy als Lösungs-Werkstatt für SMA und MWV. Verfügbar unter: <https://www.beegy.com/wirtschaftliche-direktvermarktung-auch-fuer-kleinere-pv-anlagen/> [Zugriff am 4.2.2019].
- Brühl, S. et al., 2017. *Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen*. Eine Studie im Auftrag der Energieagentur Rheinland-Pfalz in Zusammenarbeit mit BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planungen. https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschueren_zum_Download/Solarinitiative_Brosch_170526.pdf [Zugriff am 2. Januar 2019]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): *Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen*. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-photovoltaik.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Zugriff am 02. Februar 2019].
- Bundesnetzagentur (2018): *EEG in Zahlen 2017*. Entwicklung der Anzahl installierter erneuerbarer Energieanlagen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2017.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff am 04.02.2019].
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2018. *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018*. Haushalte und Industrie. https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf [Zugriff am 02. Februar 2019];
- Consentec und ISI (2019): *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik*: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltssystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- Deutsche Energie-Agentur (2019), *Blockchain in der integrierten Energiewende*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Blockchain_Integrierte_Energiewende_DE4.pdf
- DLG-Mitteilungen (2016). *Was wird aus den Anlagen? Bestandsschutz, Boni, Restlaufzeit – für bestehende Anlagen stellt sich auch mit dem EEG 2017 die Frage, wie es weitergeht*. Helmut Loibl, DLG-Mitteilungen 10/2016.
- EnergieAgentur.NRW GmbH, *Optionen nach Ablauf des EEG-Förderanspruchs. Welche Vermarktungsperspektiven haben Anlagenbetreiber?* https://www.energieagentur.nrw/finanzierung/stromvermarktung/optionen_nach_ablauf_des_eeg-foerderanspruchs [Zugriff am 02. Februar 2019].
- Energiezukunft (2016). *Energiezukunft.eu: Schwieriger Weiterbetrieb*. <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/wind/schwieriger-weiterbetrieb/> [Zugriff am 12. März 2019]
- Enkhardt, S., 2015: *Verpflichtende Direktvermarktung stellt Anbieter und Betreiber vor neue Herausforderungen*. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2015/09/25/verpflichtende-direktvermarktung-stellt-anbieter-und-betreiber-vor-neue-herausforderungen/> [Zugriff am 04. Februar 2019].
- FA Wind (2018). *Fachagentur Windenergie an Land: Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende*.
- ffe. (2018). *Die Blockchain-Technologie - Chance zur Transformation der Energiewirtschaft - Berichtsteil Anwendungsfälle*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. München: https://www.ffe.de/attachments/article/846/Blockchain_Teilbericht_UseCases.pdf.
- General Electric. (2017). *ge.com*. Abgerufen am 06. Januar 2019 von *Electricity Value Network - Digital Solutions for Power & Utilities*: <https://www.ge.com/digital/sites/default/files/EVN-Solutions-for-Power-and-Utilities-from-GE-Digital.pdf>
- Hirth, L; Schlecht, I.; Maurer, C.; Tersteegen, B. (2019): *Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [Zugriff am 06. Januar 2019].
- Hofer, P. et al., 2014. *Endbericht. Entwicklung der Energiemärkte. Energiereferenzprognose*. Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energiereferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf [Zugriff am 02. Februar 2019];
- Institut der deutschen Wirtschaft, 2017. *EEG 2017 - eine Kostenabschätzung. Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025*. Verfügbar unter: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2016/306248/Kurztgutachten_EEG_2017.pdf [Zugriff am 12. Dezember 2018].
- IRENA. (2018). *Global Energy Transformation - A Roadmap to 2050*. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf.
- ISE (2019). *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Energy Charts*. https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm?year=2018&period=annual&type=inc_dec
- Jülch, V. et al., 2018. *Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf [Zugriff am 27. Dezember 2018].
- Koepp, M., Krampe, L. & Wunsch, M., 2016. *Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potential für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf [Zugriff am 30. Dezember 2018].
- Merz, M. (2019): *Blockchain im B2B-Einsatz – Technologien, Anwendungen, Projekte*. ISBN: 978-3-940117-18-2: MM Publishing, S. 242.
- Müller, Mathias et al.: *Dezentrale Flexibilität für lokale Netzdienstleistungen - Eine Einordnung des Flexibilitätsbegriffs als Grundlage für die Konzipierung einer Flexibilitätsplattform in C/sells*. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin 6/2018*. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2018.
- Patel, M., Shangkuan, J., & Thomas, C. (2018). *McKinsey&Company*. Abgerufen am 06. Januar 2019 von *What's new with the Internet of Things?*
 - <https://www.sinteg.de/programm/>
 - <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/852-konzeptpapier-des-altdorfer-flexmarktes-alf>
 - <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/5902/windnode-flexibilitaetsplattform-startet-testbetrieb>
 - <http://www.ihe-d.de> und <https://www.ihe-europe.net/>
 - <https://www.smartgrids.at/integrating-the-energy-system-ies.html> und <https://www.offis.de/offis/projekt/ies-austria.html>
 - <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>
 - <https://shareandcharge.com>
 - <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M143/K552/143552239.pdf>
 - https://www.pge.com/en_US/large-business/save-energy-and-money/energy-management-programs/demand-response-programs/2018-demand-response/2018-demand-response-auction-mechanism.page
 - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
 - <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2019/02/erster-trade-auf-der-flexibilitaetsplattform-enera-markt-erfolgreich-durchgefuehrt-ewe-ag>

Impressum

VERANTWORTLICH:

Wolfgang Steiger

Generalsekretär

Dr. Rainer Gerding

Bundesgeschäftsführer

Klaus-Hubert Fugger

Pressesprecher und Geschäftsführer

KONZEPTION UND INHALTLICHE BETREUUNG:

Dr. Bernd Weber

Bereichsleiter Industrie, Energie,
Umwelt (verantwortlich)

Dr. Cezara Missing

Fachgebietsleiterin Energieeffizienz,
Umwelt und Klimaschutz

Dr. Matthias Götz

Referent Rohstoff- und Energiepolitik



Wirtschaftsrat der CDU e. V.

Luisenstraße 44, 10117 Berlin

Telefon: 030. 2 40 87-0

Fax: 030. 2 40 87-4 05

Internet: www.wirtschaftsrat.de

E-Mail: info@wirtschaftsrat.de