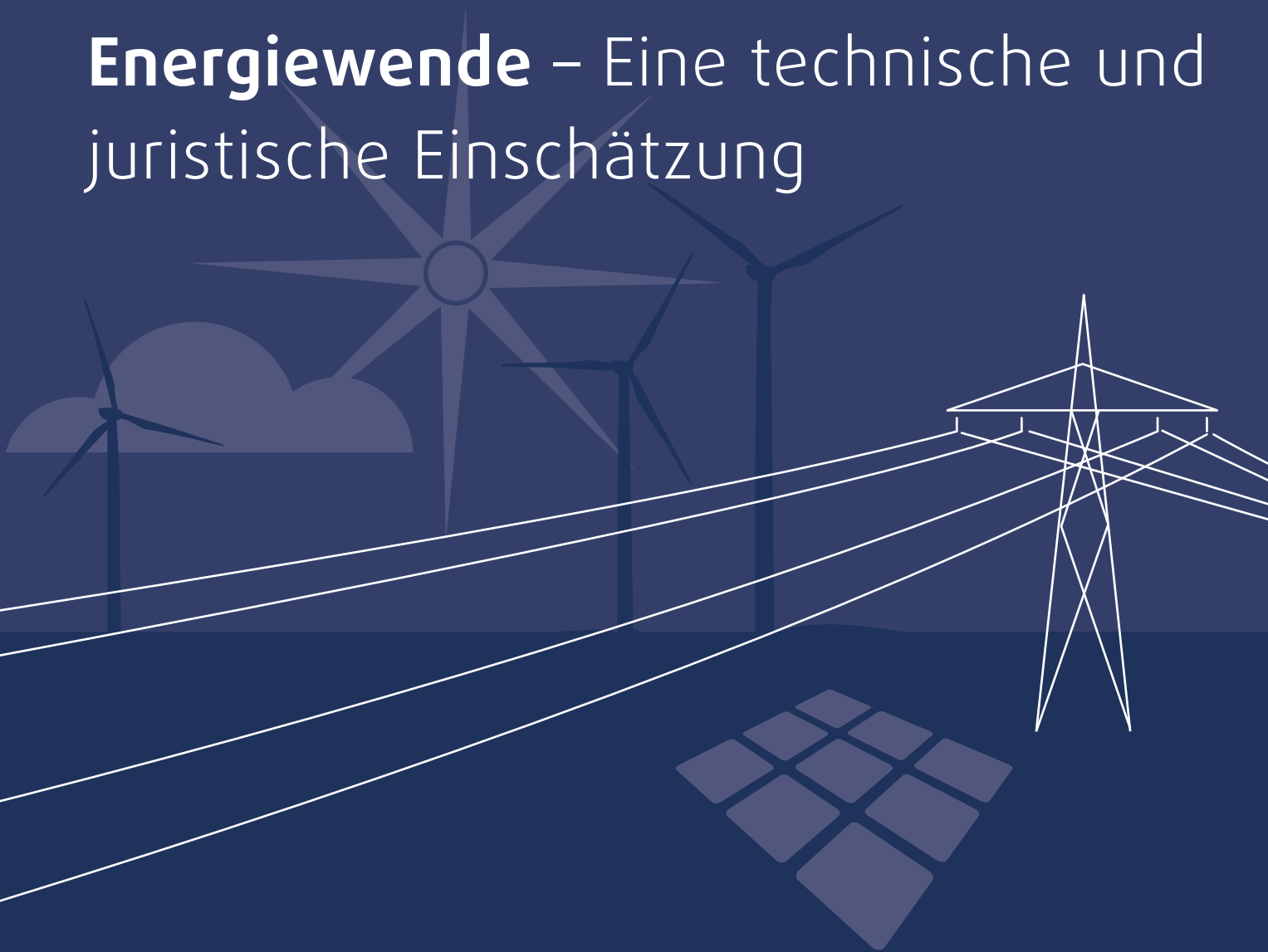




## Flexibilitäten im Kontext der Energiewende – Eine technische und juristische Einschätzung



Gefördert durch



Hessisches Ministerium  
für Wirtschaft, Energie,  
Verkehr, Wohnen  
und ländlichen Raum

**Von Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner und Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski**

Erschienen in der Zeitschrift EWeRK 2/2023 S. 50 – 61

## HINTERGRUND

### I. Einführung und technische Problemstellung

#### 1. Technische Grundlagen – Überblick

Der Begriff „Energiewende“ bezieht sich auf die fundamentale Umstellung der Primärenergieträger, die die Basis des Energiesystems bilden. Dabei werden unter Energiesystem die technischen Infrastrukturen verstanden, die zur Bereitstellung, zur Speicherung, zum Transport und zur Verteilung von Endenergieträgern erforderlich sind. Sie haben stets einen räumlichen Bezug und können einen oder mehrere Endenergieträger beinhalten. Damit werden ggf. auch die Umwandlungstechnologien zwischen den verschiedenen Endenergieträgern Bestandteil des Energiesystems. Der Einsatz von Endenergie ermöglicht die Ausführung von Anwendungen, also die Bereitstellung von Nutzenergie. Endenergie entsteht aus Primärenergieträgern. Diese werden so zu Endenergie aufbereitet und veredelt, dass sie für die gewünschte Anwendung – Nutzenergie – eingesetzt werden können. Insoweit ist bei der Energiewende stets der Dreiklang „Primärenergie – Endenergie – Nutzenergie“ zu betrachten.

Physikalisch ist im Kontext dieser Terminologien anzumerken, dass der Energieerhaltungssatz gilt. In einem geschlossenen System ist die Summe der Energien stets konstant, Energie kann weder gewonnen noch verbraucht werden. Gleichwohl kann sich ihre Form verändern. Energiegewinnung bedeutet demnach die Gewinnung einer gewünschten Energieform aus einer anderen. Dies gelingt in der Regel nicht ohne Entstehung weiterer nicht gewünschter Energieformen, die als Verluste bezeichnet werden. Eine bekannte Ausnahme stellt die Wärmepumpe dar. Unter Einsatz der Endenergie Strom gewinnt sie aus der Umgebungswärme Heizenergie, die den Einsatz elektrischer Energie um ein Mehrfaches übersteigt.

Die Primärenergieträger der Vergangenheit waren schwerpunktmäßig fossile Energieträger wie Stein- und Braunkohle, Erdöl- und Erdgas sowie nukleare Energieträger wie Uran. Auf dieser Grundlage wurden Endenergieträger wie

Strom, Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel, Kerosin, Kohle und Fernwärme bereitgestellt. Diese werden vom Anwender eingesetzt, um die gewünschte Nutzenergie wie Licht, Wärme, Kälte, Antrieb, Transport, Kommunikation oder Rechnerleistung zu erhalten.

Im Kontext der Energiewende in Deutschland werden die bisherigen Primärenergien im Wesentlichen von regenerativen Energieträgern abgelöst. Dazu zählen v. a. Wind on-shore und off-shore sowie solare Strahlung. Ergänzend sind verschiedene biogene Rohstoffe, Wasserkraft, Abfall und Geothermie zu nennen. Dieser Prozess verschiebt die Endenergieträgerstruktur. Aufgrund der verfügbaren Erzeugungstechnologien wird Elektrizität zur dominierenden Energieform. Dies hat zwei Konsequenzen. Einmal kann Elektrizität mit hohem Wirkungsgrad in viele Nutzenergieformen umgewandelt werden, was den Bedarf an Endenergie reduziert. Zum zweiten ist nach eigenen Überlegungen in etwa mit einer Verdoppelung der elektrischen Energie in öffentlichen Netzen zu rechnen. Von der künftig benötigten Endenergie in Höhe von 1.600 TWh wird etwa die Hälfte in Deutschland erzeugt werden, während die zweite Hälfte importiert wird<sup>1</sup>. Dieser Import wird weniger in Form von Strom, sondern durch chemische Energieträger erfolgen. Die wichtigsten Moleküle sind hier Wasserstoff und Ammoniak sowie synthetische Brennstoffe wie Methanol oder Kerosin. Diese chemischen Energieträger werden zum Teil direkt z. B. in der Chemie, der Stahlindustrie und im Mobilitätssektor eingesetzt werden. Ein nennenswerter Anteil wird jedoch zur Stabilisierung des Stromsystems in Kraftwerken sowie Kraft- Wärme-Kopplungsanlagen – in Verbindung mit thermischen Speichern – herangezogen werden. Neben den chemischen Brennstoffen zählen auch Fernwärme und -kälte zu den Endenergieträgern.

Die Nutzenergieformen ändern sich durch die Energiewende nicht grundsätzlich. Jedoch wird insgesamt durch optimierten und klügeren Einsatz weniger Nutzenergie nachgefragt werden. Energetische Sanierungen und Digitalisierung sind wesentliche Instrumente. Weiterhin können die Umwandlungsverluste durch Elektrifizierung der Nutzenergie deutlich reduziert werden.

Insgesamt sinkt damit der Endenergiebedarf nennenswert – gemäß eigenen Überlegungen in einer Größenordnung von 40 % –, wobei gleichzeitig die technische Komplexität signifikant steigt. Der verbleibende Endenergiebedarf muss schwerpunktmäßig durch regenerative Energiequellen gedeckt werden. Diese sind – mit Blick auf die in Deutschland dominanten Primärenergiequellen Sonne und Wind – volatil und intermittierend. Zudem sind ihre Verfügbarkeit sowie ihre Energiedichte gering. Diese bedeutet große Investitionen in die Infrastruktur mit einem hohen Kapitalbedarf. Weitere Herausforderungen ergeben sich mit Blick auf die Stabilität der Energieversorgung sowie einen hohen Flächenbedarf, der auch eine Veränderung von Städten und Landschaft nach sich zieht.

In Abhängigkeit von der Energieimportquote dürfte nach eigenen Überlegungen die installierte Kraftwerksleistung um bis zu einem Faktor 8 steigen. Im Betrieb ist zu erwarten, dass maximal die Hälfte dieser Leistung zeitgleich, aber an variablen Stellen in das öffentliche Netz eingespeist wird. Diese hohe Leistung ist einschließlich der deutlich gestiegenen Dynamik stabil zu beherrschen.

Das Stromsystem ist bereits heute hochdynamisch. So ist es beispielsweise erforderlich, dass die Primärregelung im einem Zeitfenster von wenigen Sekunden nach einer Frequenzabweichung aktiviert wird und nach 30 s vollständig zur Verfügung steht. Die bisher zentral auf die Verbundebene fokussierte Umsetzung der Primärregelung wird künftig deutlich dezentraler zu gestalten sein. So werden multimodale Energiesysteme und Sektorenkopplung wesentliche Beiträge zur Systemstabilität leisten. Dabei wird das Stromsystem – sofern technisch und wirtschaftlich darstellbar – bidirektional mit dem Wasserstoffsystem sowie der Fernwärme und -kälte verbunden. Die Sektorenkopplung bringt zusätzlich den Aspekt der ganzheitlichen Betrachtung verschiedener Anwendungsfelder ins Spiel: Energiewirtschaft, Mobilität, Wärmeversorgung, Kühlung, Chemie und Industrie. Auch dies trägt zur Systemstabilität bei. Strukturell ist schließlich auf das Konzept der Energiezellen hinzuweisen. Die Aufrechterhaltung des ständigen Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Bedarf kann im elektrischen System nicht mehr ausschließlich im Übertragungsbereich erfolgen, sondern es sind auch dezentrale und subsidiäre Beiträge im Verteilungsbereich erforderlich. Dieser wird in Form von kaskadierten Energiezellen strukturiert, von denen jede einen Beitrag zum gesamten Leistungsgleichgewicht leistet. Gegenüber der Fortführung

der Fokussierung auf das Verbundnetz begrenzt dieses Konzept den erforderlichen Netzausbau deutlich. Der Ansatz wird im Weiteren noch genauer diskutiert.

Die Basis der dezentralen Systemstabilisierung bilden zeitlich steuerbare Quellen und Senken, sogenannte „Flexibilitäten“. Diese sind Einspeisungen und Entnahmen, die aktiv in den Systembetrieb zu integrieren sind. Plakativ kann diese Strategie als „Stabilität durch Flexibilität“ beschrieben werden. Trotz dieser dynamischen Betriebsweise sind Sicherheit, Zuverlässigkeit und Resilienz der Energieversorgung sicher zu stellen. Weiterhin ist anzumerken, dass Flexibilitäten tendenziell die kurzfristige Stabilität bis hin zu Stunden und Tagen sicherstellen. Längerfristige Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage können nur durch Langzeitspeicher oder Ersatzkraftwerke beherrscht werden.

## 2. Technische Definition von Flexibilität

Physikalisch ist die Energie  $E$  die Fähigkeit, mechanische Arbeit zu verrichten, Wärme abzugeben oder Licht ausstrahlen. Es ist eine sehr globale Größe, die Aussagen für einen bestimmten Raum und eine bestimmte Zeitperiode trifft. Beispielsweise sagt die pro Jahr importierte Menge des Endenergieträgers Erdgas eines Landes – der Raum wird hier zu einer Fläche  $A$  – etwas über Bedarf, die politische Abhängigkeit und den damit verbundenen potenziellen Kohlendioxidausstoß aus. Die Frage, wo innerhalb der (Landes-)Fläche und wann während des Jahres der Einsatz von Erdgas erfolgt, wird hingegen nicht beantwortet. Diese Informationen sind jedoch für die Dimensionierung einer technischen Erzeugungs-, Transport-, Verteilungs- oder Verbrauchsinfrastruktur erforderlich. Nicht der jährliche Energiebedarf, sondern der Maximalwert der in einem bestimmten Zeitintervall umgesetzten Energie ist auslegungsrelevant. Die entsprechende physikalische Größe ist die Leistung  $P$ . Mathematisch formuliert handelt es sich um die Ableitung der Energie nach der Zeit:

$$P = dE/dt.$$

Weiterhin geht es dabei nicht um die maximale Leistung innerhalb der (Landes-)Fläche, sondern um die Leistung  $P = P(x, y, t)$  an einem Ort  $(x, y)$  zu einem Zeitpunkt  $t$ , die in das System eingespeist oder die dem System entnommen wird. Addiert – oder besser integriert – man alle zeitabhängigen Leistungen an allen Stellen der (Landes-) Fläche über einen Jahreszeitraum, so ergibt sich die eingespeiste

oder entnommene Jahresenergie  $E$ . Die (Landes-)Fläche  $A$  wird dabei durch die beiden Koordinaten  $0 \leq x \leq X$  und  $0 \leq y \leq Y$  beschrieben. Die Zeit  $t$  durchläuft das Intervall  $0 \leq t \leq T$ , wobei  $T$  typischerweise einem Jahr entspricht. Damit kann folgende Beziehung formuliert werden:

$$E = \iiint_{0 \ 0 \ 0}^{x \ y \ t} P(x, y, t) \, dx \, dy \, dt.$$

Im Umkehrschluss gilt für eine Stelle  $(x, y)$ :

$$P(x, y, t) = dE(x, y, t) / dt.$$

Der Begriff Energiewende bezieht sich, wie erläutert, auf den Wechsel der Primär- und Endenergieträger. Zur technischen Umsetzung ist aber die zu installierende Leistung mit Blick auf die erforderlichen Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteilungs- und Speicherinfrastrukturen die relevantere Größe. Im Zentrum steht dabei das elektrische Energiesystem. V. a. hier werden die Leistungsbereitstellung auf Erzeugungsseite sowie die Leistungsanforderung auf Bedarfsseite nicht nur deutlich höher sein als bisher, sondern auch deutlich dynamischer. Dennoch gilt es, unverändert zu jedem Zeitpunkt das Leistungsgleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme zu gewährleisten. Dies erfordert einen permanenten Leistungsausgleich, um die Frequenz  $f$  konstant auf 50 Hz zu erhalten. Überwiegt die Leistungsentnahme, so sinkt die Systemfrequenz, überwiegt die Leistungseinspeisung, so steigt sie. Die Rückführung der Frequenz auf den Nennwert bedeutet eine schnelle Leistungsänderung. Die Änderung der Leistung pro Zeit wird als Flexibilität  $F$  bezeichnet:

$$F(x, y, t) = dP(x, y, t) / dt.$$

Genauso wie Leistungen haben auch Flexibilitäten einen Standort mit den Koordinaten  $(x, y)$ . Ändert sich beispielsweise die entnommene Leistung  $P$  um den Wert  $\Delta P$ , so ist auch die eingespeiste Leistung um den gleichen Betrag anzupassen. Die Flexibilität bestimmt die „Geschwindigkeit“ dieser Anpassung bzw. den zur Anpassung erforderlichen Zeitbedarf  $\tau$ :

$$P + \Delta P = P + \int_{t=0}^{\tau} F(t) \, dt.$$

Zur Vermeidung von Schäden oder Systemstörungen ist ein möglichst kurzer Zeitbedarf  $\tau$  anzustreben. Je höher die Flexibilität, desto geringer die zur Ausregelung des Leistungssprungs erforderliche Zeit  $\tau$ .

## ASPEKTE

### 3. Der konkrete Einsatz von Flexibilitäten

Mit Blick auf elektrische Systeme können im Grundsatz alle (Strom-)Quellen und Senken Flexibilitäten darstellen. Diese sind mit dem Netz verbunden und haben einen Eigentümer sowie einen Betreiber. Damit sind wirtschaftlichen Interessen mit dem Einsatz dieser Flexibilitäten verknüpft.

„Prosumer“, also Kunden mit Einspeisung und Entnahme können bidirektionale Flexibilität zur Verfügung stellen. Das gleiche gilt für Speicher sowie für viele Kopplungselemente der Sektorenkopplung. Allgemein können die genannten Elemente mittels Wirkleistungsanpassung  $P(t)$  die Frequenz  $f(t)$  im Gesamtsystem und durch Blindleistungsanpassung  $Q(t)$  die Spannung  $U(t)$  an bestimmten Stellen beeinflussen. Beide Veränderungen haben auch Einfluss auf die Ströme  $I$  auf den Leitungen und in den Transformatoren. Wirkleistungsanpassungen werden vom Kunden direkt wahrgenommen, Sie beeinflussen seine Produktionsprozesse. Blindleistungsänderungen hingegen können unbemerkt bleiben, falls sie in einem gewissem Rahmen stattfinden.

Darüber hinaus gibt es auch rein netzbezogene Flexibilitäten. Hier sind u.a. spannungsgeregelte Transformatoren oder Längsspannungsregler zu nennen. Auch (automatische) Leitungsumschaltungen sind Optionen. Diese flexiblen Netzelemente werden direkt vom Netzbetreiber eingesetzt und arbeiten ohne Einfluss auf den Kunden. Das wirtschaftliche Interesse des Einsatzes von netzbezogenen Elementen besteht entweder in der Vermeidung von langwierigen Genehmigungsverfahren im Netzausbau oder in der (nicht einfach zu beschreibenden) Optimierung der regulatorischen Rendite. Genehmigungsverfahren sind insbesondere mit Blick auf Hochspannungsfreileitungen anspruchsvoll und sehr zeitaufwendig.

Die drei beschriebenen Flexibilitätsarten:

- Senkenbezogene Flexibilitäten
- Quellenbezogene Flexibilitäten
- Netzintegrierte Flexibilitäten

können zu einem Zeitpunkt stets nur einem konkreten Anwendungsfeld zugeordnet werden. Bei netzintegrierten

Flexibilitäten ist diese Zuordnung eindeutig. Ein grundsätzlich sequentiell geänderter Einsatz ist jedoch – technisch – bei Quellen und Senken möglich. Dafür stehen folgende Optionen zur Verfügung:

- Der Regelenergiemarkt (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve)
- Der Intradayhandel
- Der Ausgleich eines Bilanzkreises.

Der Regelenergiemarkt wird über Auktionsverfahren gedeckt, der Intradayhandel ist Teil des Energy-only-Market und der Bilanzkreisverantwortliche optimiert sich im Rahmen der Mehr-/Minderungenabrechnung des Bilanzkreises gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (Bilanzkreis Koordinator). Neben Flexibilitäten nutzt er dazu auch die Optionen des Intradayhandels und des nachgelagerten Day-after-Market.

Allgemein bedienen Strommärkte, bzw. Auktionen primär den zeitlichen, während die Netzregulierung auf den örtlichen Aspekt der Systemstabilität referenziert.

Mit Blick auf elektrische Netze kann die Wirkung der diskutierten Flexibilitäts Optionen entsprechend Abbildung 1 dargestellt werden. Durch den gezielten und mittels Digitalisierungsinstrumenten unterstützten Einsatz von Flexibilitäten im Netzbetrieb wird aus einem konventionellen Netz ein sogenanntes „Smart Grid“.

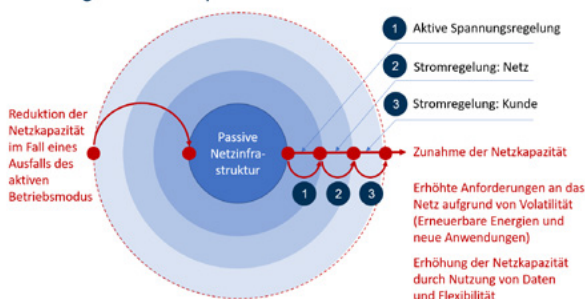


Abbildung 1: Einsatz von Flexibilitäten im Smart Grid Konzept

Die Kapazität der vorhandenen passiven Netzinfrastruktur (Leitungen, Kabel, Transformatoren) deckt statisch konkrete Lastszenarien, die durch eine bestimmte Spannungs- und Stromverteilung charakterisiert sind, ab. Eine dynamische Erhöhung dieser Kapazität ist durch den Einsatz von Flexibilitäten – zum richtigen Zeitpunkt und an der richtigen Stelle – möglich. Die Auslegungsgrenzen der passiven Infrastruktur werden beispielsweise erreicht, wenn sich an einer Stelle im Netz eine Spannung einstellt, die an der Grenze des Toleranzbands liegt. Die kritische Situation kann durch den Einsatz von netzbasierten und / oder kundenbasierte Maßnahmen 1 bis 3 nach Abbildung 1 beherrscht werden:

- Spannungsregler an Transformatoren oder Längsspannungsregler in Leitungen haben einen direkten globalen bzw. selektiven Einfluss v.a. auf die Spannung
- Umschaltungen im Netz verändern v.a. die Stromverteilung
- Anpassungen der Wirk- und Blindleistung auf Kunden-seite verändern v.a. die Stromverteilung.

Diese Optionen erlauben es über eine bestehende Netzinfrastruktur eine höhere Energiemenge pro Jahr zu übertragen. Man kann dies technisch durch die Erhöhung der Jahresbenutzungsdauer  $T$  der Infrastruktur ausdrücken. Die Jahresbenutzungsdauer einer elektrischen Einrichtung ist der Quotient aus der in dieser Einrichtung umgesetzten Energie  $E$  und ihrer (Nenn-)Leistung  $P$ :

$$T = E/P .$$

Bei gegebener (Nenn-)Leistung  $P$  ist die Jahresbenutzungsdauer  $T$  umso größer, je größer die umgesetzte Energie  $E$ . Dies bedeutet, dass die vorhandene Infrastruktur besser genutzt und damit die getätigten Investitionen optimiert eingesetzt wird.

#### 4. Digitalisierung und die Aktivierung von Flexibilitäten

Der Einsatz von Flexibilitäten in elektrischen Netzen und damit die Erschließung der dynamischen Reserven für den Netzbetrieb setzt eine genaue Analyse des Netzzustandes voraus. Dieser wird durch die mit dem Netz verbundenen Quellen und Senken definiert. Die Analyse basiert auf der Erfassung von Echtzeitdaten und deren Auswertung. Darauf

aufbauend muss automatisiert eine Entscheidung getroffen werden, welche Flexibilität zum Einsatz kommen soll. Dabei ist die Art der Aktivierung der Flexibilität zu beachten. Möglich sind markbasierte Anreize, Auktionen mit anschließendem direktem Verfügungsrecht oder – wie im Falle von netzbasierten Flexibilitäten – die direkte physikalische Ansteuerung durch den Netzbetreiber.

Zusammengefasst erfordert der Einsatz von Flexibilitäten die Digitalisierung des elektrischen Netzes einschließlich der angebundenen Quellen und Senken. Aus Daten (Big Data) werden Informationen (Smart Data) generiert und daraus Wissen im Sinne von Entscheidungen gewonnen. Flexibilitäten sind die Akteure eines Smart Grid.

## II. Aktuelle Regulierung von Flexibilitäten im Netzbereich

### 1. Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

Ein zentrales Element der aktuellen Netzregulierung ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV)<sup>2</sup>. In dieser findet sich die sogenannte „Regulierungsformel“. Sie definiert die für ein elektrisches Netz oder eine Umspannungsebene gültige Erlösobergrenze. Darunter ist der maximale Erlös des Netzbetreibers zu verstehen, den dieser unter Zugrundelegung transparenter, objektiver und diskriminierungsfreier Bedingungen von allen Netznutzern pro Jahr in Summe erlösen darf. Es handelt sich also um ein „Revenue Cap“.

Die wesentlichen Kostenblöcke zur Bestimmung der Erlösobergrenze sind:

- Die anfallenden Kosten für die Nutzung des vorgelagerten Netzes, bzw. der vorgelagerten Umspannung definiert durch die entsprechenden Preise
- Die anfallenden Kosten für vermiedene Netzentgelte definiert durch die Preise des vorgelagerten Netzes, bzw. der vorgelagerten Umspannung
- Die Kapitalkosten (CAPEX) des betrachteten Netzes, bzw. der Umspannung
- Die Betriebskosten (OPEX) des betrachteten Netzes bzw. der Umspannung.

Dabei setzen sich die Kapitalkosten aus den beiden zentralen Komponenten Abschreibungen und Verzinsung des eingesetzten Kapitals zusammen. Es gibt weitere Kostenbestandteile, die aber hier nicht weiter betrachtet werden.

Von den genannten vier Kostenblöcken gehen nur die ersten beiden direkt und unverändert in die Erlösobergrenze ein. Die Kapital- und Betriebskosten hingegen werden mit erhöhenden und reduzierenden Faktoren angepasst. Hier sind v.a. Inflation und allgemeine sektorale Produktivitätssteigerung zu nennen. Zudem wird aus dem Niveau der Versorgungsqualität ein Bonus oder ein Malus abgeleitet. Weiterhin werden die Kapital- und Betriebskosten mit einem Effizienzfaktor kleiner oder gleich 1,0 bewertet. Dieser wird mittels eines Benchmarking-Verfahrens, das in der Anreizregulierungsverordnung festgelegt ist, bestimmt. Die Erlösobergrenze wird im Zuge einer Regulierungsperiode um diesen Betrag abgesenkt. Gelingt es dem Netzbetreiber nicht entsprechende Kostensenkungen durchzuführen, sinkt sein Gewinn. Senkt er die Kosten schneller, so erhöht sich sein Gewinn für diese Regulierungsperiode.

Im Kontext des hier vereinfacht wiedergegebenen Verfahrens werden v.a. Effekte aus Periodenabgrenzungen und Scheingewinnen ausgeklammert.

### 2. Konsequenzen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für das Netzdesign

Die Wirkung des Effizienzfaktors erfolgt auf die Summe von Kapital- und Betriebskosten. Es handelt sich damit um eine sogenannte „TOTEX-Regulierung“. Die Wirkung auf die beiden Komponenten ist jedoch höchst unterschiedlich und bedarf einer genaueren Analyse<sup>3</sup>.

Der Effizienzfaktor wirkt direkt und vollumfänglich auf die Betriebskosten, während er bei den Investitionen ausschließlich Verzinsung und Abschreibung betrifft. Dies bedeutet, dass 100 % der operativen Kosten und – größenordnungsmäßig – 10 % der Investitionen erfasst werden. Im Zusammenhang mit der Bewältigung technischer Herausforderung führt dies zu einer investitionslastigen Lösungsstrategie der Netzbetreiber. Dadurch werden die Auswirkungen der Anreizregulierung reduziert und der Gewinn des betriebswirtschaftlich agierenden Netzbetreibers gestützt.

Ein weiterer Effekt kommt hinzu. Wird in langlebige Wirtschaftsgüter investiert, so ist das mittlere gebundene Kapital im Vergleich zu einer wiederholten Investition in kurzlebige Wirtschaftsgüter deutlich höher. Unter Vernachlässigung von Zinseffekten ist das gebundene Kapital z.B. im Falle einer Investition mit einem normierten Betrag von 100 % und einer Lebensdauer von 50 Jahren doppelt so hoch, wie im Falle von zwei sukzessiven Investitionsmaßnahmen mit einem normierten Betrag von jeweils 50 % und 25 Jahren Lebensdauer. Das gebundene Kapital bildet die Basis der Verzinsung und ist damit entscheidend für den Gewinn des Netzbetreibers.

In Summe ergibt sich eine Tendenz eines Netzbetreibers technische Lösungen über Investitionen in langlebige Wirtschaftsgüter zu suchen. Dies sind aber nicht notwendigerweise die Charakteristika der Digitalisierung. Operative Kosten und kurzlebige Wirtschaftsgüter weisen hier einen hohen Anteil auf. Damit sind unter dem Regime der ARegV Smart Grid Ansätze tendenziell weniger rentierbar. Der Aspekt, dass Smart Grid Lösungen das im Netz gebundene Kapital reduzieren, wird durch die Regulierung nicht honoriert. Ein Fokus auf kapitalintensive statische Lösungen erhöht die Netzentgelte und beeinflusst die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber langfristig negativ.

### III. Aktuelle rechtliche Optionen für Flexibilitäten

#### 1. Grundlagen – Überblick

Ein Netzbetreiber kann im Sinne der Gefahrenabwehr stets und unverzüglich in den Netzbetrieb eingreifen. Dies gilt für Quellen und Senken und schließt die Abschaltung von steuerbaren Anlagen oder Teilen davon auf vertraglicher Basis mit ein. Es ist eine Flexibilität, die aus § 13 Abs. 1 EnWG abgeleitet werden kann, um die Stabilität des Nutzers zu gewährleisten. „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“

Konzeptionell sollen künftig Flexibilitätpotenziale  $F$  nicht nur in Ausnahmesituationen, sondern in der Verteilnetzebene (also auch im Bereich der Niederspannung) auch im Regelbetrieb über § 14a EnWG gehoben werden. Die

Bundesnetzagentur kann festlegen, nach welchen Kriterien die Betreiber von Verteilnetzen verpflichtet sind, Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen gegen Netzentgeltreduzierungen abzuschließen. Dieses Konzept gilt seit dem 01.01.2023.

Daneben erlaubt § 17 Netzanschlussverordnung (NAV) ebenfalls die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen. Bei § 17 NAV geht es allerdings um die Vornahme betriebsnotwendiger Arbeiten, die zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs erforderlich sind. Die von dieser Vorschrift erfassten Nutzungsunterbrechungen beziehen sich somit auf Notsituationen. § 14a EnWG ist diesem Bereich vorgelagert und ermöglicht Schalthandlungen bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, und zwar völlig unabhängig von den Eingriffsvoraussetzungen des § 17 NAV.<sup>4</sup>

Ganz generell sind die Betreiber der Übertragungsnetze nach – wie eingangs erwähnt – § 13 Abs. 1 EnWG verpflichtet, die Sicherheit des Netzes zu gewährleisten, und zwar insbesondere durch Netzschaltungen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und durch marktbezogene Maßnahmen, insbesondere auch durch vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG).

Zu den vertraglich vereinbarten ab- und zuschaltbaren Lasten werden in Zukunft die vertraglichen Vereinbarungen nach § 14a EnWG gehören. Nach dieser Norm werden in Zukunft geldwerte Vereinbarungen über Flexibilitäten mit dem Ziel der Netzstabilisierung und Optimierung geschlossen werden. Dazu unten mehr.

#### 2. Das Konzept des § 14a EnWG

##### a. Der historische Hintergrund

Die Vorschrift wurde durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.07.2011 in das EnWG aufgenommen.<sup>5</sup> Damit wurden die §§ 7 und 9 der zum 30.06.2007 außer Kraft getretenen BTOELT<sup>6</sup> fortgeführt. Im Jahre 2016 wurde § 14a EnWG novelliert. Erfasst waren nicht mehr nur unterbrechbare, sondern nunmehr auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Damit wurde einem breiteren Flexibilitätsansatz Rechnung getragen.<sup>7</sup>

Tatsächlich wurde die Vorschrift, den Anforderungen einer flexiblen, digitalen und intelligenten Steuerung des Ver-

brauchspotenzials niemals gerecht.<sup>8</sup> In den Genuss der Privilegierung kamen im Wesentlichen Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Stromdirektheizungen, deren „Steuerbarkeit“ über veraltete Schalt- bzw. Steuertechniken erreicht wurde.<sup>9</sup> Zu einer intelligenten Netzsteuerung, so Schnurre, leistete die Vorschrift bis Ende 2022 kaum einen Beitrag.<sup>10</sup>

## b. Die Neugestaltung im Osterpaket 2022

Mit Wirkung 01.01.2023 wurde § 14a EnWG durch das am 07.07.2022 verabschiedete Osterpaket grundlegend neu formuliert und umgestaltet.<sup>11</sup> Hintergrund ist der schnellere Hochlauf für Elektromobilität und Wärmepumpen. Auch das europäische Paket „Fit For 55“ erfordert neue Flexibilitätsmodelle für Prosumer.<sup>12</sup> Zugleich bedurfte die bisherige Regelung vor dem Hintergrund des Urteils des EuGH des 02.09.2021<sup>13</sup> der Überarbeitung, um der unionsrechtlich verbürgten Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde Rechnung zu tragen.<sup>14</sup> Erstmals erhielt die Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz nach § 29 EnWG. Sie ist nunmehr berechtigt, bundeseinheitliche Regelungen für die Betreiber von Verteilnetzen und für Lieferanten oder Netzverbraucher\*innen, mit denen Netznutzungsverträge abgeschlossen sind, festzulegen. Nach diesen Festlegungen haben die Verteilnetzbetreiber Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abzuschließen. Eine netzorientierte Steuerung ist folglich auch weiterhin nur auf Grundlage einer privatrechtlichen Vereinbarung möglich.<sup>15</sup> Der Inhalt dieser Vereinbarung richtet sich nach dem durch die BNetzA durch Festlegung vorgegebenen Rahmen.<sup>16</sup> Im Gegenzug führt dies zu einer Netzentgeltreduzierung. Dies bedeutet, so die Gesetzesbegründung, jedoch nicht zwingend, dass eine Teilnahme an einer netzorientierten Steuerung verpflichtend wäre. Vielmehr wäre es der BNetzA möglich, festzulegen, unter welchen Voraussetzungen eine ganz oder teilweise ungesteuerte Netznutzung vereinbart werden kann.<sup>17</sup> Im Umkehrschluss könnte eine Festlegung den Verzicht auf eine netzorientierte Steuerung an nicht ermäßigte oder auch höhere Netzentgelte im Vergleich zu teilnehmenden Netznutzern knüpfen.<sup>18</sup> Diese Hinweise des Gesetzgebers deuten auf Wahlmöglichkeiten und Markt-freiheiten, insbesondere der Letztverbraucher hin. Darauf wird zurückzukommen sein, denn im derzeit vorgelegten Eckpunktepapier der BNetzA fehlen Freiheiten dieser Art fast vollständig.

Die Festlegung kann spezielle Regelungen beinhalten, die in § 14a Abs. 1 EnWG enumerativ in den Ziffern 1 bis 9 aufgeführt sind. Dies, so die Gesetzesbegründung, unterstreicht die weitreichenden Möglichkeiten zur netzdienlichen Neugestaltung von § 14a EnWG.<sup>19</sup> Der BNetzA wird ein breiter Instrumentenkasten zugewiesen. Eine Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer über eine garantierte und regelbare Entnahmeleistung am Netzanschluss wird möglich. Vorrangig marktlich organisierte Flexibilitätsansätze könnten zum Einsatz kommen, um Netzstabilität sicherzustellen, etwa zeitvariable Netzentgelte, Ausschreibungen von netzdienlicher Flexibilität und weitere Instrumente.<sup>20</sup> Die BNetzA kann Festlegungen zur Spreizung, Stufung, sowie netztopologischer und zeitlicher Granularität wirtschaftlicher Anreize treffen. Die öffentliche Bekanntgabe von Änderungen der wirtschaftlichen Anreize sollen spätestens mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf zum Handelsschluss der Day-Ahead-Auktion erfolgen, damit Verbraucher die Anreize im Börsenhandel berücksichtigen können.<sup>21</sup> Die Nummer 8 eröffnet es der BNetzA von § 24 EnWG abweichende Netzentgeltregelungen zu treffen, um die Entgeltreduzierung auszugestalten oder den Fall zu regeln, dass keine netzorientierte Steuerung erfolgt.<sup>22</sup>

Bis zur Festlegung bundeseinheitlicher Regelungen dieser Art haben die Betreiber von Verteilnetzen den Lieferanten und Netzverbraucher\*innen ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird (§ 14a Abs. 2 EnWG). Die BNetzA kann die Voraussetzungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen definieren, ebenso den Umfang der Netzentgeltregulierung und sie kann die Netzbetreiber verpflichten, auf Verlangen solche Vereinbarungen anzubieten.

Nach § 14 Abs. 3 EnWG gelten insbesondere Wärmepumpen, nicht öffentlich-zugängliche Ladepunkte für E-Mobile, Anlagen zur Erzeugung von Kälte oder zu Speicherung elektrischer Energie- und Nachtstromspeicherheizungen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Die Definition in § 14a Abs. 3 EnWG ist nicht abschließend. Mit Blick auf nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte wird auf § 2 Nr. 2 LadesäulenVO abgestellt. Zur Letztverbraucherfiktion für Ladepunkte wird ein Gleichlauf hergestellt (§ 3 Nr. 25 EnWG). Dagegen bleiben öffentlich-zugängliche Ladepunkte (§ 2 Nr. 5 Ladesäulen VO) wegen oftmals kurzer Standzeiten und anderer Kundenbedürfnisse aus der Definition aus-



genommen.<sup>23</sup> Mit dem Begriff „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ wird an § 12 Abs. 4 Nr. 2 EnWG angeknüpft. Erfasst sind alle Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen, vor Ort in eine speicherfähige Energieform umwandeln und nach einer erneuten Umwandlung vor Ort wieder elektrische Energie ausspeisen.<sup>24</sup>

Wärmepumpen sind Anlagen, die unter Aufwendung von technischer Arbeit und durch Verbrauch elektrischer Energie thermische Energie aus einem Reservoir mit niedrigerer Temperatur aufnehmen und zusammen mit der Antriebsenergie als Nutzwärme auf einen zu beheizenden Raum, ein Gebäude oder einen Warmwasserspeicher mit höherer Temperatur übertragen.<sup>25</sup> Der Begriff Wärmepumpe umfasst auch elektrische Heizstäbe, die ergänzungsweise zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden und mit den übrigen Anlagenteilen der Wärmepumpe eine Einheit zur Wärmeerzeugung bilden.<sup>26</sup>

Nach § 14a Abs. 4 EnWG hat die Steuerung entsprechend den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MSBG), sowie den Festlegungen der BNetzA über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Abs. 1 Nr. 19 MSBG zu erfolgen. Die BNetzA kann Bestands- und Übergangsregeln für Vereinbarungen treffen, die vor Inkrafttreten der Festlegungen beschlossen worden sind.

Inzwischen haben die Beschlusskammern 6 und 8 eine Konsultation zu einem Festlegungsverfahren am 24.11.2022 eröffnet und am 27.01.2023 abgeschlossen.<sup>27</sup> Beigefügt ist ein Eckpunktepapier, das ein Zielmodell für eine dynamische Steuerung enthält, die zum 01.01.2024 zur Anwendung kommen soll.

### 3. Das Eckpunktepapier der BNetzA

Ausgehend von § 14a EnWG (2023) hat die BNetzA am 24.11.2022 eine Konsultation für ein Festlegungsverfahren nach § 29 EnWG eröffnet. Das Eckpunktepapier stellt die Überlegungen der Beschlusskammern 6 und 8 für das Zielmodell der Steuerung für den Netzbetreiber nach § 14a EnWG und die zwischenzeitlichen Übergangsregelungen dar und bietet zugleich allen betroffenen Marktteilnehmern die Gelegenheit, sich bereits in diesem Stadium über einen Konsultationsbeitrag bei der weiteren Konkretisierung des skizzierten Modells einzubringen, das zum 01.01.2024 zur Anwendung kommen soll.<sup>28</sup> Damit eröffnet die BNetzA den Netzbetreibern Mitwirkungsrechte bei der Schaffung der

zukünftigen Festlegungen zu § 14a EnWG.

Letztlich ist dies die Konsequenz der Entscheidung des EuGH von 02.09.2021<sup>29</sup>, wonach der regulatorische Rahmen in Deutschland für die Strom- und die Gasnetze einer grundlegenden Revision bedarf.<sup>30</sup> Hieraus ergibt sich die Pflicht für die Regulierungsbehörden, einen neuen, zeitgemäßen, zukunftsweisenden Rechtsrahmen zu schaffen. Dabei ist das Entwickeln eines solchen Rechtsrahmens ohne Einbeziehung der Marktgegenseite, also der Netzbetreiber und der Letztverbraucher\*innen, nicht möglich.<sup>31</sup>

Ganz in diesem Sinne handeln die Beschlusskammern 6 und 8 mit Blick auf die Konsultation zum Festlegungsverfahren, das am 24.11.2022 eröffnet wurde. Beide Beschlusskammern beabsichtigen in einem zweiten Schritt die detaillierte Ausgestaltung der Vorgaben zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a EnWG zu konsultieren und festzulegen. Das bedeutet, die Konsultation der Praxis wird in die spätere (endgültige) Festlegung eingehen, sodass sich der Rechtsrahmen für die Flexibilitäten nach § 14a EnWG letztlich aus dem Zusammenwirken zwischen BNetzA und Praxis ergeben wird. Damit dürfte dieses Verfahren beispielgebend für das in der Zukunft noch zu entwickelnde neue Netzregulierungsrecht auf vielen anderen Ebenen sein.

Die BNetzA möchte zunächst einmal ein einfaches und praktikables Modell für die Niederspannung entwickeln. Eine Ausdehnung des Modells auf andere Spannungsebenen und Verbrauchseinrichtungen soll späteren Verfahren vorbehalten sein. Im Eckpunktepapier ist das Zielmodell formuliert.

#### a. Das Grundkonzept

Der Verteilnetzbetreiber erhält die Möglichkeit steuernd einzugreifen, um den sicheren Netzbetrieb aufrechterhalten zu können. Er darf nur so viel steuern wie unbedingt nötig ist. Eine vollständige Abschaltung ist nicht erlaubt, sondern nur eine temporäre Reduzierung. Die Umsetzung für die Letztverbraucher\*innen ist einfach und kosteneffizient ausgestaltet, da auf ein separaten Zählpunkt verzichtet wird. Die Steuerung kann sich folglich auf den Netzanschluss beziehen. Im Gegenzug wird für die Letztverbraucher\*innen ein pauschaler Rabatt auf das Netzentgelt gewährt.

Im Ergebnis können Verbraucher\*innen Wärmepumpen

oder E-Fahrzeuge mit der Gewissheit beschaffen, dass beim Netzanschluss keine Wartezeiten entstehen werden. Die Verbrauchseinrichtungen sollen marktgetrieben gesteuert werden. Eingespeist wird immer dann, wenn der Strompreis aufgrund hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien gering ist.

Das Eckpunktepapier differenziert zwischen dynamischem und statischem Steuern. Hintergrund sind die technischen Voraussetzungen, die insbesondere im Bereich der Messtechnik erst noch aufgebaut werden müssen, um überhaupt dynamisch steuern zu können. Stichworte sind das Energiemanagementsystem zur Auswertung der Messergebnisse und Automatisierung der Schalthandlungen in der Niederspannung für den Übergang vom statischen zum dynamischen Steuern bis zum 01.01.2029 muss eine Entwicklung der technischen Voraussetzungen und der Kommunikationsfähigkeit bei allen Marktpartner\*innen und Anlagen sichergestellt werden.<sup>32</sup>

## b. Verbrauchseinrichtungen

Regelungsgegenstand sind steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE). Die Aufzählung soll abschließend sein. Dazu gehören nicht-öffentlich-zugängliche Ladepunkte für E-Mobile, Wärmepumpen, Heizungen, Anlagen zur Erzeugung von Kälte, Stromspeicher mit maximalem Leistungsbezug von mehr als 3,7 kW, einem Anschluss an das Niederspannungsnetz (NE VII) und einer Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024. Klargestellt werden sollte, dass der Begriff Heizung alle Wärmespeicher (Wasser, Salz oder auch auf anderer technischer Basis) erfasst.

Warum die BNetzA die Aufzählung abschließend gestaltet, wird nicht erklärt. Eine solche abschließende Auszählung hat den Nachteil, möglicherweise nicht technologieoffen zu sein. Es können in Zukunft Verbrauchseinrichtungen entwickelt werden, die derzeit noch nicht, später aber steuerbar werden. Auch der Leistungsbezug (3,7 kW) kann geändert werden – es wäre also geboten, den Anwendungsbereich nicht abschließend zu gestalten, sondern technologieoffen, also die Festlegung auf bestimmte Verbrauchseinrichtungen zu beziehen, dabei aber darauf hinzuweisen, dass die Aufzählung nicht abschließend ist.<sup>33</sup> Alles andere würde mit dem Grundsatz der Technologieoffenheit und

damit mit dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit nicht in Einklang stehen.

## c. Die Verteilnetzbetreiber und Letztverbraucher

Zur Teilnahme verpflichtet sind nach dem Eckpunktepapier alle Verteilnetzbetreiber (Ziffer 2.1) und alle Letztverbraucher\*innen (Ziffer 3.1).

An die Stelle der bisher nach § 14a EnWG notwendigen vertraglichen Vereinbarungen tritt somit für die Verteilnetzbetreiber und die Letztverbraucher\*innen ein Teilnahmewang. Ob ein solcher Zwang aus der Perspektive der Netzstabilität im Sinne des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit erforderlich ist, sollte vertieft diskutiert werden. Das Gleiche gilt für die Arten der Steuerung, also der Reduzierung des Wirkleistungsbezuges, ausgelöst durch eine messtechnisch konkret festgestellte Auslastungssituation, in Bezug auf die betroffenen Betriebsmittel (dynamisches Steuern). Darauf weist auch die Gesetzesbegründung ausdrücklich hin.<sup>34</sup> Die Teilnahme, so der Gesetzgeber, an einer netzorientierten Steuerung ist nicht etwa verpflichtend. Vielmehr ist es so, dass die BNetzA die Möglichkeit hat, Voraussetzungen festzulegen, unter denen eine ganz oder teilweise ungesteuerte Netznutzung vereinbart werden kann.<sup>35</sup> Das im Eckpunktepapier an vielen Stellen durchscheinende Prinzip des Teilnahmewangs könnte, wie unten noch zu vertiefen sein wird, den möglichen Wettbewerb um Flexibilitäten und Anreizalternativen übermäßig einschränken. Deshalb werden unten Alternativen entwickelt und dargestellt, die zeigen, dass es Flexibilitätskonzepte geben könnte, die den Festlegungen der BNetzA im Eckpunktepapier nicht nur überlegen sind, sondern darüber hinaus dem europäischen Primärrecht entsprechen, indem sie den Vorrang des Wettbewerbs (Artt. 119, 120 AEUV) verwirklichen.

Die Frage, die in jedem Falle zu stellen und zu beantworten ist, lautet, ob der Steuerung eine – digital ausgelöste, Information an die Letztverbraucher\*innen vorausgehen hat, sodass sich diese darauf einstellen können. Möglicherweise muss auch diskutiert werden, ob die Letztverbraucher\*innen in den Steuerungsprozess eingreifen und ihn beispielsweise auch abwählen bzw. beenden können. Das könnte möglicherweise dann erforderlich sein, wenn Verbraucher\*innen auf bestimmte Verbrauchseinrichtungen

(z.B. E-Mobil) zwingend angewiesen sind, um z.B. eine Fahrt zu einem Krankenhaus (medizinischer Notfall) zu

ermöglichen. In einer solchen Situation könnte es notwendig sein, dass bei anderen Verbrauchseinrichtungen stärker gegengesteuert wird, als bei denjenigen, bei denen die Verbraucher\*innen signalisieren, dass das Gerät zwingend notwendig gebraucht wird.

Es geht also um eine Art intelligentes Informations- und Steuerungssystem mit der Möglichkeit der Kommunikation zwischen dem Netzbetreiber einerseits und den Verbraucher\*innen andererseits.

Ein solcher Kommunikationsprozess kann durchaus digital und auf der Basis von Algorithmen (KI) erfolgen. Es dürfte nur schwierig sein, ohne eine solche Mitwirkung der Letztverbraucher\*innen zu einem sinnvollen Steuerungsprozess zu kommen, da Bedürfnisse einzelner Verbraucher\*innen vom statistischen Durchschnitt abweichen können. Beispiele sind plötzlich notwendige Krankentransporte, oder die nächtliche Fahrt zum Flughafen, um in den gebuchten Urlaub zu starten oder der Arbeitsbeginn für Mitarbeiter\*innen von Bäckereien oder Fernwärmekraftwerken zur Nachtzeit. Es kann aber auch sein, dass es Verbrauchseinrichtungen gibt, die im Zeitpunkt der Abschaltung zwingend Strom benötigen, weil sonst Akkus ausfallen oder geschädigt werden können. Das könnte auch für Waschmaschinen gelten, die laufen müssen, weil die Kleidung einige Stunden später zum Arbeitsbeginn gebraucht wird. Das könnte auch für Hotels oder für Dienstleister anderer Art wichtig sein, die zeitpunktbezogen liefern müssen und demnach auf Strom angewiesen sind, auch wenn zur gleichen Zeit fast keiner der Verbraucher\*innen Strom nachfragt. Auf Fragen dieser Art nimmt das Eckpunktepapier bisher keine Stellung. Die Techniken zu einer intelligenten Steuerung stehen aber zur Verfügung oder können über KI entwickelt und optimiert werden.

Umgekehrt könnte sich die Frage stellen, ob es für bestimmte Verbrauchseinrichtungen (z.B. Batterien in EMobilen) denkbar ist, dass sie Strom in das öffentliche Netz abgeben. Sollte und müsste die Steuerung dann so gestaltet werden, dass Batterien zu einer Zeit in Anspruch genommen werden, in denen der Strompreis hoch ist? Muss, mit anderen Worten, der Netzbetreiber versuchen, die Stromentnahme in der Cloud so zu organisieren, dass das wirtschaftliche Interesse derer, die an der Cloud teil-

nehmen, gewahrt bleibt? Überlegungen dieser Art müssten zumindest diskutiert und es müsste darüber nachgedacht werden, ob Optimierungen dieser Art über Algorithmen und KI heute schon möglich sind.

Hinweise in diesem Sinne enthält das Eckpunktepapier in Ziffer 4.2, wo von einer Prosumer-Steuerung eines SteuNA die Rede ist.

#### **d. Netzentgeltreduzierung**

In Ziffer 5 legt das Eckpunktepapier den Anspruch auf die Netzentgeltreduzierung fest. Die BNetzA beabsichtigt die Methode, wie ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen ist, vorzugeben. Damit greift die BNetzA unmittelbar in die Preisgestaltung für Flexibilitäten ein.

Ob ein solcher Eingriff aus der Perspektive der Marktfreiheiten und eines funktionsfähigen Wettbewerbs zwingend erforderlich ist, muss noch intensiv diskutiert werden.

Die BNetzA meint, die Höhe der pauschalen Netzentgeltregulierung müsse bundesweit einheitlich sein. Auch darüber wird man diskutieren müssen, insbesondere auch deshalb, weil der Wert einer dynamischen Steuerung in Ballungszentren sehr viel höher sein dürfte als in ländlichen, dünn besiedelten Gebieten. Ist es wirklich einsichtig, dass es keinerlei Wettbewerb über die Höhe der Netzentgeltreduzierung geben darf, obwohl es Letztverbraucher\*innen geben wird, die in erheblichem Umfang zur Entlastung des Netzes beitragen können. Ein Gewerbebetrieb, dem es gelingt, seine Stromentnahme in Zeiten zu verlagern, in denen die Nachfrage gering ist, trägt erheblich zur Spitzenlastglättung bei. Sollten Kund\*innen, die in erheblichem Maße zur Systemstabilisierung beitragen, nicht auch ein höheres Entgelt fordern dürfen? Ist die Gleichbehandlung wirklich zwingend erforderlich oder sollte nicht bei der Netzentgeltregulierung ein Wettbewerb über den Anreizmechanismus entstehen, der letztlich auch dazu führen könnte, Potenziale zu Systemstabilisierung freizusetzen, die heute noch gar nicht erkennbar sind. Es geht bei diesen Fragen nicht darum, die Wirkungen eines natürlichen Monopols zu bändigen, denn mit Blick auf die Netzentgeltreduktion wirkt sich das natürliche Monopol der Netzbetreiber gar nicht aus.

So gesehen könnte es sinnvoll sein, über einen digitalen Mechanismus, der KI-basiert funktioniert, für Wettbewerb

um Flexibilitäten im Netz zu sorgen. Unterschiedliche Preis- anreize zu unterschiedlichen Zeiten bei unterschiedlichen Lastgängen könnten zu einer sehr viel besseren Auslastung

des Netzes beitragen als dies möglich ist, wenn die Höhe der pauschalen Netzentgeltreduzierung für alle Letztver- braucher\*innen bundesweit einheitlich gestaltet ist und kalenderjährlich ausgewiesen wird.

Sollte sich – wie hier angedeutet – ein anreizkompatibles wettbewerbliches System der Reduktion von Netzentgel- ten durch Flexibilitäten umsetzen und durchsetzen las- sen, so wird dies notwendigerweise zu einem individuellen Abrechnungssystem den gegenüber Letztverbraucher\*in- nen führen müssen. Solche Abrechnungssysteme dürften aber heute – KI-basiert – unproblematisch praktikierbar sein. Die Befürchtungen, die die BNetzA in Ziff. 5.2 äußert, dürf- ten die Leistungsfähigkeit moderner KI-basierter Abrech- nungssysteme nicht berücksichtigen.

Ferner wird zu diskutieren sein, ob die Übergangsregelun- gen (C) im Eckpunktepapier hinreichend sind. Im Kern geht es um die Nachtspeicherheizungen. Die gleiche Frage stellt sich mit Blick auf den Übergangszeitraum für statisches Steuern (C Ziff. 2).

Schließlich wird die Praxis zu diskutieren haben, ob die strengen Informationsmeldungen, die in D vorgesehen sind, erforderlich, geeignet und in ihrer Intensität ange- messen sind.

#### 4. Alternativen zum Festlegungsmodell

Das Festlegungsmodell, so wie es derzeit in § 14a EnWG angelegt ist, geht davon aus, dass eine Festlegung zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen oder Netzanschlüs- sen rechtlich zwingend erfolgen muss. Die Frage, die sich stellt, lautet, ob es einen solchen rechtlichen Zwang auch dann geben muss, wenn sich Bürger\*innen weitgehend selbst versorgen. Das europäische Modell der Erneuerbare Energie-Gemeinschaft sieht die Möglichkeit einer solchen Selbstversorgung vor.<sup>36</sup> Erneuerbare Energie-Gemein- schaften sind natürliche Personen und kleine und mittlere Unternehmen, die sich mit erneuerbarer Energie selbst versorgen. Das deutsche Recht hat diese Anforderungen nicht angemessen umgesetzt. Die deutsche Bürgerener- giesellschaft (§ 3 Nr. 25 EEG 2023), erlaubt es nicht, den produzierten Strom zu gemeindenahen Haushalten und

Gewerbetrieben zum Eigenverbrauch zu transportieren und dafür nur geringe Netzentgelte zu entrichten. Das einzige, was der deutsche Gesetzgeber den Bürger\*innen erlaubt ist, sich in gewissem Umfang an Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien zu beteiligen.<sup>37</sup>

##### a. Das österreichische Modell

Dem gegenüber hat Österreich die europäische Richtlinie 2018/2011 nahezu mustergültig umgesetzt. Das Modell der Energiegemeinschaft ermöglicht es, dass sich Personen zusammenschließen und über Grundstücksgrenzen hinaus, erneuerbare Energie produzieren, speichern, verbrauchen und verkaufen können. Dabei werden vergünstigte Orts- netztarife ermöglicht, sodass lokale Gemeinschaften nur die Kosten der Niederspannungsebene zu bezahlen haben. Die Kosten für die Inanspruchnahme der Netzebenen wer- den im Lokalbereich von nahezu 60% vermindert. Letztlich führte das österreichische Konzept zur Maximierung der Eigenerzeugung und des eigenen Verbrauchs, um die Aus- wirkungen volatiler, dezentraler Erzeugung auf das Netz zu minimieren.<sup>38</sup>

##### b. Möglichkeiten für Deutschland

Die Bundesrepublik Deutschland könnte, anknüpfend an das österreichische Vorbild, eine Erneuerbare Energiege- meinschaft konzipieren, bei der es im Kern um die Eigen- versorgung und der Inanspruchnahme der Verteilnetzebene ginge. Damit würde ein lokales System für Netzentgelte geschaffen werden, die keinesfalls bundeseinheitlich wären. Vielmehr würden sich die Netzentgelte, angelehnt an die derzeitigen Kosten und Tarife der Verteilnetzebene, lokal differenziert bilden. Ob es in Österreich möglich ist, Netzentgeltreduktionen individuell im Wettbewerb zu ver- einbaren, wenn Letztverbraucher\*innen zur Systemstabi- lisierung in bestimmten Zeiten des Tages und der Nacht beitragen, erscheint nicht ausgeschlossen.

Jedenfalls zeigen Modelle dieser Art, dass es bei der Flexibi- lisierung von Netzentgelten keineswegs um bundeseinheit- liche Lösungen und keineswegs um überall gleiche Rabat- tierungen gehen sollte. Letztlich entscheidend müsste sein, ob sich die Menschen in bestimmten Gebieten weitgehend zur Eigenversorgung entschließen. Ein solches Konzept müsste aus der Sicht des europäischen Richtlinienrechtes unterstützt und gezielt gefördert werden. Nur auf diese Weise werden Techniken zur Entlastung der Verteilnetze

schnell und zukunftsorientiert entwickelt und durchgesetzt. Der Wettbewerb um verbesserte Systeme der Inanspruchnahme der Netze würde auf diese Weise erst eröffnet werden.

### c. Die Dezentrale Energieversorgungsgemeinschaft

Eine noch viel schnellere und zielgerichtete Konzeption für weitgehend entlastete Netze würde dann entstehen, wenn man die Bürgerenergiegesellschaft zur Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft fortentwickeln würde.<sup>39</sup> Der Grundgedanke der Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft ist, dass die Energieerzeugung und -versorgung innerhalb eines lokal abgrenzbaren Gebietes dezentral erfolgt. Es gäbe eine Vielzahl, meist kleinerer Erzeuger und eine Vielzahl ebenfalls meist kleinerer Abnehmer der Energie. In einer solchen Konzeption wäre eine Ausbeutung durch die Verteilnetzbetreiber nicht möglich. Das läge daran, dass die Verteilnetzbetreiber Mitgesellschafter einer Erzeugungsgemeinschaft wären, die im Kern nur ein einziges Ziel hätte, nämlich sich selbst mit preisgünstiger Energie zu versorgen.

In einer solchen (dezentralen) Gemeinschaft würde man nach optimalen Erzeugungsarten am jeweiligen Standort suchen. Das könnten Solaranlagen und auch Wind und/oder Biomasseanlagen sein, ergänzt um Speicherkonzepte, Geothermie und Wasserstoffelektrolyseure. Es gäbe intelligente Messsysteme, die dafür sorgen würden, dass der Verbrauch zu der Zeit stattfindet, wo Strom vorhanden ist und es gäbe ein Verteilnetz, dessen Ausbau als Gesamtbaustein in dieser Erzeugergemeinschaft im Interesse aller läge. Die Gewinne, die in dieser Erzeugergemeinschaft erwirtschaftet würden, würden als Dividende an die Anteilseigner ausgekehrt werden. Sollte man sich bei den Entgelten für die Erzeugung, das Netz, den Handel, das Messwesen und die Speicherung verkalkuliert haben, so würde diese Fehlkalkulation am Jahresende durch die Dividendenzahlung ausgeglichen werden.

Man hätte es in dieser Gemeinschaft also mit Anteilseignern zu tun, die alle ein gleiches Interesse eint, nämlich das Interesse an einer günstigen Versorgung mit erneuerbarer Energie. An diesem Interesse würde auch der Verteilnetzbetreiber, also das Stadtwerk im Regelfall, als Mitgesellschafter nichts ändern. Auch er würde die anderen Gesellschafter nicht ausbeuten können, da alle in gleicher Weise an den Gewinnen partizipieren würden. Es gäbe

mit anderen Worten kein Interesse daran, sich gegenseitig auszubeuten.

Dies bedeutet, bei einer dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft, bei der Erzeugung, Netz und Handel eine Einheit bilden, gäbe es kein natürliches Monopol mehr, mit dessen Hilfe eine Ausbeutung auf vor- oder nachgelagerten Märkten möglich wäre. Es entstünde stattdessen Wettbewerb zwischen einer Vielzahl von dezentralen Energieversorgungsgemeinschaften, mit der Folge, dass in diesen Gemeinschaften auf eine Netzregulierung vollständig verzichtet werden könnte und nach dem Vorstellungsbild des europäischen Vertrages auch müsste, denn immer dann, wenn Wettbewerb möglich ist, hat dieser Vorrang (so das Leitbild in Artt. 119, 120 AEUV).

Die Tatsache, dass im Jahre 1998 die Entflechtung zwischen Erzeugung, Handel und Netz eingeführt wurde, beruhte auf der Tatsache, dass damals die Energieerzeugung nicht dezentral, sondern zentral in Großkraftwerken durchgeführt wurde. Eine dezentrale Versorgung über das Verteilnetz war im Jahre 1998 zwar denkbar, aber technisch nicht umsetzbar. Das ist heute völlig anders.

Daraus folgt, dass es anstelle einer Regulierung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen innerhalb Dezentraler Energieerzeugungsgemeinschaften überhaupt keiner Regulierung bedürfte. Der Gesetzgeber würde § 14a EnWG um den Hinweis ergänzen, dass die Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaften ein System zu schaffen, um steuerbare Verbrauchseinrichtungen zur Optimierung des Gesamtsystems, soweit es wirtschaftlich und technisch möglich ist, einzubeziehen. Die Konsequenz wäre, dass sich die Mitglieder der Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft selbst um das Netz und seine Finanzierung kümmern würden. Sie selbst würden einen hohen Anreiz dafür haben, Flexibilität bei der Erzeugung und im Netz so zu gestalten, dass die Kosten für die Errichtung des Verteilnetzes möglichst gering bleiben. Welchen Weg sie im Einzelnen dabei gehen, hängt von den technischen Möglichkeiten, von der Bevölkerungsdichte im jeweiligen Raum, den Zielen und den Bedürfnissen der Anteilseigner innerhalb der Energieversorgungsgemeinschaften ab. Entscheidend wäre, dass sich der Anreiz zur Herausbildung von Flexibilität im Netz im Wettbewerb ergäbe.

Die daraus resultierende Botschaft ist, dass das Rechts-

system sich stark zurücknehmen und auf die Regulierung der großen Backbones, also der Höchstspannungs- und Mittelspannungsnetze, konzentrieren könnte, aber auch müsste. Zugleich würde ein Großteil an Regulierung und Bürokratie entfallen, sodass die Kräfte möglichst schnell und möglichst umfassend erneuerbare Energien zu erzeugen und sich damit zu versorgen, zur Entfaltung gebracht werden könnten. Gerade dieser Aspekt ist aus der Perspektive des Klimaschutzurteils, des Bundesverfassungsgerichts von größter Bedeutung, denn jede Tonne CO<sub>2</sub>, die einmal in die Atmosphäre emittiert ist, wird dort Jahrhunderte von Jahren bleiben und zur Klimaerwärmung beitragen. Je schneller es den Menschen gelingt, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren, desto eher ist es möglich, die Klimaschutzziele des Pariser Abkommens zu erreichen. Zugleich wird ein Rechtssystem, das Anreize in diesem Sinne gibt, dafür sorgen, dass die Energieerzeugung und -versorgung für alle preisgünstig bleibt.

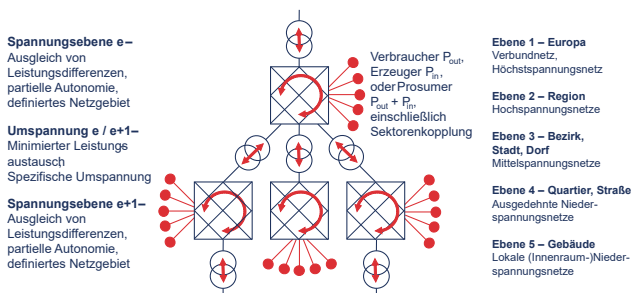


Abbildung 2: Konzept der Energiezellen, die sich am Aufbau des Stromsystems orientieren

Technisch gesehen greift das Konzept der Energieversorgungsgemeinschaft auf den Gedanken der zellulären Energiesysteme zurück. Dieses orientiert sich nach Abbildung 2 an der Struktur der Spannungsebenen elektrischer Netze. Die Zellen sind hierarchisch angeordnet weisen unterschiedliche Ausdehnungen auf:

1. Höchstspannungsverbund (Land, Europa)
2. Hochspannungsgebiet (Region, Stadt)
3. Mittelspannungsbezirk (Ortschaft oder Quartier)
4. Niederspannungsbezirk (Straßenzug)
5. Gebäude

Auch wenn die Struktur der Zellen durch das elektrische System definiert ist, so sind die einzelnen Zellen multimodal mit anderen Endenergieträgern, wie Wasserstoff oder Fernwärme, verbunden. Jede Zelle hat durch geeignete Koordination dafür zu sorgen, dass das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, soweit technisch und wirtschaftlich darstellbar, zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen ist. Dabei gilt das Prinzip von Pareto: mit 20 % Aufwand 80 % des Nutzens erschließen. Im Kern ist die Austauschleistung mit der vorgelagerten Spannungsebene zu minimieren. Dies minimiert die Netzausbaukosten und erfordert die bereits angesprochene multimodale Kopplung mit anderen Endenergieträgern. Dazu sind auch dynamische Methoden der Wertermittlung des Flexibilitätseinsatzes erforderlich. Erste Konzepte werden unter dem Stichwort „Kaskadierte regionale Flexibilitätsmärkte“ diskutiert.

## FAZIT

### 5. Juristische Schlussfolgerungen

Die vorläufigen Schlüsse, die aus den vorstehenden Überlegungen zu ziehen sind, lauten:

1. Bevor die BNetzA mit den Verteilnetzbetreibern Festlegungen im Sinne des § 14a EnWG vornimmt, sollte geklärt werden, ob es nicht auch in Deutschland möglich ist, im Sinne des österreichischen Vorbilds Energiegemeinschaften zu schaffen, die sich weitgehend selbst versorgen und dabei die Anreize für die intelligente Steuerung der Inanspruchnahme des Netzes selbst entwickeln.
2. Das könnte in besonderem Maße gelingen, indem man das Konzept der Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft entwickelt und damit dem Wettbewerb die Chance gibt, den Prozess des Übergangs zu CO<sub>2</sub>-freier Energieversorgung zu beschleunigen und zugleich die Netze intelligent zu entlasten. Dies alles könnte geschehen ohne Regulierung seitens der BNetzA.
3. Wenn und soweit darüber hinaus noch eine Notwendigkeit entstehen sollte, Festlegungen im Sinne des § 14a EnWG für zu definierende Netzteile vorzunehmen, so sollte primär darüber nachgedacht werden, die Anreize in diesem System möglichst wettbewerbsfähig zu entwickeln.

## 6. Technische Schlussfolgerungen

Aus technischer Sicht können folgende vorläufige Hinweise abgeleitet werden:

1. Die Neufassung des § 14a EnWG und das Eckpunktepapier greifen dankenswerterweise ein Thema auf, das für die effiziente und effektive Umsetzung der Energiewende von existenzieller Bedeutung ist. Nur durch die Erschließung und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen wird der erforderliche Ausbau elektrischer Netze in einem finanzierbaren Rahmen bleiben. Der Gedanke im Sinne eines Kooperationsprinzips Mithilfe von Kunden bei der Beherrschung der neuen leistungsstarken Quellen und Senken zu belohnen, stellt einen guten und integrierenden Ansatz dar.

Das gesamte Thema ist regulatorisches Neuland und hochkomplex. Insoweit ist es nicht erstaunlich festzustellen, dass das Eckpunktepapier nur einen ersten Schritt darstellen kann, dem weitere folgen müssen.

2. Mit Blick auf technische Parameter ist anzumerken, dass die Beschränkung auf die Niederspannungsebene zu kurz greift. Auch Quellen und Senken höherer Spannungsebenen sind mit einzubeziehen. Der zelluläre Ansatz umfasst das gesamte Stromsystem.

In diesem Kontext ist auch die Sektorenkopplung zu unterstützen. Insbesondere sind fiskalische Belastungen bei Änderungen der Endenergieform – beispielsweise von Strom zu Wasserstoff – oder bei Einsatz von Speichern in öffentlichen Netzen zurückzunehmen. Ohne Sektorenkopplung wird die dezentral erforderliche temporäre Entlastung bzw. Stützung elektrischer Netze nicht umsetzbar sein.

Der Fokus auf die Netzdienlichkeit des Einsatzes von Flexibilitäten ist wichtig, stellt aber nur eine Facette dar. Lokal werden Spannungen und Ströme beeinflusst. Flexibilitäten haben aber auch mit Blick auf die Systemdienlichkeit ihr Anwendungsfeld. Hier geht es um die globale Ausgeglichenheit der Leistungsbilanz und um die Frequenzhaltung.

Das Eckpunktepapier referenziert auf die Reduktion von Lasten. Erhöhungen können jedoch genauso wichtig sein. Dies gilt vor allem im Kontext von dezentralen Einspeisungen. Schließlich sollten auch die Flexibilitätspotentiale auf der Erzeugung- und Speicherseite nicht unberücksichtigt bleiben.

3. Der Einsatz dynamischer Netzdaten erlaubt die Hebung des maximalen Transportpotentials elektrischer Netze. Er bedeutet aber auch den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur mit Datenerfassung, -übertragung, und -verarbeitung sowie der Ansteuerung der ausgewählten Flexibilitäten. Die Smart Meter Infrastruktur in der aktuell geplanten Ausprägung ist hierzu nicht oder bestenfalls bedingt geeignet. Die Viertelstundenperiode ist aus netztechnischer Sicht zu lange, die Werte der Smart Meter geben nicht den Strom in Kabeln und Leitungen, sondern die Entnahme bzw. Einspeisung des Kunden wieder und sie werden erst mit deutlichem Zeitverzug ex post zur Verfügung gestellt. Dynamischer Netzbetrieb basiert auf online Daten, die dem örtlichen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden müssen.
4. Die Anreizregulierung ist dergestalt weiterzuentwickeln, dass sich für den Netzbetreiber auch Investitionen in kurzlebige Anlagengüter, die mit einer Erhöhung der operativen Kosten einhergehen, aber den Kapitalbedarf für den Netzausbau senken, rentierlich darstellen lassen. Insoweit ist die zum dynamischen Netzbetrieb erforderliche Technologie noch unzureichend im Regulierungsrahmen abgebildet.
5. Flexibilitäten sind Systemelemente und interagieren folglich mit dem Gesamtsystem. Ihr Einsatz führt stets zu lokalen und globalen Wirkungen. Beispielsweise führt die netzdienliche Reduktion einer Last zu einer lokalen Spannungserhöhung sowie einer lokalen Stromreduktion. Gleichzeitig erhöht sich im System (infinitesimal) die Frequenz und es gibt einen Einfluss auf den entsprechenden Bilanzkreis. Umgekehrt kann die globale Lasterhöhung aufgrund niedriger globaler Strompreise zu lokalen Netzengpässen führen, die dann mit den dort vorhandenen kundenbezogenen Flexibilitäten und Verzicht der Nutzung der günstigen Strompreise behoben werden müssen. Diese Interaktion gilt es zu berücksichtigen.

Wichtig ist, dass der Netzbetreiber im Zweifelsfall aus Sicherheitsgründen den Primat des Zugriffs erhält.

6. Die Häufigkeit der Nutzung von kundenbezogenen Flexibilitäten stellt ein Maß für den geeigneten Ausbauzustand des Netzes dar. Damit könnte ein Schwellenwert definiert werden, der entsprechend Verstärkungsmaßnahmen auslöst. Alternativ könnte die Vergütung für den Einsatz der Flexibilitäten erhöht werden. Dies würde einen Anreiz für die Durchführung einer Netzverstärkung durch den Netzbetreiber darstellen. Die zu lösenden Herausforderungen haben stets eine lokale Komponente. Sie unterscheiden sich also. Insoweit erscheinen globale Einheitstarife suboptimal.

## QUELLEN:

- [1] P. Birkner, S. Küppers, M. Zdrallek „Flexibilität – Das zentrale Element des Energiesystems der Zukunft“, ETG-Kongress 2021, Tagungsband VDE-Verlag, S. 364-369
- [2] Bundesnetzagentur: „Anreizregulierungsverordnung“, bundesnetzagentur.de. 2018, [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html), Februar 2018
- [3] P. Birkner, E. Heilmann, A. Neuhaus, H. Wetzel, 2021, „Anreizregulierung und zukunftsorientierte Netzdesign“, EW – Magazin für die Energiewirtschaft, Teil 1: 4/2021, 28-32, Teil 2: 5/2021, 28-32
- [4] Tüngler in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl., 2019, § 14a Rn. 17.
- [5] BGBl. 2011, I 1554.
- [6] BGBl. 1989 I. 2255; aufgehoben durch BGBl. 2005 I. 1970, 2018.
- [7] BT Drs. 18/7555, 111.
- [8] Vertiefend: Schnurre in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 2. Ed., Stand 01.03.2022; 14a Rn. 4.
- [9] BNetzA/BKartA, Monitoring Bericht 2020, 192, 193.
- [10] aaO. § 14a Rn. 1.1; ähnlich von Koeller, EWERK 2021, 7ff.
- [11] BT Drs. 20/2656 ab S. 43.
- [12] BT Drs. 20/2656, S. 43.
- [13] C-718/18.
- [14] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [15] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [16] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [17] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [18] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [19] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [20] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [21] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [22] BT Drs. 20/2656, S. 44.
- [23] BT Drs. 20/2656, S. 45.
- [24] BT Drs. 20/2656, S. 45.
- [25] BT Drs. 20/2656, S. 45.
- [26] BT Drs. 20/2656, S. 45.
- [27] BK 6-22-300 u. BK 8-22-010 – A.
- [28] So die Beschlusskammern in der Einleitung.
- [29] Rs 10-718/18.



- [30] Vertiefend Heim/Schwintowski, Anstoß einer Neukonzeption der Strom- /Gasnetzregulierung ausgelöst durch das Urteil des EuGH vom 02.09.2021, EWeRK, 2022, 209, 213.
- [31] Vertiefend Heim/Schwintowski aaO., EWeRK, 2022, 209, 215.
- [32] So auch die Stellungnahme des BDEW vom 27.01.2023, S. 4.
- [33] Darauf weist auch die Stellungnahme des BDEW vom 27.01.2023, S. 11 hin. Es geht dem BDEW insbesondere um mehr Familienhäuser und größere Objekte. In diesen sollte die Steuerung grundsätzlich über ein Energiemanagementsystem (EMS) erfolgen.
- [34] BTDRs. 20/2656, S. 44.
- [35] BTDRs. 20/2656, S. 44.
- [36] Art. 2 Nr. 16 Rili (EU) 2018/2001.
- [37] Vertiefend Schwintowski/Noack, Die Bürgerenergiegesellschaft – Aufbruch zur Dezentralen Energieversorgungsgemeinschaft, demnächst EWeRK 2023, ....
- [38] Vertiefend Schwintowski/Noack, aaO, S...
- [39] Vertiefend Schwintowski/Noack, aaO, S...

## ANSPRECHPARTNER

**Dr. Peter Birkner**

[p.birkner@house-of-energy.org](mailto:p.birkner@house-of-energy.org)

[www.house-of-energy.org](http://www.house-of-energy.org)

## DIE AUTOREN

**Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner** ist Geschäftsführer des House of Energy e. V., Kassel.

**Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski** ist geschäftsführender Direktor des EWeRK.