

LANDTAG
NORDRHEIN-WESTFALEN
18. WAHLPERIODE

STELLUNGNAHME
18/1235

A18

STELLUNGNAHME

Hochlauf von Speichertechnologien als Schlüssel für Klimaneutrale Energiewirtschaft vorantreiben – Antrag der FDP Fraktion

Stellungnahme zur Teilnahme an der öffentlichen Anhörung

Inhalt

1	Flexibilitätstechnologien für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage	3
1.1	Energiespeicher	3
1.2	Regelbare Kraftwerke	4
1.3	Demand-Side-Management	4
1.4	Netzausbau	5
1.5	Phasen der Integration Erneuerbarer Energien und deren Anforderungen an Systemflexibilität	7
2	Flexibilitätstechnologien für die Systemstabilität	8
3	Planungs- und Regulierungsrahmen für Flexibilitätstechnologien	9
3.1	Rahmen für die Strominfrastruktur- und Bedarfsplanung	9
3.2	Regulatorische Hebel zur Aktivierung des Flexibilitätpotenzials	9

1 Flexibilitätstechnologien für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage

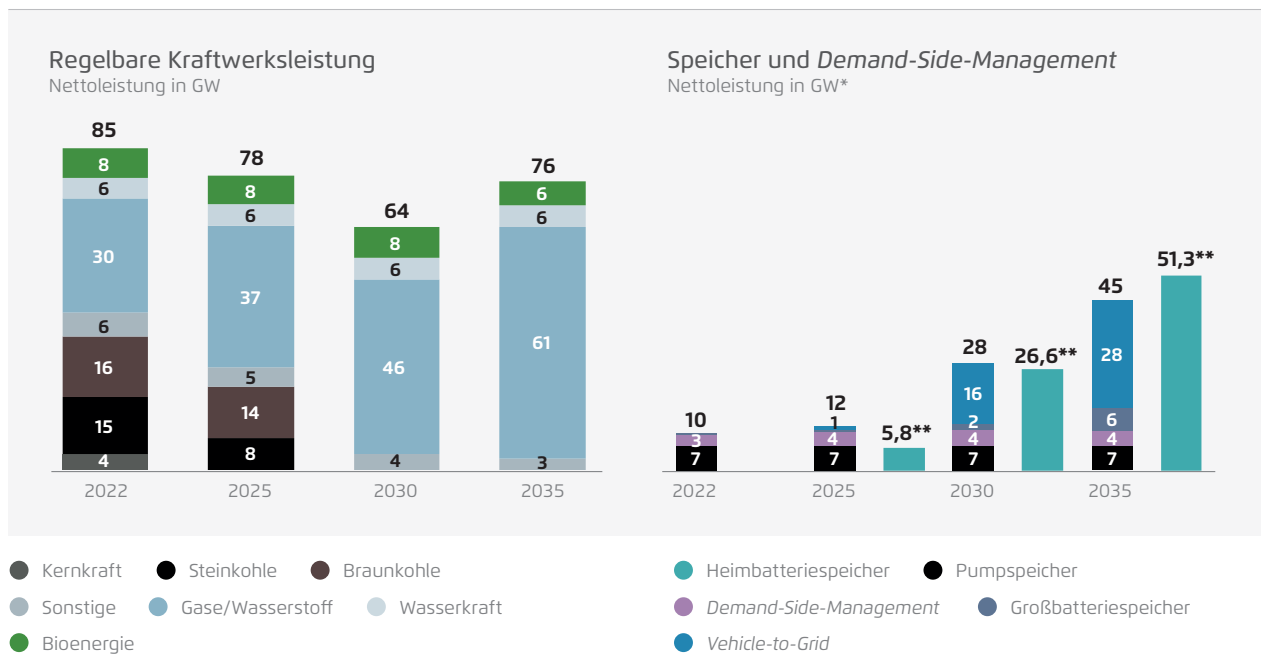
Mit zunehmender Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sind zusätzliche Flexibilitätsoptionen gefragt, um den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage sicherzustellen. Grundsätzlich gibt es vier Technologien, die Flexibilität im Stromsystem bereitstellen können: Energiespeicher, regelbare Kraftwerke, *Demand-Side-Management* und Netzausbau. Dabei spielen Energiespeicher auch für regelbare Kraftwerke sowie beim *Demand-Side-Management* eine wichtige Rolle.

1.1 Energiespeicher

Die Palette an Speichertechnologien ist breit und bietet durch die Speicherung unterschiedlicher Energieformen mehrere sinnvolle Anwendungsfälle im Stromsystem: man unterscheidet elektrische, mechanische, thermische, chemische Energie- und Brennstoffspeicher. Insgesamt können Energiespeicher gesicherte Leistung und Systemdienstleistungen bereitstellen, einen höheren Anteil von EE-Strom nutzbar machen und sind wichtige Technologien für die Flexibilisierung durch Sektorenkopplung.

Flexibilitätstechnologien Energiespeicher, Regelbare Leistung und Demand-Side-Management im klimaneutralen Stromsystem 2035

→ Abb. 1



Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. *Mittlere Speicherkapazität: Batteriespeicher 1 Stunde, Pumpspeicher 8 Stunden | Demand-Side-Management (DSM) = kurzfristiges Lastverschiebungspotenzial in der Industrie | Vehicle-to-Grid: Batterieelektrische Fahrzeuge, die aus ihrer Batterie auch in das Stromnetz einspeisen können. **Heimspeicher werden zum Teil für Eigenverbrauch betrieben.

Für die kurzfristige Bereitstellung von gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen eignen sich vor allem aktuell marktgängige Batteriespeicher (chemische Speicher) und mechanische Energiespeicher wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Schwungräder.

Für die Flexibilisierung der zusätzlichen Verbraucher durch die Sektorenkopplung spielen darüber hinaus thermische Speicher und Brennstoffspeicher eine entscheidende Rolle. Thermische Energiespeicher werden sowohl zur Versorgung von Haushalten mit Raumwärme und Warmwasser als auch zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie benötigt. Als Brennstoffspeicher können grüner Wasserstoff oder andere klimaneutrale Brennstoffe genutzt werden, um beispielsweise bestimmte Industrieprozesse, Schiffe oder Flugzeuge zu versorgen. Auch für die klimaneutrale Versorgung von regelbaren Kraftwerken ist Wasserstoff bzw. dessen Derivate entscheidend.

1.2 Regelbare Kraftwerke

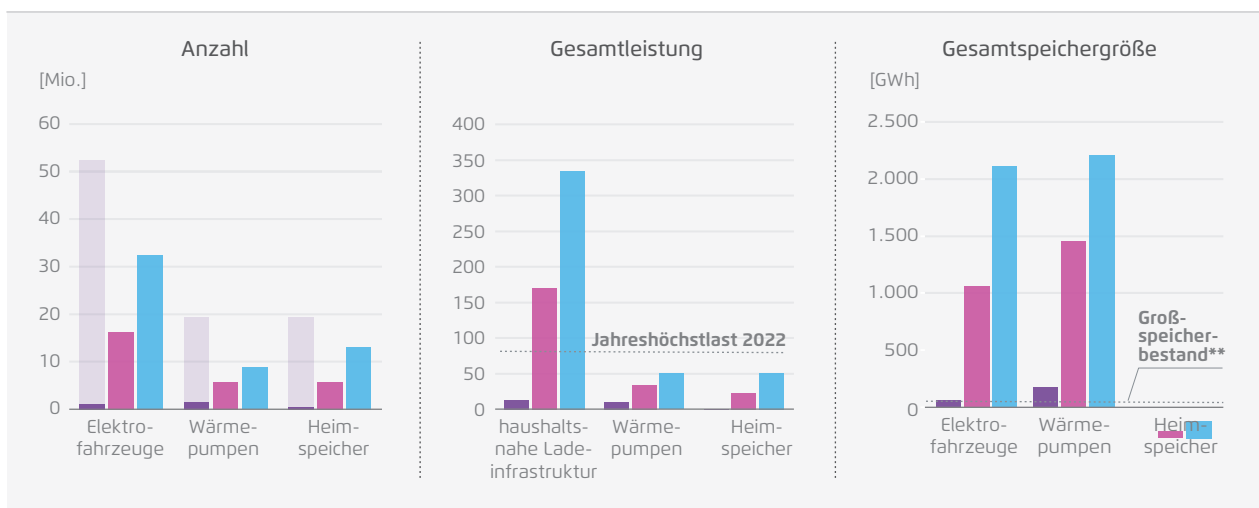
Parallel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien werden in den 2030er Jahren regelbare Gaskraftwerke zur Deckung der Residuallast und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen benötigt. Erdgas wird dabei zunehmend durch grünen Wasserstoff ersetzt, um Klimaneutralität im Stromsektor zu erreichen.

1.3 Demand-Side-Management

Im *Demand-Side-Management* wird der Strombedarf flexibler Verbraucher in Zeiten verschoben, in denen viel Erneuerbarer Strom zur Verfügung steht. Typische dezentrale Anwendungsbereiche dafür sind das Laden von Elektrofahrzeugen und das Heizen mit Wärmepumpen oder direkte Strom-zu-Wärmeanwendungen wie Heizstäben und Elektrodenkesseln.

Entwicklung haushaltsnaher Flexibilitätstechnologien

→ Abb. 2



● 2022 ● 2029 ● 2035 ● Bestand 2023*

Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können * Anzahl Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge bzw. Anzahl an Wohngebäuden. ** Pumpspeicher und Großbatterien.

Elektrofahrzeuge können in einem gewissen Maße flexibel geladen werden. Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge durch bidirektionales Laden (auch *Vehicle-to-Grid* genannt) als Stromspeicher für das Netz agieren. Obwohl die Leistung nur für kurze Zeiträume von wenigen Stunden bereitgestellt werden kann, verringert *Vehicle-to-Grid* den Bedarf an Brennstoffspeichern (da mehr Erneuerbare Energien direkt genutzt werden können) und senkt außerdem den Bedarf an kleinen Batteriespeichern in Eigenheimen sowie den Bedarf an Großbatteriespeichern.

Wärmepumpen bieten zusätzliche, nachfrageseitige Flexibilität, vorausgesetzt, dass der überwiegende Anteil der knapp neun Millionen Wärmepumpen im Jahr 2035 über Softwareschnittstellen gesteuert werden kann. Die Flexibilität wird durch das Speicherpotenzial der Gebäude selbst und Pufferspeicher im Heizkreis ermöglicht. Diese kann abhängig von der Außentemperaturabhängigen Wärmeanforderung und einer nutzerseitigen Freigabe von Temperaturbandbreiten genutzt werden.

Direkte **Strom-zu-Wärme-Anwendungen** (*Power-to-Heat*) wie Heizstäbe oder Elektrodenkessel sind eine günstige Flexibilitätsoption, um in Stunden hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien Strom in Wärmeanwendungen (Industrie, Nahwärme, Fernwärme etc.) zu integrieren, statt ihn abzuregeln. Hier ermöglichen demnach Wärmespeicher die Verschiebung des Stromverbrauchs.

Ebenso können Strom-zu-Gas-Anwendungen (*Power-to-Gas*), d.h. in der Regel Wasserstoff-Elektrolyseure, ihre Gasproduktion herunterregeln, wenn weniger Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht bzw. Erzeugungsspitzen ‚abgreifen‘. Über Brennstoffspeicher kann diese Flexibilität in der Produktion für die Weiterverwendung ausgeglichen werden.

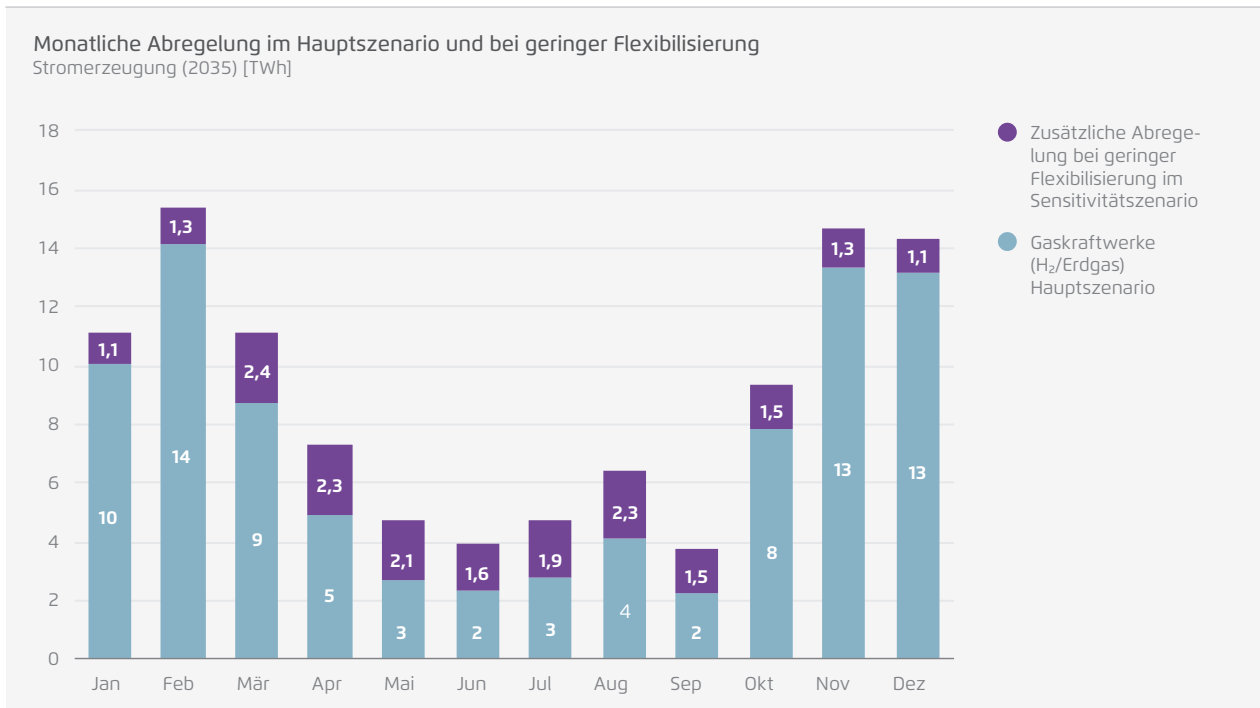
Ein kleiner Teil des *Demand-Side-Management* funktioniert nicht über Energiespeicher, sondern über die unterschiedliche Auslastung von industriellen Produktionsstätten. So lässt sich die Produktion von Zwischenprodukten in einigen Fällen zeitlich verschieben. Der Einsatz von Mühlen in der Zementherstellung oder die Flexibilisierung der Aluminium-Elektrolyse sind hier relevante Beispiele.

1.4 Netzausbau

Durch die effiziente Stromübertragung in einem geografisch ausgedehnten Netz können sich regionale Unterschiede in der Stromnachfrage und -erzeugung gegenseitig ausgleichen. Außerdem schafft der Netzausbau die notwendige Infrastruktur für die Integration neuer dezentraler Stromerzeugungsanlagen und neuer Technologien zur Bündelung von Flexibilität.

Stromerzeugung aus Erdgas und Wasserstoff im klimaneutralen Stromsystem 2035 (Szenarioberechnung)

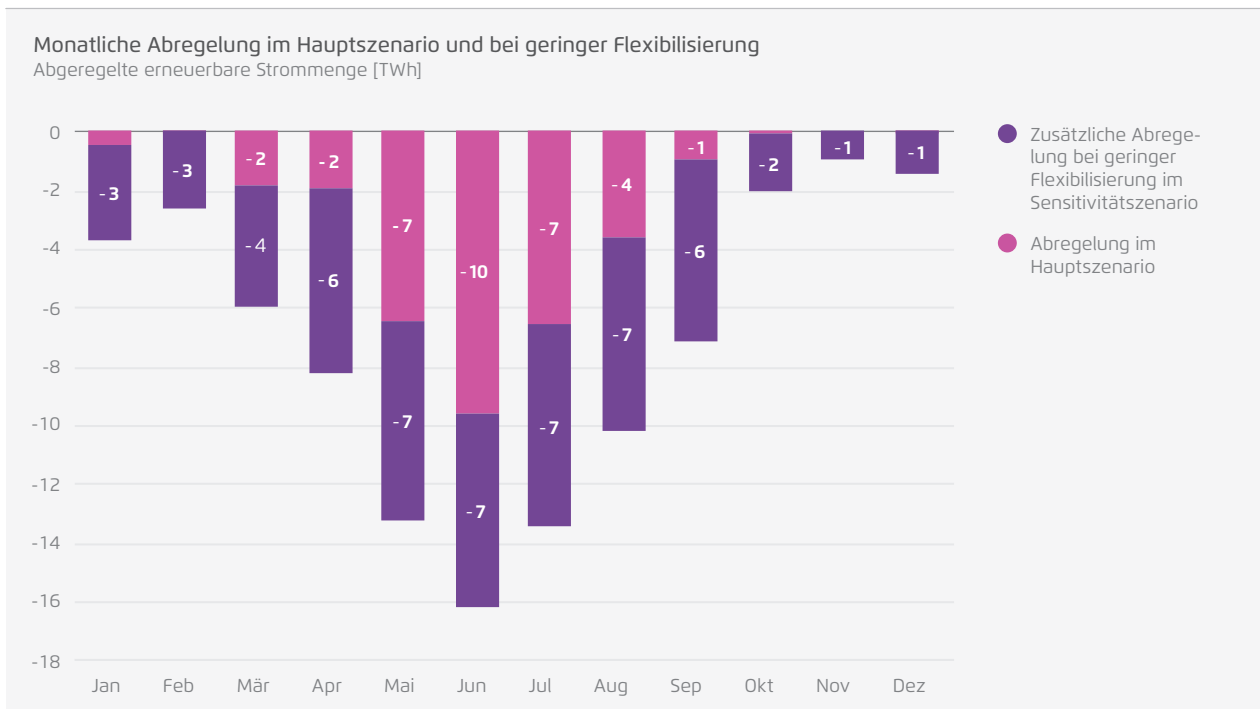
→ Abb. 3



Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.

Systembedingte monatliche Abregelung Erneuerbarer Energien im klimaneutralen Stromsystem 2035 (Szenarioberechnung)

→ Abb. 4



Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.

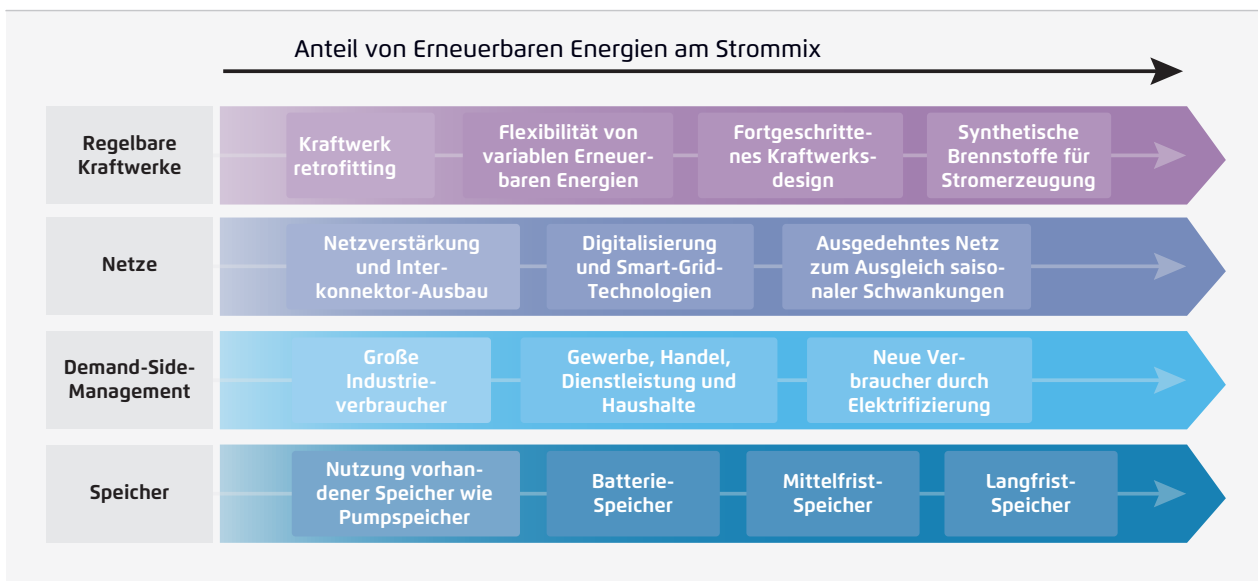
1.5 Phasen der Integration Erneuerbarer Energien und deren Anforderungen an Systemflexibilität

Das zukünftige Stromsystem benötigt unterschiedliche Arten von Flexibilität zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Ein abgestimmter Mix aus verschiedenen Flexibilitätsquellen stellt sicher, dass Nachfrage und Angebot zu jeder Zeit ausgeglichen sind und die Systemstabilität gewährleistet ist. Gleichzeitig senkt eine technologie-offener Flexibilitätsmix die Kosten des Systembetriebs. Abbildung 5 zeigt die Schritte, die mit einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien in den vier Bereichen regelbare Kraftwerke, Netzausbau, *Demand-Side-Management* und Energiespeicher nötig sind.

Da Deutschland 2030 bereits einen Anteil von 80 Prozent Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch anstrebt, sind in den kommenden Jahren die Optionen für sehr hohe Anteile Erneuerbarer Energien zentral.

Einsatz von Flexibilitätstechnologien mit zunehmender Integration Erneuerbarer Energien

→ Abb. 5



Agora Energiewende (2024)

2 Flexibilitätstechnologien für die Systemstabilität

Ein auf Windkraft- und Solarstrom basierendes Stromsystem stellt nicht nur andere Anforderungen an den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, sondern auch an die Netzstabilisierung. Denn eine grundlegend Eigenschaft dieser Stromsysteme ist, dass grundsätzlich deutlich mehr bzw. zeitweise ausschließlich Umrichter in Solar- und Windkraftwerken statt der Synchrongeneratoren von Großkraftwerken an der Schnittstelle von Stromerzeugung und Netz sitzen. Die Synchrongeneratoren, die in konventionellen Kraftwerken mechanische Energie in Strom umwandeln, verfügen unter anderem über große rotierende Massen, die das Netz mit ihrer Trägheit stabilisieren. Darüber hinaus stellen sie konstruktionsbedingt eine Reihe von wichtigen Systemdienstleistungen für den stabilen Netzbetrieb zur Verfügung. Umrichter haben diese Eigenschaft nicht von sich aus, sondern müssen entsprechend programmiert und ggf. durch Batteriespeicher ergänzt werden, um alle Systemdienstleistungen von Großkraftwerken zur Verfügung stellen zu können. Solche Umrichter werden als Grid-Forming (netzbildend) bezeichnet. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber planen den Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern bereits.

3 Planungs- und Regulierungsrahmen für Flexibilitäts-technologien

3.1 Rahmen für die Strominfrastruktur- und Bedarfsplanung

Mit fortschreitender Sektorenkopplung wird eine stärkere Verzahnung der Infrastrukturplanung über die Energieträger Strom, Gas bzw. Wasserstoff und Wärme immer wichtiger. Auf Bundesebene wird deshalb die Systementwicklungsstrategie vorangetrieben, mit der eine integrierte Systemplanung von Strom- Wärme- und Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden soll. Im Rahmen dieser Planung wird auch der grundsätzliche Bedarf für Speicher- und Flexibilität im Stromsystem in verschiedenen Szenarien ermittelt.

Die Hauptverantwortung für die Netzausbauplanung und Systemstabilität liegt bei den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur. Sie erstellen in Zusammenarbeit den Netzentwicklungsplan und stellen durch ihre Planung sicher, dass keine Versorgungslücke entsteht und die Netzstabilität gewährleistet ist. Relevante Planungsebenen sind die vier Gebiete der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und die sechs Regionen der Regional-szenarien, die von den Verteilnetzbetreibern erstellt werden. Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ermitteln die Netzbetreiber auch den Speicher- und weiteren Flexibilitätsbedarf der Bundesländer. Diese Planungen unterliegen regelmäßigen Anpassungen und mit fortschreitenden Kostensenkungen für Speicher wächst auch ihre in den Plänen hinterlegte Bedeutung.

Um die Speicherkapazitäten und Flexibilitäten gemäß den Zukunftsszenarien des Netzentwicklungsplans zu realisieren, müssen jedoch zunächst Anreize geschaffen und Hemmnisse abgebaut werden.

3.2 Regulatorische Hebel zur Aktivierung des Flexibilitätspotenzials

Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung sollten technologieoffen, also unabhängig von der Flexibilitätsquelle, gesetzt werden. Gleichzeitig sollten bestehende Flexibilitätshemmnisse schnellstmöglich abgebaut werden. Wichtige Stellschrauben dafür sind ein flächendeckendes Angebot von dynamischen Stromtarifen, eine Reform der Netzentgelte und ein beschleunigter Smart-Meter-Rollout.

Dynamische Stromtarife: Preise am Großhandelsmarkt sind immer dann besonders niedrig, wenn der Anteil von erneuerbaren Energien am Strommix gerade hoch ist. Über die Einführung dynamischer Stromtarife können Endkund:innen ihren Stromrechnung senken, wenn sie ihren Verbrauch in den günstigen Stunden hoher erneuerbarer Erzeugung konzentrieren.

Bereits heute gibt es pauschale Tarife, die die Preisschwankungen an den Großhandelsmärkten unterschiedlich stark beziehungsweise schnell an die Endkund:innen weitergeben. Dynamische Tarife verändern jedoch die Anforderungen an Preisabsicherungen, denn in ihnen soll der Preisanreiz zur kurzfristigen Verbrauchsverlagerung mit einem auf lange Sicht verlässlichen Kostenniveau für die Kund:innen verknüpft werden. Stromlieferanten werden voraussichtlich im Wettbewerb zueinander ein breiteres Angebot für Stromkund:innen schaffen, indem sie Tarifmodelle entlang der jeweiligen Sicherheits-Bedürfnisse und Flexibilitätsmöglichkeiten der Kund:innen entwickeln. Zentral ist dabei eine kundenseitig einfache Möglichkeit, die Ver-

brauchsverlagerung auf verschiedene Weise bereitzustellen und zu vermarkten – viertel-stündlich, stündlich oder auch pauschalisiert.

Variable Netzentgelte: Dynamischen Tarife können und sollten zukünftig durch zeitlich gestaffelte Netzentgelte ergänzt werden. Denn die Einführung dynamischer Tarife allein könnte sogar engpassverstärkend auf die Netze wirken. Das marktdienliche Signal der dynamischen Stromtarife erhöht die Gleichzeitigkeit im Verbrauch, ohne die lokale Netzsituation zu berücksichtigen. Ein systemdienlicher Verbrauch muss sich also sowohl nach zeitlich-, als auch nach lokal-differenzierten Signalen richten. Dynamische Stromtarife und variable Netzentgelte kombinieren marktdienliche (zeitlich differenzierte) mit netzdienlichen (zeitlich und lokal differenzierten) Signalen und verhindern so eine Überlastung vor allem der Verteilnetze.

Die aktuelle Struktur der Verteilnetzentgelte steht im Widerspruch zu den Anforderungen in einem klimaneutralen Stromsystem. Die Tarifstruktur differenziert nicht nach der aktuellen Netzsituation. So wird bei größeren Kunden (mit Lastgangmessung) ein möglichst stetiger Strombezug mit niedrigen Netzentgelten belohnt, die Netznutzung für einige Hundert Stunden wird hingegen mit sehr hohen Entgelten unattraktiv gemacht. Der systemdienliche Betrieb einer *Power-to-Heat*-Anlage würde aber das Gegenteil erfordern: besonders günstige Netznutzung für wenige Stunden, wenn der Einsatz das Netz entlastet.

Ein weiterer Fehlanreiz besteht durch die Regelung zu Baukostenzuschüssen. Netzbetreiber rufen regional sehr unterschiedliche Baukostenzuschüsse auf: in der Tendenz sind Baukostenzuschüsse in Regionen mit starkem Zubau Erneuerbarer-Energien-Anlagen höher als mit geringem Zubau. Damit bestehen lokale Signale, die Investitionen in Speicher eher in Regionen ziehen, die einen schwächeren Erneuerbaren-Zubau aufweisen und eine Netzentlastung dementsprechend weniger dringend benötigen.

Durch den Abbau dieser Fehlanreize und der Einführung variabler Netzentgelte, kann sukzessive ein erheblicher Teil der Stromnachfrage von E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeichern flexibilisiert werden, bis zu einer Größenordnung von jährlich 100 Terawattstunden im Jahr 2035. So lassen sich im Stromsystem jährlich 4,8 Milliarden Euro einsparen.¹

Die jüngste Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA 2023b) für die sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung verpflichtet Netzbetreiber erstmals, diesen Kund:innen zeitvariable Tarife anzubieten. Die Attraktivität der Lastverschiebung einer flexiblen Verbrauchseinrichtung, also die Möglichkeit Kosten zu sparen, kann damit weiter gesteigert werden.

Smart-Meter-Rollout: Voraussetzungen dafür, dass Stromlieferanten in verschiedenen Tarifen Großhandelspreise, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen mit zeitlicher Differenzierung an ihre Kund:innen weitergegeben können, ist ein erfolgreicher Smart-Meter-Rollout. Der aktuell schleppende Einbau von Smart-Metern führt dazu, dass variable Stromtarife in der Praxis aktuell noch kaum genutzt werden und sowohl Speicheranlagen als auch flexible Verbrauchseinrichtungen nicht flexibel gesteuert werden können. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, das im Mai 2023 in Kraft getreten ist, nimmt der Smart-Meter-Rollout endlich Fahrt auf. Dies schafft eine wichtige Voraussetzung für dynamische Stromtarife: ab 2025 sind alle Stromlieferanten dazu verpflichtet, auch Tarife anzubieten, die sich an den kurzfristigen Großhandelspreisen orientieren (§41a (2) EnWG).

¹ Entnommen aus: Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen (Agora Energiewende und FfE, 2023).

In Bezug auf Brennstoffspeicher, insbesondere Kavernenspeicher für Wasserstoff besteht aktuell noch keine ausreichende Klarheit über den angemessenen Ordnungsrahmen und die verlässliche Umstellung von heutigen Erdgasspeichern. Dies ist ein prioritäres Handlungsfeld und sollte politisch mit hoher Priorität vorangetrieben werden. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass diese Speicher in der Speicherstrategie der Bundesregierung explizit Berücksichtigung gefunden haben. Entscheidend ist nun die zügige Schaffung eines geeigneten Regulierungsrahmens.

Impressum

Agora Energiewende

Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin, Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
F +49 (0) 30 7001435-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Ansprechpartner

Simon Müller
Katharina Hartz

Datum: 24.01.2024