

Um die Zukunftsfähigkeit der Energieversorgung langfristig zu sichern, besteht großer Regelungs- und Handlungsbedarf. Deshalb begrüßt das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM e.V.) das Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch) als wichtigen Schritt zu einem der Energiewende gerecht werdenden Strommarkt 2.0. Im Folgenden wird zu einzelnen Maßnahmen unter Berücksichtigung der durch unsere Forschung erlangten Erkenntnisse Stellung genommen, um zu einer Optimierung und Weiterentwicklung des Konzepts im Ganzen beizutragen. Das IKEM sieht in der Zusammenschau der Maßnahmen die Chance, eine Harmonisierung der oft fragmentarischen Regelungen für neue Akteure, innovative Technologien und intelligente Energieversorgung zu erreichen. Dafür muss darauf geachtet werden, keine Maßnahme isoliert zu betrachten. Zudem setzt sich das IKEM dafür ein, mit Blick auf die Klimaschutzziele des Bundes, der Länder und Kommunen, den Strommarkt zusammen mit den Gas-, Wärme- und Verkehrssektoren zu denken. Schließlich darf nicht außer Acht gelassen werden, dass die Energiewende bürgernah und vor Ort stattfindet. Alle Maßnahmen sollten deswegen Akteursvielfalt und Partizipationsmodelle berücksichtigen.

#### **I. Maßnahmen 6, 8, 10, 12, 19, 20 – Stromspeicher einbeziehen**

- Freier Wettbewerb und Technologieneutralität bei Flexibilitätsoptionen
- Harmonisierung der Befreiungstatbestände für Stromspeicher
- Rolle von Stromspeichern zwischen Markt und Netz rechtlich klären

Die Flexibilisierung des Strommarktes ist wichtige Voraussetzung für die Sicherung der zukünftigen Energieversorgung. Stromspeicher bieten dem Strommarkt dafür eine große Chance und weisen gleichzeitig bei einer Einspeicherung von „grünem“ Strom eine deutlich bessere Klimabilanz auf, als konventionelle Alternativen. Deshalb sollten sie im gesamten Konzept Beachtung finden und bei der Umsetzung konkreter Maßnahmen die Chance ergriffen werden, die Rolle der Stromspeicher rechtlich zu definieren.

Zur Umsetzung der vielseitigen Nutzungsmöglichkeiten von Stromspeichern bei gleichzeitiger Etablierung rentabler Geschäftsmodelle sind die rechtlichen Rahmenbedingungen von entscheidender Bedeutung: Bereits beim Strombezug der Speicher können Abgaben und Umlagen den Strompreis pro kWh deutlich erhöhen. Zudem besteht das Problem, dass beim Einsatz von „grauem“ Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung der rückgewandelte Strom nicht als „grüner“ Strom bewertet wird, was für die Marktfähigkeit ausschlaggebend sein kann. Überdies muss geklärt werden, wie sich die Speichertechnologie in das regulatorische Gefüge zwischen Markt und Netz einordnen lässt.

Der vielzitierte Blick ins Gesetz bietet hierauf noch keine zufriedenstellenden Antworten. Mangels eigener Definition im EnWG muss zunächst auf die Definition für Letztverbraucher in § 3 Nr. 25 EnWG zurückgegriffen werden. Dass dieser Rückgriff nicht genügt, beweist das EnWG selbst, indem es sich in diversen Paragraphen auf Stromspeicher neben Letztverbrauchern bezieht: § 12 Abs. 3 Satz 2, § 13 Abs. 1a, § 17 Abs. 1, § 19 Abs. 1, § 118 Abs. 6 EnWG. Eine Lösung für die Behandlung von

Stromspeichern im Rahmen der Entflechtungsvorgaben drängt sich demnach nicht auf. Auch die Anreizsetzung für Speicher fällt je nach Gesetz unterschiedlich aus. Nach § 118 Abs. 6 EnWG ist eine Befreiung des gespeicherten Stroms von den Netzentgelten denkbar. Zudem ist eine EEG-Umlagebefreiung in § 60 Abs. 3 EEG angelegt. Für Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher sieht auch das Stromsteuerrecht in § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG und § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV eine Befreiung vor. Berücksichtigt man jedoch, dass diese Befreiungen nur dem Problem der doppelten Erhebung von Abgaben und Umlagen vorbeugen, ist tatsächlich noch keine echte Förderung von Speichern im Gesetz angelegt.

Diese Missstände könnten im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmen des Weißbuches teilweise behoben werden:

So ist bei **Maßnahme 6** des Weißbuches „Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen“ darauf zu achten, dass auch Stromspeicher verzerrungsfrei am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Dies gelingt nicht, wenn sie als Verbraucher qualifiziert werden und beim Anbieten negativer Regelleistung Abgaben und Umlagen kalkulieren müssen.

Bei **Maßnahme 8** „Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen“ sind Stromspeicher dann zu berücksichtigen, wenn sie als Letztverbraucher definiert werden. Denn nicht nur im Verhältnis zu Großverbrauchern sondern auch im Verhältnis zu Speichern sollten die besonderen Netzentgelte neu ausgerichtet werden, um so ihr Potential als Flexibilisierungsinstrumente zu nutzen. Ein Beispiel bietet § 14a EnWG, der bereits voraussetzt, dass es sich bei Speichern um Letztverbraucher handelt.

Bei **Maßnahme 10** „Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären“ sollte darauf geachtet werden, Stromspeicher und nicht nur Stromverbraucher mit einzubeziehen. Gerade Stromspeicher können flexible Lasten anbieten, auch dann, wenn sie nicht als Letztverbraucher definiert werden sollten.

Die Umsetzung von **Maßnahme 12** „Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen“ birgt die Gefahr, dass die Netzersatzanlagen mit Stromspeichern auf dem Markt konkurrieren. Dies darf nicht dazu führen, dass Stromspeicher vom Markt verdrängt werden. Das IKEM gibt hierbei insbesondere zu bedenken, dass die Klimabilanz der meisten Stromspeicher besser sein dürfte als die Klimabilanz der mit Diesel oder Heizöl betriebenen Generatoren im Bereich der Netzersatzanlagen.

Schließlich sollte bei der Umsetzung der **Maßnahme 19** „Kapazitätsreserve einführen“ und **Maßnahme 20** „Netzreserve weiterentwickeln“ beachtet werden, dass nicht nur konventionelle Kraftwerke als Kapazitäts- und Netzreserve genutzt werden können. Vielmehr sollten Voraussetzungen geschaffen werden, dass auch Stromspeicher als Kapazitäts- oder Netzreserve genutzt werden können, da sie zu dem Zeitpunkt und an dem Ort wo Strom gebraucht wird, diesen zur Verfügung stellen können. Auch hier geht das IKEM von einer besseren Klimabilanz aus, als bei Braun- oder Steinkohlekraftwerken.

### II. Maßnahme 11 „Verbreitung der Elektromobilität unterstützen“

- Netzintegration der Elektrofahrzeuge durch gesteuertes Laden nach Verteilernetzparametern ermöglichen
- Anreize für intelligente Zähler an Ladepunkten setzen
- Vorrichtungen des Energiemanagements in Elektrofahrzeugen vorschreiben, oder an Ladepunkten fördern um Steuerung nach Verteilernetzparametern zu ermöglichen

Mobilitätswende und Energiewende müssen zusammengedacht werden. Die Integration von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien (EE) und die zusätzliche Last der Elektrofahrzeuge als leistungsstarke Verbrauchsgeräte stellen die Elektrizitätsnetze vor große Herausforderungen. Bei geeigneter Anpassung des Rechtsrahmens kann der erforderliche Netzausbau für beide Bereiche jedoch begrenzt werden und beide Bereiche können sich in ihrer Netzintegration gegenseitig unterstützen. Wächst die Zahl der Elektrofahrzeuge, die an die Verteilernetze zum Laden angeschlossen sind, werden auch die kritischen Netzsituationen auf dieser Netzebene zunehmen. Das gilt erst recht, als der Zuwachs an Elektrofahrzeugen sehr asymmetrisch über die Verteilernetze verteilt sein wird. Ein geeignetes Lastmanagement durch gesteuertes Laden nach Verteilernetzparametern kann kritische Netzsituationen vermeiden und die Anzahl der Elektrofahrzeuge, die ein Verteilernetz aufnehmen kann, voraussichtlich um den Faktor fünf erhöhen. Der durch die Mobilitätswende induzierte Netzausbau kann so reduziert und häufig ganz vermieden werden. Gleichzeitig kann das Laden mit der Einspeisung erneuerbarer Energie in die lokalen Netze koordiniert werden, sodass die Energie dort verbraucht wird, wo sie erzeugt wird. Noch vorteilhafter ist es, wenn durch Eigenverbrauchsoptimierung mit häuslichen EE-Anlagen und Blockheizkraftwerken oder unternehmenseigenen Stromerzeugungsanlagen das Elektrofahrzeug Zuhause oder am Arbeitsplatz geladen werden und dadurch der Strom gar nicht erst in die Verteilernetze eingespeist werden muss.

Während das geltende Recht die Eigenverbrauchsoptimierung bereits ermöglicht, ist der Rechtsrahmen für das gesteuerte Laden unzureichend. Zwar ist es aufgrund der Vorgaben von § 14a EnWG bereits nach geltendem Recht möglich, reduzierte Netzentgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen anzubieten. Elektromobile werden dabei ausdrücklich als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen genannt. Haushaltskunden, die ihr Elektrofahrzeug am Wohnort laden, haben jedoch in aller Regel einen All-inclusive-Stromversorgungsvertrag und bekommen den Strom direkt an die Hausanschlusssicherung geliefert, ohne selbst Netzentgelte zu zahlen, so dass für sie erst einmal kein Anreiz besteht, ihr Elektrofahrzeug gesteuert zu laden. Hier verlässt sich der Gesetzgeber offenbar auf den Markt und die Regelung des § 40 Abs. 5 EnWG und hofft, dass der Stromlieferant seine Kostenersparnis bei den Netzentgelten über lastvariable Tarife an die Letztverbraucher weitergeben werde. Das setzt jedoch die Umsetzung der gesetzgeberischen Ziele in einer komplizierten Dreiecksvertragsstruktur voraus: der Stromlieferant muss sich vom Letztverbraucher zusichern lassen, dass der Netzbetreiber dessen Elektrofahrzeug und andere Verbraucher (Waschmaschine, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge etc.) vom Netz nehmen (d. h.

ausschalten) darf und muss dem Netzverbraucher dieses Recht gleichzeitig im Netznutzungsvertrag zusichern. Leistungsstörungen in einem dieser Vertragsverhältnisse würden diese Vertragsbeziehungen noch einmal komplizierter machen.

Derzeit fehlen für das gesteuerte Laden jedoch bereits die technischen Voraussetzungen. Eine Voraussetzung für die Einbeziehung von häuslichen Letztverbrauchern in das Lastmanagement, aber auch für jede Art lastvariabler Tarife, sind intelligente Messsysteme. Das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ schafft für die Einführung solcher Systeme wichtige Voraussetzungen, wird jedoch auch auf lange Sicht ihren Einbau für häusliche Letztverbraucher (Jahresverbrauch unter 6000 kWh) nicht verpflichtend machen. Die geplante Messsystemverordnung will offenbar auch alle Messstellen an Netzanschluss für Ladestationen aus der Pflicht für den Einbau intelligenter Zähler ausnehmen. Darüber hinaus wäre es auch bei Vorhandensein eines intelligenten Messsystems derzeit für den Verteilernetzbetreiber nicht möglich, ein Elektrofahrzeug vom Netz zu nehmen. Es gibt gute – nicht zuletzt datenschutzrechtliche – Gründe, nicht jedem Anschlussnutzer ein intelligentes Messsystem gesetzlich aufzuzwängen. Daher wäre es die beste Lösung, den Aufbau privater Ladeinfrastruktur großzügig zu fördern (siehe dazu Hartwig/Rodi, Elektromobilität in der Tiefgarage, ZUR 2014, S. 592 ff.), diese Förderung jedoch gleichzeitig vom Einbau eines intelligenten Messsystems abhängig zu machen. Gleichzeitig müssten die Automobilhersteller verpflichtet werden, alle am Netz ladbaren Elektrofahrzeuge mit Energiemanagementsystemen auszustatten, die es dem Verteilernetzbetreiber ermöglichen, die Fahrzeuge über das Smart-Meter-Gateway des intelligenten Messsystems vom Netz zu nehmen. Voraussetzung wäre die Verständigung auf geeignete Standards für solche Energiemanagementsysteme. Im Zusammenspiel mit den intelligenten Messsystemen wäre es auch möglich, lastvariable Tarife für Elektromobilisten anzubieten, ohne den Netzbetreibern die Unterbrechung der Versorgung zu überlassen. Ein programmiertes Energiemanagementsystem könnte so das Elektrofahrzeug ab einem bestimmten Preis vom Netz nehmen, ließe sich vom Kunden jedoch auch übersteuern, falls er auf das Laden dringend angewiesen ist.

Auf dem Weg zur besseren Netzintegration der Elektromobilität sind somit noch einige rechtliche Hindernisse aus dem Weg zu räumen und das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ ist nur ein weiterer Teilschritt auf diesem Weg. Bedenkt man das große Potenzial, das die Elektromobilität auch für die Netzintegration der erneuerbaren Energien birgt, sollten diese Hindernisse bald beiseite geschafft werden. Eine Möglichkeit bietet sich dabei durch die Ausgestaltung der Maßnahme 11.

Ansprechpartner beim IKEM: Ass. jur. Matthias Hartwig

### III. Maßnahme 13 „Smart Meter schrittweise einführen“

- Den zu erwartenden Kompetenzerweiterungen für systemverantwortliche Akteure muss in den Vorgaben zur Bilanzkreisbewirtschaftung Rechnung getragen werden
- Datenschutzrechtliche Bedenken müssen vorab und zweifelsfrei ausgeräumt werden

Die Transformation des Energiesystems braucht Flexibilitäten wie etwa Stromspeicher. Der passgenaue Einsatz dieser Flexibilitäten ist seinerseits auf die Ergänzung des Energiesystems durch intelligente Technologien angewiesen. Smart Meter sind demnach ein essentieller Baustein des von Flexibilität geprägten Energiesystems der Zukunft. Der derzeitige Ansatz, Smart Meter in das bestehende Energiesystem isoliert zu implementieren, ohne das Gesamtsystem eines Smart Grid vorgezeichnet zu haben, schafft rechtliche Schnittstellenprobleme. In der Konsequenz sollte in der wissenschaftlichen Diskussion verstärkt der Frage nachgegangen werden, ob die Entwicklungen hin zum flexiblen Energiesystem einen neuen, einheitlichen Entwurf der energiewirtschaftlichen Gesamtarchitektur erfordert.

Ohne diese Gesamtarchitektur im Hintergrund ist das sich nunmehr klar abzeichnende Bild des Smart Meter Rollouts (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ vom 9.2.2015*) als ergänzungsbedürftig zu bewerten. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Problematik, den Einsatz von Flexibilitäten auf der Basis von Smart Metern und die Vorgaben für die Bilanzkreisbewirtschaftung aufeinander abzustimmen:

Damit intelligente Technologie ihr Potenzial für die Sicherung der Systemstabilität im Energiewirtschaftssystem entfalten kann, braucht es neue, weiträumige Steuerungskompetenzen. Es ist davon auszugehen, dass die Steuerungskompetenzen nicht in den Händen der Stromvertriebe liegen, sondern bei den Akteuren mit größtmöglichem Überblick über das (örtliche) Gesamtsystem (Systemverantwortliche) zu verorten sein werden. Das sind vor allem die Netzbetreiber. Soweit die Kompetenzen auf freiwilligen vertraglichen Bindungen von Flexibilitätsanbietern beruhen sollen, handelt es sich bei Steuerungsmaßnahmen um eine Interaktion zwischen Netz und Markt. Jede steuernde Maßnahme eines systemverantwortlichen Akteurs im Rahmen dieser sogenannten „gelben Ampelphase“ zielt dabei auf eine zeitliche Verlagerung der Ein- oder Ausspeisung von Strom in das Netz. Verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Ein- und Ausspeisung in jeder Viertelstunde in ihrem regelzonenscharfen Bilanzkreis sind nach aktueller StromNZV aber die Stromvertriebe und nicht die Systemverantwortlichen (Bilanzkreisverantwortung). Diese Konstellation wirft Probleme auf: Eingriffe des Systemverantwortlichen in das Ein- und Ausspeisegleichgewicht sind für den Stromvertrieb kaum vorhersehbar. Selbst wenn es gelänge, transparente, diskriminierungsfreie Regelungen für das Vorgehen der Flexibilitätsabfrage einzuführen, bliebe das Problem, dass der Eingriff kein Ungleichgewicht in einem von der Maßnahme betroffenen Bilanzkreis voraussetzt, sondern ein solches womöglich erst erzeugt. Der wirtschaftliche Erfolg eines Stromvertriebs hängt maßgeblich von der Qualität seiner Prognosen für die Ein- und Ausspeisung pro Bilanzkreis ab, da spät beschaffte Ausgleichs- beziehungsweise eingesetzte

## Stellungnahme

### zum Ergebnispapier „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)

Regelenergie teuer zu bezahlen ist. Bis dato werden Stromvertriebe durch den Strombeziehungsweise den Regelenergiemarkt also indirekt für schlechte Prognosen sanktioniert. Solange die Regularien für die Bilanzkreisbewirtschaftung die Möglichkeit von Netzengpässen und erst Recht die Möglichkeit von häufigen systembedingten Steuerungseingriffen außer Acht lassen, wären den Stromvertrieben damit treffende Prognosen für ihre Bilanzkreise ohne detailliertes Wissen um die Beschaffenheit und die Auslastung der Verteilnetze kaum mehr möglich. Bei der Umgestaltung des Energierechts im Hinblick auf Smart Grids und Smart Markets sollte unbedingt auf eine synchrone Anpassung der Regularien des Bilanzkreissystems geachtet werden.

Unabhängig vom Fehlen einer Gesamtarchitektur bleibt zudem die viel diskutierte datenschutzrechtliche Problematik virulent: Die detaillierte Erfassung von Zeiten und Mengen des Stromverbrauchs kann bei entsprechender Auswertung weitreichende Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der Endkunden ermöglichen. Die so gewonnenen Daten offenbaren die Art, die Zeit und den Ort vieler Aktivitäten der Bewohner der dem Stromzähler zugehörigen Wohnung und stellen insofern personenbezogene Daten i.S.d. § 3 I Bundesdatenschutzgesetz dar. Damit können Stromverbrauchsdaten vom Schutzbereich des Grundrechts auf informationelle Selbstbestimmung umfasst sein. Dementsprechend muss erstens gewährleistet sein, dass Smart Meter-Daten nur von den Personen erhoben werden können, die diese Daten freigegeben haben. Zweitens, dass mit diesen Daten nur bestimmte Zwecke in bestimmter Weise verfolgt werden. Beides verlangt ein Maß an bereichsspezifischer und präziser rechtlicher Fixierung, dem die bislang bestehenden Normen wohl nicht genügen. Zwar regelt § 21g EnWG die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten, wobei § 21g I EnWG einen abschließenden Katalog erlaubter Datenverwendungen vorsieht. Ergänzt wird diese Vorschrift durch § 21g II 1 EnWG, der für jede Datenerhebung eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers vorsieht, die den Anforderungen des § 4a BDSG genügt. Problematisch erscheint hierbei jedoch, dass meist nur eine Person pro Haushalt in Vertragsbeziehungen mit dem Messstellenbetreiber steht. Alle anderen Haushaltsmitglieder haben keinen nachweislichen Einfluss auf eine etwaige Einwilligung. Das Recht dieser Personen auf informationelle Selbstbestimmung kann demnach auf Basis der jetzigen Rechtslage kaum garantiert werden.

[Ansprechpartner beim IKEM: Ass. jur. Benjamin Boldt, M.A.](#)

