

Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem

APRIL 2025

IMPRESSUM

TITEL

Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem

HERAUSGEBER

EPICO Klimainnovation (Energy and Climate Policy and Innovation Council e. V.)

Hausvogteiplatz 12 – 10117 Berlin,

Germany Rue du Commerce 72 – 1040 Brussels, Belgium

Guidehouse Germany GmbH

AUTOREN

Dr. Bernd Weber (Gründer und Geschäftsführer, EPICO Klimainnovation)

Joachim Schmitz-Brieber (Direktor Energie und Industrie, EPICO Klimainnovation)

Philipp Creutzburg (Managing Consultant, Guidehouse)

Karoline Steinbacher (Associate Director, Guidehouse)

Jakob Hoffmann (Senior Consultant, Guidehouse)

Christian Nabe (Associate Director, Energy System and Markets, Guidehouse)

ZITATANGABE

EPICO Klimainnovation und Guidehouse Germany.

„Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem“. Policy Paper. Berlin

DANKSAGUNG

Für die aufschlussreichen Diskussionen im Rahmen eines EPICO Stakeholder-Workshops am 5.2.2025 sowie Kommentierung der Arbeitsergebnisse möchten wir uns bedanken bei Prof. Dr. Dr. h.c. Hans Ulrich Buhl, Dominik Eble, Markus Pichlmeier (alle FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement, Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT) sowie zahlreichen weiteren Teilnehmenden aus Praxis und Wissenschaft.

HINWEIS

Dieser Bericht wurde durch Guidehouse Germany GmbH (Guidehouse) für EPICO – Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V. erstellt. Die in diesem Bericht vorgestellte Arbeit stellt eine professionelle Einschätzung von Guidehouse auf der Grundlage von Informationen dar, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Guidehouse ist weder für die Verwendung des Berichts oder das Vertrauen auf den Bericht seitens des Lesers noch für irgendwelche Entscheidungen auf Grundlage des Berichts verantwortlich. Leser des Berichts werden darauf hingewiesen, dass sie sämtliche Haftungspflichten tragen, die für sie oder Dritte entstehen, weil sie sich auf den Bericht oder die in dem Bericht enthaltenen Daten, Informationen, Erkenntnisse und Meinungen verlassen.

GESTALTUNG UND UMSETZUNG

Nicolas Höfer

INHALTSVERZEICHNIS

EXECUTIVE SUMMARY.....	5
EINFÜHRUNG.....	10
1. BESCHREIBUNG DES STATUS-QUO: VIELFÄLTIGE HEMMNISSE VERHINDERN DEN SYSTEMDIENLICHEN EINSATZ VON FLEXIBILITÄTSPOTENZIALEN	14
1.1 Handlungsfeld 1 – Marktzugang für Flexibilität verbessern	14
1.2 Handlungsfeld 2 – Verfügbarkeit und Nutzung von Preissignalen verbessern	15
1.3 Handlungsfeld 3 – Netzentgeltsystematik reformieren	16
1.4 Handlungsfeld 4 – Wirtschaftlichkeit von Flexibilität verbessern	16
1.5 Handlungsfeld 5 – Unsicherheit und Risiko verringern	17
1.6 Handlungsfeld 6 – Technische Hemmnisse beseitigen und notwendige Infrastruktur bereitstellen	17
1.7 Sonstige Hemmnisse beseitigen.....	18
2. DEEP DIVE ZU AUSGEWÄHLTEN MASSNAHMEN FÜR EINE FLEXIBILITÄTSAGENDA.....	19
2.1 Bewertungskriterien	19
2.2 Maßnahme 1: Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale erschließen durch Informations- und Transparenzkampagnen für den Hochlauf dynamischer Tarife	21
2.2.1 Ausgangslage und Herausforderung	21
2.2.2 Umsetzung und Wirkungsmechanismus	22
2.2.3 Bewertung	23
2.3 Maßnahme 2: Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts durch komplementären Einsatz einfacher und kostengünstiger Systeme	24
2.3.1 Ausgangslage und Herausforderung.....	25
2.3.2 Umsetzung und Wirkungsmechanismus	26
2.3.3 Bewertung.....	27
2.4 Maßnahme 3: Reform der Netzentgeltsystematik	28
2.4.1 Ausgangslage und Herausforderung	28
2.4.2 Umsetzung und Wirkungsmechanismus.....	29
2.4.3 Weitere Erfolgsfaktoren zur Umsetzung der Maßnahme	31
2.4.4 Bewertung	32
2.5 Maßnahme 4: Förderung von Flexibilisierungsmaßnahmen	34
2.5.1 Ausgangslage und Herausforderung.....	35
2.5.2 Umsetzung und Wirkungsmechanismus.....	35
2.5.3 Begleitende Maßnahme und Wechselwirkungen/weitere Erfolgsfaktoren.....	37
2.5.4 Bewertung.....	37
2.6 Maßnahme 5: Redispatch für flexible Lasten öffnen	38
2.6.1 Ausgangslage und Herausforderung.....	38
2.6.2 Umsetzung und Wirkungsmechanismus	39
2.6.3 Begleitende Maßnahme und Wechselwirkungen/weitere Erfolgsfaktoren.....	40
2.6.4 Bewertung	41
3. FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....	42
LITERATURVERZEICHNIS.....	44
APPENDIX A. ÜBERSICHT DER HANDLUNGSFELDER UND MASSNAHMEN.....	49

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AP	ARBEITSPREIS
BMWK	BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ
BNETZA	BUNDESNETZAGENTUR
BSI	BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK
EMS	ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM
ENWG	ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ
EV	ELEKTROAUTO (ELECTRIC VEHICLE)
FSV	FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG
KMU	KLEINE UND MITTLERE UNTERNEHMEN
LP	LEISTUNGSPREIS
MO	MERIT ORDER
MSBG	MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ
PKI	PUBLIC KEY INFRASTRUCTURE
PTH	POWER-TO-HEAT
RD	REDISPATCH
SMGW	SMART-METER-GATEWAY
SMRO	SMART METER ROLLOUT
StAU	STEUERN, ABGABEN UND UMLAGEN
VNB	VERTEILNETZBETREIBER

EXECUTIVE SUMMARY

Der immer weiter steigende Anteil volatiler erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland macht die stärkere Flexibilisierung des Stromsystems zwingend. Flexibilitätsbedarfen in Strommarkt und -netz stehen dabei signifikante, bisher nicht erschlossene Flexibilitätspotenziale aus vielfältigen, lastseitigen Flexibilitätsoptionen – also auf der Nachfrageseite – und Speichern gegenüber. Diese Potenziale werden im Zuge der Elektrifizierung der Nachfrageseite perspektivisch weiter steigen. Die Entwicklung wird durch folgenden Vergleich deutlich. Aktuelle Studien schätzen, dass allein die installierte Leistung von haushaltsnahen, flexiblen Technologien (z.B. E-Autos, Wärmepumpen) bis 2030 auf über 200 GW ansteigen wird (Agora Energiewende, FFE, 2024). Dieser Anstieg steht im Kontrast zu einer steuerbaren Kraftwerkleistung von derzeit knapp über 90 GW (BNetzA, 2024), bei der eine sinkende Tendenz zu beobachten ist.¹ Dies bedeutet, dass die Systemflexibilitätsbedarfe in der Zukunft zum großen Teil von der Lastseite gedeckt werden können.

Um mit diesen Herausforderungen umzugehen und Chancen zu nutzen ist der systemdienliche Einsatz dieser Potenziale notwendig. Dieser wird jedoch derzeit durch zahlreiche Hemmnisse wie regulatorische Hürden, mangelnde Infrastruktur, fehlende Preissignale, mangelnde Wirtschaftlichkeit oder auch Fehlanreize verhindert. Die große Vielfalt an Hemmnissen, Bedarfen und Lösungsoptionen sowie institutionellen Zuständigkeiten rund um die Hebung nachfrageseitiger Flexibilität macht ein abgestimmtes Vorgehen erforderlich. Eine übergreifende Flexibilitätsagenda für Deutschland sollte daher Einzelmaßnahmen zusammenführen, Wechselwirkungen und Abhängigkeiten aufzeigen sowie Zuständigkeiten benennen. Die Flexibilitätsagenda sollte dazu dienen, einen Rahmen zu schaffen, der sicherstellt, dass die im Zuge der Elektrifizierung entstehenden Flexibilitätspotenziale systemdienlich eingesetzt werden können.

¹ Zwischen 2022 und 2024 ist die steuerbare Kraftwerkleistung um 18 GW gesunken, vor allem durch die Stilllegung von Kern- und Kohlekraftwerken

Vor diesem Hintergrund haben EPICO und Guidehouse einen Maßnahmenkatalog als Grundlage für die Ausgestaltung einer Flexibilitätsagenda entwickelt und Prioritäten abgeleitet. Auf Basis von Vorarbeiten und Literatur wurden Hemmnisse und Lösungsansätze zusammengetragen und strukturiert. Im Ergebnis konnten mehr als 50 Einzelmaßnahmen in 7 Handlungsfeldern identifiziert werden. Es wurde eine Auswahl von fünf Maßnahmen vertieft betrachtet, die in jedem Fall in eine zukünftige Flexibilitätsagenda gehören. Die Maßnahmen wurden auf Basis einer vorläufigen Bewertung ausgewählt und nach weitergehenden Analysen qualitativ bewertet. Die fünf Maßnahmen sind:

- 1. Maßnahme:** Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale erschließen durch Informations- und Transparenzkampagnen für den Hochlauf dynamischer Tarife.
 - Standards in der Terminologie und Preisdarstellungen entwickeln, um die Vergleichbarkeit von dynamischen Tarifen für Verbraucher zu verbessern und die Transparenz zu erhöhen.
 - Die Bereitstellung von Tools zur Ermittlung des eigenen Flexibilitätspotenzials und möglichen Ersparnissen durch dynamische Tarife.
- 2. Maßnahme:** Öffnen der einschlägigen Förderprogramme des Bundes, um Industrie-Investitionen in Flexibilität zu unterstützen und Zielkonflikte aufzulösen.
 - Systematische Überprüfung und anschließender Abbau von Konflikten zwischen Energieeffizienzvorgaben und Flexibilisierung bei der Inanspruchnahme einschlägiger Förderprogramme und anderer staatlicher Unterstützungsmaßnahmen.
 - Öffnen bestehender Förderprogramme für Flexibilisierungsmaßnahmen, um Zusatzkosten für Flexibilisierung bei Investitionen in langlebige Anlagen zu verringern.
 - Branchenspezifisch Förderung von Elektrifizierungsmaßnahmen an die Bedingung eines flexiblen Betriebs knüpfen.

- 3. Maßnahme:** Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts durch komplementären Einsatz einfacher und kostengünstiger Zähler.
- Einführen einer neuen Kategorie von Zählern, die eine zeitlich aufgelöste und fernauslesbare Messung des Stromverbrauchs auch ohne Smart Meter Gateway ermöglichen.
 - Rollout dieser neuen Zähler dort nutzen, wo (noch) keine netzorientierte Steuerung notwendig ist, und dadurch Flexibilitätspotenziale für den marktorientierten Einsatz von flexiblen Verbrauchseinrichtungen auf Haushaltsebene schnell erschließen.
- 4. Maßnahme:** Umfassende Netzentgeltreform, die Flexibilisierung in Industrie und Gewerbe ermöglicht.
- Anpassung der Zielhierarchie für die Ausgestaltung der Netzentgelte. Flexibilisierung sollte als ein Ziel der Netzentgeltregulierung verankert werden.
 - Mögliche Reformansätze für das Leistungspreissystem zielen auf eine Absenkung der Leistungspreise durch Stärkung anderer Entgeltkomponenten. Darüber hinaus kann die gezielte zeitliche Differenzierung der Netzentgelte Flexibilisierungsanreize schaffen; zu Beginn statisch-zeitvariabel, perspektivisch dynamisch.
 - Insbesondere für Industrie-Flexibilität einen „gleitenden“ Übergang in ein Netzentgelt-System ermöglichen, welches Flexibilität belohnt, und das Zielsystem langfristig festlegen. Dabei sollten Fehlanreize aus bestehenden Sondernetzentgelten für die Industrie schrittweise abgebaut werden.
- 5. Maßnahme:** Integration nachfrageseitiger Flexibilität in den Redispatch anhand eines großskaligen Reallabors vorbereiten.
- Ein Demonstrationsprogramm umsetzen, welches unter Beteiligung einer hohen Anzahl flexibler Lasten die Funktionsweise von technischen Lösungen demonstriert und deren Überführung in den Regelbetrieb vorbereitet.
 - Die praktische Umsetzung und Wirksamkeit von Mechanismen gegen strategisches Gebotsverhalten (Inc-Dec-Gaming) im Regelbetrieb nachweisen.

Die ausgewählten Maßnahmen wurden anhand von fünf Bewertungskriterien qualitativ bewertet und anhand einer Skala von „+ +“ bis „- -“, eingeordnet (siehe nachfolgende Tabelle). Die Bewertung verdeutlicht, dass alle Maßnahmen, außer der Förderung von Flexibilisierungsmaßnahmen (Maßnahme Nr. 4), einen hohen Handlungsdruck aufweisen. Zudem weisen alle Maßnahmen hohe Werte für ‘Effektivität’ und ‘Beitrag zur Systemeffizienz’ auf (siehe unten). Eine Ausnahme bildet lediglich das Öffnen des Redispatch für flexible Lasten, dessen Wirkung stark davon abhängt, welche Maßnahmen man zur Vermeidung von strategischem Gebotsverhalten ergreift. Insbesondere die Maßnahme 1, eine Kampagne zur Begleitung des Hochlaufs dynamischer Tarife, scheint aufgrund guter Umsetzbarkeit und ohne unmittelbare Verteilungswirkung eine No-Regret-Maßnahme.

Bewertungskriterium	Maßnahme 1: Transparenzkampagne für den Hochlauf dynamischer Tarife	Maßnahme 2: Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts	Maßnahme 3: Reform der Netzentgelt-systematik	Maßnahme 4: Förderung von Flexibilisierungsmaßnahmen	Maßnahme 5: Redispatch für flexible Lasten öffnen
---------------------	--	--	--	---	--

Effektivität:

Eine Maßnahme ist effektiv, wenn sie kurzfristig eine hohe Menge Flexibilitätpotenzial adressiert und verschiedene Typen von Flexibilitätsoptionen erfasst werden.

+ + ++ + +

Beitrag zur Systemeffizienz:

Eine Maßnahme zeigt einen hohen Beitrag zur Systemeffizienz, wenn durch die Umsetzung der Maßnahme Fehlanreize abgebaut werden und Anreize für ein systemdienliches Verhalten der Flexibilitätsoptionen gesetzt werden.

+ + ++ + ?

Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern:

Dieses Kriterium bezieht sich auf die finanzielle Be- bzw. Entlastung einzelner Verbrauchergruppen wie Industrie oder Haushalte, die durch die Maßnahme bewirkt wird. „+“ steht für eine positive Wirkung (=Entlastung).

+ + ? + +

Umsetzbarkeit:

Eine Maßnahme zeigt eine hohe Umsetzbarkeit, wenn deren Umsetzung mit geringen Transaktionskosten einhergeht und voraussichtlich entgegen bestehenden Interessenlagen durchgesetzt werden kann.

++ 0 - 0 -

Handlungsdruck:

Dieses Kriterium bezieht sich auf den Zeitrahmen, innerhalb dessen eine Umsetzung angestoßen werden sollte. Je mehr „+“, desto größer der Handlungsdruck.

++ ++ ++ 0 +

EINFÜHRUNG

Die Transformation zu einem nachhaltigen und klimaneutralen Stromsystem wird eine zentrale Herausforderung in der deutschen Energiepolitik bleiben. Der steigende Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere aus volatilen Quellen wie Wind- und Solarenergie, erfordert innovative Strategien, um Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang stellt die Flexibilität des Stromsystems eine wesentliche Säule zukünftiger Energiesysteme dar. Sie ermöglicht den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, kann Netzengpässe minimieren, die CO₂-Intensität des Stromsystems reduzieren und dessen volkswirtschaftliche Gesamtkosten senken. Dabei sind vor allem im Hinblick auf nachfrageseitige Flexibilität in unterschiedlichen Verbrauchssektoren Potenziale ungenutzt, die zu vielfältigen Vorteilen für das Stromsystem beitragen können (Ariadne, 2024):

- **Versorgungssicherheit:** Flexibilität ermöglicht es, Schwankungen der Stromerzeugung und -nachfrage auszugleichen. Dies kann einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität und zur Vermeidung von Netz- und Versorgungsengpässen leisten.
- **Kosteneffizienz:** Eine flexible Nutzung von Strom kann die Gesamtsystemkosten senken, indem Netzengpässe vermieden werden und damit der Bedarf an Netzausbau und teuren Redispatchmaßnahmen reduziert wird. Auch die Notwendigkeit für EE-Abregelungen und die Investition in teure Spitzenlastkraftwerke kann verringert werden.
- **Erreichung der Klimaziele:** Durch die verbesserte Integration erneuerbarer Energien und die Reduzierung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen kann nachfrageseitige Flexibilität maßgeblich zur Emissionsreduktion beitragen und so zur Erfüllung nationaler und internationaler Klimaziele beitragen.
- **Technologische Innovationen:** Um nachfrageseitige Flexibilität in hohem Umfang einzusetzen, ist die Entwicklung und Implementierung neuer Technologien wie Smart Grids, intelligenter Laststeuerung und moderner Energiespeichersysteme notwendig.

- **Wettbewerbsfähigkeit der Industrie:** Eine erhöhte Flexibilität kann es Industrieunternehmen ermöglichen, ihre Strombezugskosten zu senken, wodurch sich ihre Wettbewerbsfähigkeit verbessern kann. Dies ist insbesondere für die stromintensiven Sektoren relevant.

Notwendigkeit eine Flexibilitätsagenda

Bestehende vielfältige Hemmnisse erschweren derzeit noch den Einsatz von lastseitiger Flexibilität im deutschen Stromsystem (Guidehouse, 2023). Um die weitreichenden Vorteile von Flexibilität zu heben, sind konkrete und koordinierte Maßnahmen im Sinne einer Flexibilitätsagenda erforderlich, wie bereits von der Plattform Klimaneutrales Stromsystem in der vergangenen Legislaturperiode angeregt.² Der kürzlich veröffentlichte **Affordable Energy Action Plan der Europäischen Kommission** hebt die Vorteile der Erhöhung der nachfrageseitigen Flexibilität im Stromsystem weiter hervor, und sieht diese als Schlüssel für niedrigere Strompreise. Der Affordable Energy Action Plan kündigt unter anderem eine Überarbeitung des Beihilferechts an, um Flexibilität besser fördern zu können, eine Stärkung „flexibler“ Stromverträge für Endkunden, sowie effizientere Netzentgelte zur Senkung der Kosten des Energiesystems.

Eine kohärente Flexibilitätsagenda könnte fragmentierte regulatorische Zuständigkeiten bei der Umsetzung von Flexibilitätsmaßnahmen zusammenführen, regulatorische und marktorientierte Maßnahmen zur Hebung von Flexibilitäten bündeln und ihre Umsetzung beschleunigen. Dadurch kann die effiziente Einbindung und der systemdienliche Einsatz flexibler Lasten und Speichertechnologien im Strommarkt unter der Voraussetzung attraktiver Erlösmöglichkeiten für Flexibilitätsanbieter und entsprechender digitaler Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur vorangetrieben werden.

Um die zuvor genannten politischen und wirtschaftlichen Ziele zu unterstützen, sollte eine solche Flexibilitätsagenda möglichst alle relevanten nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speicher einbeziehen, sei es auf Ebene der Haushalte als auch in Industrie und Gewerbe. Ferner sollte eine Agenda sowohl kurzfristige Einzelmaßnahmen zur Flexibilitätsanreizung als auch langfristige Strukturreformen zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen umfassen. Die Agenda sollte dabei Abhängigkeiten und Wechselwirkungen von Maßnahmen berücksichtigen und diese in einen zeitlichen Zusammenhang setzen.

² <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html>

Eine solche Agenda sollte den bestehenden Handlungsdruck aufgreifen und die Relevanz des Themas in der Politik herausstellen. Indem die Vorteile der Flexibilisierung klar kommuniziert werden, kann eine Flexibilitätsagenda dazu beitragen Widerstände gegen einzelne Maßnahmen abzubauen. Bestehende Befürchtungen, beispielsweise vor zusätzlichen Belastungen, sind ernst zu nehmen und ihnen sollte durch die konkrete Ausgestaltung der Agenda und gegebenenfalls begleitende Maßnahmen Rechnung getragen werden.

Vorgehen zur Erarbeitung und Ziel des Papiers

Als Beitrag zur Diskussion um eine Flexibilitätsagenda wurde von EPICO in Zusammenarbeit mit Guidehouse eine Reihe an Maßnahmen identifiziert, die prioritär in eine Flexibilitätsagenda aufgenommen werden sollten. Die Maßnahmen wurden in fünf Schritten ausgewählt, beschrieben und bewertet.



Zunächst wurden bestehende Flexibilitätshemmnisse auf Basis von Vorarbeiten und Literatur in einer Longlist zusammengestellt und in Handlungsfeldern strukturiert. Auf Basis einer vorläufigen Bewertung wurden aus dem umfassenden Maßnahmenkatalog fünf Maßnahmen für eine vertiefte Analyse ausgewählt. Es wurden insbesondere Maßnahmen ausgewählt, die einerseits umfassende Flexibilitätspotenziale adressieren können und bei denen andererseits ein hoher Handlungsdruck besteht. Für diese fünf Fokusmaßnahmen wurden sowohl Umsetzung als auch Wirkungsmechanismus vertieft betrachtet und im Rahmen eines Expertenworkshops validiert. Abschließend wurden die Maßnahmen anhand der Kriterien Effektivität, Beitrag zur Systemeffizienz, Umsetzbarkeit, Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern und Handlungsdruck bewertet.

Dieses Papier fasst die Kernergebnisse des Vorgehens zusammen, indem einerseits die übergreifenden Handlungsfelder angerissen werden und andererseits die fünf Fokusmaßnahmen detailliert beschrieben werden.

Für jede der fünf Maßnahmen werden die Ausgangssituation und die Herausforderung, aus der sich die Maßnahme ableitet, sowie die Umsetzung und der Wirkungsmechanismus der Maßnahme beschrieben. Abschließend werden die Maßnahmen anhand verschiedener Kriterien bewertet. Die fünf Maßnahmen sind:

- 1. Hochlauf dynamischer Tarife begleiten:** Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale auf Haushaltsebene erschließen durch eine begleitende Informations- und Transparenzkampagne für den Hochlauf dynamischer Tarife
- 2. Smart-Meter-Rollout beschleunigen:** Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts durch den komplementären Einsatz einfacher und kostengünstiger fernauslesbarer Zähler
- 3. Netzentgelte weiterentwickeln:** Umfassende Netzentgeltreform, die Flexibilisierung anreizt
- 4. Flexibilität in der Industrie fördern:** Öffnen der einschlägigen Förderprogramme des Bundes für Flexibilisierungsmaßnahmen, um Industrie-Investitionen in Flexibilität zu unterstützen
- 5. Redispatch für flexible Lasten öffnen:** Integration nachfrageseitiger Flexibilität in den Redispatch anhand eines Pilotprogramms vorbereiten

Das Papier ist wie folgt aufgebaut: Zunächst wird ein Überblick über bestehende Flexibilitätshemmnisse gegeben, strukturiert entlang zentraler Handlungsfelder (Kap. 1). Anschließend werden die fünf ausgewählten Maßnahmen im Detail dargestellt (Kap.2). Diese Maßnahmen werden im selben Kapitel anhand eines Kriterienkatalogs qualitativ bewertet. Die Kriterien hierfür werden in Abschnitt 2.1 eingeführt. Abschließend wird ein Fazit formuliert (Kap. 3).

1. BESCHREIBUNG DES STATUS-QUO: VIELFÄLTIGE HEMMNISSE VERHINDERN DEN SYSTEMDIENLICHEN EINSATZ VON FLEXIBILITÄTSPOTENZIALEN

Im deutschen Stromsystem wird die Hebung und der Einsatz von Flexibilitäten derzeit durch verschiedene Faktoren wie regulatorische Hürden, mangelnde Infrastruktur, fehlende Preissignale, mangelnde Wirtschaftlichkeit, oder auch Fehlanreize, die für eine unflexible Betriebsweise sorgen, gehemmt (siehe Abbildung 1). Die wichtigsten Hemmnisse

lastseitiger Flexibilitäten im deutschen Stromsystem sowie mögliche Lösungsansätze wurden in sieben Handlungsfelder gruppiert und werden im Folgenden beschrieben. Vor der Aufnahme einzelner Maßnahmen in eine Flexibilitätsagenda sollten diese Maßnahmen bewertet und priorisiert werden.

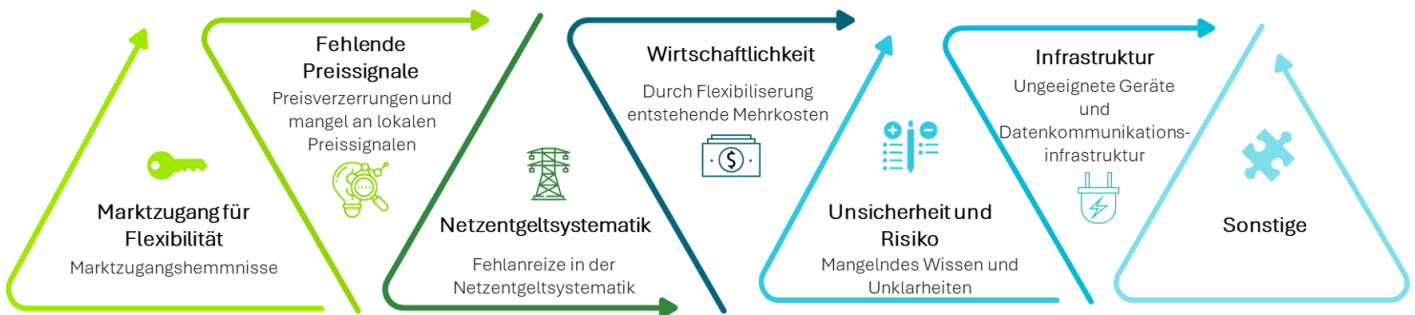


Abbildung 1: Handlungsfelder für den Abbau von Flexibilitätshemmnissen

1.1 HANDLUNGSFELD 1 – MARKTZUGANG FÜR FLEXIBILITÄT VERBESSERN

Der Marktzugang für Flexibilität wird durch Marktzugangsbarrieren erschwert. Besonders betroffen sind kleinteilige, aber auch industrielle Flexibilitäten, denen wegen hohen Mindestgebotsgrößen, langen Vorlaufzeiten oder Produktlängen am Spotmarkt, und langwierigen Präqualifikationskriterien sowie strikten Erbringungsanforderungen an den Regelleistungsmärkten die Marktteilnahme erschwert wird. Diese Barrieren stammen in vielen Fällen daher, dass die entsprechenden Märkte für große zentrale Verbraucher und Erzeuger entwickelt wurden.

Die Herausforderungen können teilweise durch Aggregation adressiert werden. Darüber hinausgehende Lösungsansätze zur Verbesserung des Marktzugangs für Flexibilität zielen darauf ab, die Marktzugangsbedingungen so anzupassen, dass flexible Lasten ihr Potenzial einfacher in den Markt einbringen können. Im Fokus stehen hier neben einer Anpassung der Produktdefinitionen und Auktionsstrukturen die Einführung von mehrteiligen Geboten.

Neben Anpassungen bestehender Märkte, können auch dezidierte Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen geschaffen werden. Denkbar ist bspw. die Einführung dezidierter Produkte zur Lastspitzenreduktion, das Ausweiten der

bestehenden Nutzen-Statt-Abregeln-Regelung (§13k EnWG) im Hinblick auf Regionen und Zusätzlichkeit der Stromverbräuche, oder die Ausweitung des §14a EnWG und den damit verbundenen zeitvariablen Netzentgelten auf höhere Spannungsebenen.

1.2 HANDLUNGSFELD 2- VERFÜGBARKEIT UND NUTZUNG VON PREISSIGNALEN VERBESSERN

Der Strompreis für Verbraucher setzt sich – in Abhängigkeit von ihren Lieferverträgen – zusammen aus einer zeitvariablen oder statischen Beschaffungskomponente, den zeitvariablen oder statischen Netzentgelten, und verschiedenen statischen Steuern, Abgaben und Umlagen (StAU). Welche dieser Preissignale für Verbraucher verfügbar sind und genutzt werden, hängt von den regulatorischen Rahmenbedingungen, der Akzeptanz entsprechender Tarife und der technischen Ausstattung der Verbraucher ab. Letztere wird im Handlungsfeld 6, Infrastruktur, diskutiert.

Nur für Verbraucher, die selbst am Stromgroßhandel teilnehmen, wie z.B. industrielle Verbraucher, oder Verbraucher, die einen dynamischen Stromtarif nutzen, besteht ein Anreiz auf Marktsignale zu reagieren. Verbraucher mit fixen Stromtarifen, wie die meisten Haushalte und Gewerbe, sind den volatilen Strommarktpreisen nicht ausgesetzt und haben daher keinen Anreiz, auf diese durch Flexibilisierung ihres Stromverbrauchs zu reagieren. Der Hochlauf dynamischer Stromtarife für Gewerbe und Haushalte stellt damit einen wichtigen Hebel dar, um zusätzliche Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Eine Informations- und Transparenzkampagne, um den schnellen Hochlauf dieser Tarife zu unterstützen, wird daher im folgenden Kapitel detailliert beschrieben.

Mit der Ausnahme zeitvariabler Netzentgelte auf der Niederspannungsebene gibt es derzeit keine gezielten lokalen Preissignale, die die Netzsituation widerspiegeln und über ein Preissignal ein netzdienliches Verhalten anreizen. Und auch diese bereits eingeführten zeitvariablen Netzentgelte weisen derzeit eine begrenzte räumliche und zeitliche Granularität auf und sind nur für bestimmte Verbraucher (mit § 14a EnWG-Anlagen) vorgesehen. Sonstige Netzentgelte sind auf Übertragungsnetzebene bundesweit einheitlich oder setzen aufgrund unvollständiger Wälzung auf Verteilnetzebene sogar Anreize, die systemdienlichen Investitionen und Betrieb entgegen stehen können.

Für die Granularität lokaler Preissignale gibt es verschiedene Vorschläge und Ansätze, von der räumlichen Ausdehnung von Gebotszonen bis hin zu einzelnen Strängen im Verteilnetz. Die Vorschläge umfassen unter anderem die Weiterentwicklung der Netzentgelte hin zu lokal differenzierten Netzentgelten für alle Netznutzer, über die Einführung von lokalen Flexibilitätsmärkten, bis hin zur Öffnung des Redispatch für Lasten, einem Gebotszonensplit oder der Einführung von Nodalpreisen. Die Preissignale, die von diesen Maßnahmen ausgehen sollen, setzen Anreize für eine netzdienliche Fahrweise und reduzieren so Netzengpässe und den Netzausbaubedarf. Die Öffnung des Redispatch für flexible Lasten der wird im folgenden Kapitel detailliert beschrieben.

Zudem sollte die Überdeckung gezielter Preissignale durch statische Preisbestandteile (Steuern, Abgaben und Umlagen (StAU)) reduziert werden, um die Wirtschaftlichkeit flexibler Stromverbraucher im Vergleich zu konventionellen Lösungen zu verbessern. Vorschläge hierfür sind beispielsweise das Absenken von StAU oder eine umfassende Neustrukturierung der StAU. Im Zuge einer Neustrukturierung

können StAU auch dynamisiert werden, um zusätzliche Flexibilisierungsanreize zu setzen.

1.3 HANDLUNGSFELD 3 – NETZENTGELTSYSTEMATIK REFORMIEREN

Die aktuelle Netzentgeltsystematik sorgt für verschiedene Fehlanreize, die ein flexibles und systemdienliches Verbrauchsverhalten hemmen. Durch den die hohe Gewichtung des Leistungspreises im Leistungspreissystem entsteht der Anreiz neue Leistungsspitzen zu vermeiden, auch wenn diese zu bestimmten Zeiten systemdienlich sein könnten. Zeitvariable Netzentgelte, die die aktuelle Netzsituation widerspiegeln, sind nur eingeschränkt verfügbar, was eine flexible und netzdienliche Fahrweise verhindert (siehe Handlungsfeld 2).

Lösungsansätze zielen dementsprechend auf die Beseitigung von Fehlanreizen, die derzeit einen unflexiblen Stromverbrauch fördern. Reformvorschläge für das Leistungspreissystem (§ 17 StromNEV) sind unter anderem die Nichtberücksichtigung von systemdienlichen Leistungsspitzen bei der Bestimmung des Leistungspreises (LP), die Einführung eines Grundpreises (GP) und/oder eines Kapazitätspreises (KP) bei gleichzeitiger Absenkung des Arbeitspreises (AP) und des Leistungspreises (LP), die Einführung zeitvariabler Netzentgelte für alle Netznutzer sowie der Abbau von Eigenverbrauchsvorteilen. Vorschläge zur Beseitigung der Fehlanreize durch Sondernetzentgelten (§19 StromNEV) sind u.a. die Definition eines netzdienlichen Verbrauchsverhaltens, das individuelle Netzentgelte rechtfertigt, und die Orientierung der Netzentgelte an der Netzbelastung. Die Maßnahme zur Netzentgeltreform wird im folgenden Kapitel detailliert beschrieben.

Auch Fehlanreize beim Netzanschluss sollen beseitigt werden, z.B. durch eine Befreiung von den Kosten für die Erhöhung der Netzanschlusskapazität bei netzdienlichem Verhalten oder durch die Festlegung der Netzanschlusskapazität anhand der technisch maximalen Übertragungskapazität. Damit soll sichergestellt werden, dass die Netzanschlusskapazitäten groß genug sind, um systemdienliches Verhalten zu ermöglichen. Die Systemdienlichkeit sollte auch beim Netzanschluss von Speichern eine Rolle spielen. Vorschläge hierzu sind eine Befreiung von Anschlusskosten bei vertraglich geregeltem netzdienlichem Verhalten sowie eine Beschleunigung der Netzanschlussverfahren für netzdienliche Speicher.

1.4 HANDLUNGSFELD 4 – WIRTSCHAFTLICHKEIT VON FLEXIBILITÄT VERBESSERN

In vielen Fällen ist die Investition in eine Flexibilisierung des Verbrauchs bei kurzen Betrachtungszeiträumen und hohen Amortisationsanforderungen nicht wirtschaftlich. Vor allem in der Industrie können durch eine flexible Fahrweise zusätzliche Kosten entstehen, z.B. durch Anpassungen an Produktionsprozessen, Einbußen bei der Energieeffizienz oder notwendige Investitionen in Zwischenspeicher. Oft sind die Erlöse bzw. Einsparungen durch eine flexible Fahrweise zu gering bzw. Risiken zu hoch, um Flexibilisierungsmaßnahmen zu rechtfertigen.

Um die Wirtschaftlichkeit von Flexibilität zu erhöhen, gilt es bestehende Hemmnisse abzubauen. Darüber hinaus könnten durch die Öffnung bestehender Förderprogramme für die Industrie für Flexibilisierungsmaßnahmen bestehende Wirtschaftlichkeitslücken geschlossen werden. Dies könnte notwendige Investitionen in der Industrie ermöglichen, wie z.B. die Entkopplung von Prozessschritten

mittels Speichern oder Investitionen in hybride Anlagentechnik. Die Öffnung der Förderprogramme des Bundes für Flexibilität wird im folgenden Kapitel detailliert beschrieben.

1.5 HANDLUNGSFELD 5 – UNSICHERHEIT UND RISIKO VERRINGERN

Eine Änderung des Stromverhaltens ist für viele Verbraucher mit einer hohen Unsicherheit verbunden, gleichzeitig stellen unsichere Erlösmöglichkeiten und regulatorische Entwicklungen ein Risiko für die Verbraucher dar. Zudem fehlt es an Tools zur Ermittlung des eigenen Flexibilitätspotenzials und der damit verbundenen Erlös- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten. Der Stromverbrauch stellt für viele Haushalte, Gewerbe und Industrien einen relevanten Kostenpunkt dar. Daher bedeutet jede Unsicherheit oder das wahrgenommene Risiko zu den Auswirkungen der Flexibilisierung auf den Stromverbrauch ein großes Hemmnis für Verhaltensänderungen.

Bei den Maßnahmen zum Umgang mit Unsicherheit und Risiko handelt es sich überwiegend um Informations- und Kommunikationsmaßnahmen. Vorschläge sind unter anderem die Förderung von Energieflexibilitätsberatungen und -audits, die Entwicklung robuster Werkzeuge und Methoden zur Messung und Bewertung von Kundenflexibilität sowie die Bereitstellung von Information, Aufklärung und Vernetzung von Akteuren. So können bspw. bestehende Energieeffizienznetzwerke um das Thema Flexibilität erweitert werden und die Darstellung von dynamischen Tarifen und Flexibilitätspotenzialen auf Vergleichsplattformen verbessert werden.

1.6 HANDLUNGSFELD 6 – TECHNISCHE HEMMNISSE BESEITIGEN UND NOTWENDIGE INFRASTRUKTUR BEREITSTELLEN

Für die Hebung einiger Flexibilitätspotenziale müssen bestimmte technische bzw. infrastrukturelle Voraussetzungen erfüllt sein. Die wichtigste ist dabei eine fernauslesbare Messinfrastruktur, die zeitlich aufgelöste Messwerte bereitstellen kann. Ohne eine entsprechende Verbrauchsmessung können keine zeitvariablen bzw. dynamischen Strompreise oder Netzentgelte genutzt werden, da eine Abrechnung und Bilanzierung des Verbrauchs nicht möglich ist (siehe Handlungsfeld 2). Vorschläge zur Beseitigung dieses Hemmnisses zielen damit vor allem auf eine Beschleunigung des Smart Meter Rollouts ab. Eine mögliche Maßnahme stellt die Ergänzung des Rollouts durch fernauslesbare Messsysteme dar, die kostengünstiger und schneller als Smart Meter ausgerollt werden können. Diese Option wird im folgenden Kapitel detailliert beschrieben.

Neben der Möglichkeit zur Messung und Abrechnung des Verbrauchs zeigen sich auch bei der Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen Hemmnisse. Viele Anlagen können noch nicht automatisiert – und damit ohne Zusatzaufwand für Verbraucher – anhand dynamischer Preise gesteuert werden. Grund hierfür ist die mangelnde Interoperabilität zwischen flexiblen Verbrauchsanlagen verschiedener Hersteller, Energiemanagementsystemen und den Systemen der Lieferanten bzw. Aggregatoren. Vorschläge, um dieses Hemmnis zu adressieren, sind die Einführung von technischen Mindeststandards bzw. eine stärkere technische Standardisierung im Hinblick auf flexible Verbrauchsanlagen, deren Fernsteuerung und Kommunikationswege.

1.7 SONSTIGE HEMMNISSE BESEITIGEN

Neben den benannten Handlungsfeldern zeigt sich eine Reihe weiterer einzelner technologiespezifischer Hemmnisse, wie die Komplexität des Rechtsrahmens und die technische Umsetzung des bidirektionalen Ladens, die notwendige Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom für Heimspeicher, und die langwierigen Genehmigungsverfahren für Großspeicher und Pumpspeicher.

Diese Hemmnisse können durch gezielte Maßnahmen wie die Anpassung regulatorischer Regelungen und Genehmigungsverfahren behoben werden. Hierzu gehört bspw. die erleichterte Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom, um die Ein- und Ausspeicherung von Netzstrom zu ermöglichen, ohne die Förderung für den zwischengespeicherten Grünstromanteil zu verlieren.

2. DEEP DIVE ZU AUSGEWÄHLTEN MASSNAHMEN FÜR EINE FLEXIBILITÄTSAGENDA

Eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem kann eine Vielzahl von Maßnahmen umfassen. Da Kapazitäten für die Umsetzung von Maßnahmen bei den verschiedenen zuständigen Akteuren begrenzt sind, ist eine Priorisierung notwendig. Grundlage der Priorisierung sollte eine Bewertung der Maßnahmen sein.

Im Folgenden werden daher, aufbauend auf dem Überblick von Handlungsfeldern im vorangegangenen Kapitel, fünf Maßnahmen im Detail dargestellt und bewertet. Für jede der Maßnahmen werden Ausgangslage und Herausforderungen beschrieben sowie der Wirkmechanismus und eine mögliche Umsetzung dargestellt. Anschließend wird jede Maßnahme anhand der Kriterien Effektivität, Beitrag zur Systemeffizienz, Umsetzbarkeit, Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern und Handlungsdruck für die Umsetzung qualitativ bewertet. Zu Beginn des Kapitels werden die fünf Kriterien eingeführt.

2.1 BEWERTUNGSKRITERIEN

Die im Folgenden genutzten Bewertungskriterien orientieren sich an den für eine Auswahl und Priorisierung von Maßnahmen wichtigsten Aspekten. Die Kriterien sind Effektivität, Beitrag zur Systemeffizienz, Umsetzbarkeit, Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern und Handlungsdruck.

Effektivität: Eine Maßnahme ist effektiv, wenn sie kurzfristig eine hohe Menge Flexibilitätspotenzial adressiert und verschiedene Typen von Flexibilitätsoptionen erfasst werden.

Berücksichtigt wird dabei, welche Flexibilitätspotenziale durch das von der Maßnahme adressierte Hemmnis beeinflusst werden und durch Hemmnisabbau potenziell neu erschlossen werden können. Dabei wird berücksichtigt, wie viel Potenzial bereits genutzt wird. Nicht berücksichtigt wird hingegen, ob evtl. andere Hemmnisse an den entsprechenden Flexibilitätspotenzialen angreifen; der Abbau eines einzelnen Hemmnisses ist also ggf. unzureichend, um die adressierten Potenziale tatsächlich zu heben.

Wenn eine Maßnahme vielfältige Flexibilitätsanbieter und Flexibilitätstypen adressiert (Standort im Netz, techno-ökonomische Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen), können dadurch potenziell höhere Mehrwerte erschlossen und die Flexibilitätspotenziale verschiedenen Anwendungszwecken zugeführt werden. Nicht berücksichtigt wird dabei wie hoch der systemische Bedarf für Flexibilität ist oder die Wechselwirkung zwischen verschiedenen Anwendungszwecken.

Bewertung von „++“ (sehr hoch) bis „-“, (sehr gering).

Beitrag zur Systemeffizienz: Eine Maßnahme zeigt einen hohen Beitrag zur Systemeffizienz, wenn durch die Umsetzung der Maßnahme Fehlanreize abgebaut werden und Anreize für ein systemdienliches Verhalten der Flexibilitätsoptionen gesetzt werden.

Ein systemdienliches Verhalten von Flexibilitätsoptionen, im Sinne von markt- und/oder netzdienlichem Verhalten, kann die Systemkosten senken. Einerseits können durch marktdienliches Verhalten Dispatchkosten durch verbesserte EE-Integration und Vermeidung des Einsatzes von Spitzenlastkraftwerken gesenkt werden. Andererseits können durch netzdienliches Verhalten Netzkosten gesenkt werden, indem Netzausbau vermieden und ein effizientes Engpassmanagement gewährleistet wird. Zudem kann eine Maßnahme die Systemeffizienz fördern, wenn sie Flexibilitätsoptionen für die Bereitstellung weiterer Systemdienstleistungen erschließt.

Bewertung von „++“ (sehr hoch) bis „--“ (sehr gering).

Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern: Dieses Kriterium bezieht sich auf die finanzielle Be- bzw. Entlastung einzelner Verbrauchergruppen wie Industrie, Gewerbe und Haushalte, die durch die Maßnahme bewirkt wird.

Durch die Umsetzung der Maßnahme können Kostentreiber bei verschiedenen Verbrauchergruppen verändert werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Verbrauchern, die Flexibilitätspotenziale aufweisen – und für die potenziell neue Erlösmöglichkeiten erschlossen werden können – und Verbrauchern, die ihren Stromverbrauch nicht flexibilisieren können.

Bewertung von „++“ (sehr hohe Entlastung) bis „--“ (sehr hohe Belastung).

Umsetzbarkeit: Eine Maßnahme zeigt eine hohe Umsetzbarkeit, wenn deren Umsetzung mit geringen Transaktionskosten einhergeht und voraussichtlich entgegen bestehenden Interessenlagen durchgesetzt werden kann.

Transaktionskosten für staatliche und marktliche Akteure fallen an, wenn in bestehenden Systemen Anpassungen vorgenommen werden müssen oder neue Systeme aufgesetzt werden. Transaktionskosten entstehen durch regulatorische Änderungen (Gesetze, Umsetzungsrichtlinien), technische und prozessuale Anpassungen bei den betroffenen Akteuren aber auch notwendige Verhaltensänderungen.

Die politische Umsetzbarkeit wird insbesondere durch die Verteilungswirkung einer Maßnahme und die Akzeptanz der Maßnahme von organisierten Akteursgruppen und politisch relevanten Akteuren beeinflusst.

Bewertung von „++“ (sehr gut) bis „--“ (sehr schlecht).

Handlungsdruck: Dieses Kriterium bezieht sich auf den Zeitrahmen, innerhalb dessen eine Umsetzung angestoßen werden sollte.

Maßnahmen, die Hemmnisse adressieren, die so schnell wie möglich abgebaut werden sollten haben einen hohen Handlungsdruck. Aber auch umfassende Reformen, die eine sehr lange Vorlaufzeit benötigen, können einen hohen Handlungsdruck aufweisen.

Bewertung von „++“ (sehr hoher Handlungsdruck) bis „--“ (kein Handlungsdruck).

2.2 MASSNAHME 1: NACHFRAGESEITIGE FLEXIBILITÄTSPOTENZIALEERSCHLIESSEN DURCH INFORMATIONS- UND TRANSPARENZKAMPAGNEN FÜR DEN HOCHLAUF DYNAMISCHER TARIFE



Herausforderung

- Fixe Strompreistarife verhindern eine marktorientierte Steuerung, so bleiben viele Flexibilitätspotenziale ungenutzt
- Verbraucher kennen oder verstehen dynamische Tarife nicht, wagen daher keinen Tarifwechsel



Maßnahme

- Informations- und Transparenzkampagnen für den Hochlauf dynamischer Tarife
- Einheitliche und verständliche Preisdarstellung sicherstellen
- Tools entwickeln, um Einsparmöglichkeiten zu ermitteln



Wirkungsmechanismus

- Akzeptanz und Nutzung dynamischer Tarife erhöhen, um einen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiemarktes zu leisten
- Ein Stromsystem Fördern in dem Verbraucher ermutigt sind marktdienlich zu agieren und dafür auch finanziell belohnt werden

Um neue Flexibilitätspotenziale auf der Haushalts- und Gewerbeebene zu erschließen, müssen Verbraucher auf marktliche Preissignale reagieren können. Dies kann durch den Umstieg auf einen dynamischen Stromliefervertrag ermöglicht werden. Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie Elektroautos (EVs), Speichern und Wärmepumpen können von dynamischen Tarifen profitieren und – auch über Automation und Aggregation ihrer Flexibilitätspotenziale – einen positiven Beitrag zum Stromsystem leisten. Voraussetzung für den erfolgreichen Hochlauf von dynamischen Tarifen ist Akzeptanz durch Verbraucher.

Um den Hochlauf dynamischer Tarife zu beschleunigen, schlagen wir eine Begleitung durch Informations- und Transparenzkampagnen vor. Tools für Verbraucher zur Identifikation von Flexibilitätspotenzialen können bei der

Einschätzung möglicher Einsparungen helfen und damit die Akzeptanz steigern. Die Vergleichbarkeit dynamischer Tarife kann durch Standards in Terminologie und Preisdarstellung – beispielsweise auf Vergleichsportalen – verbessert werden.

2.2.1 AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNG

Mit der Verpflichtung, dynamische Tarife ab dem 1. Januar 2025 anzubieten, stehen zeitlich aufgelöste Preissignale aus dem Strommarkt theoretisch allen Verbrauchern zur Verfügung. Allerdings hemmen, neben der fehlenden Infrastruktur, mangelnde Kenntnis über diese Tarife sowie Unsicherheiten bezüglich potenzieller Risiken den Hochlauf. Verbraucherinnen und Verbraucher benötigen mehr Transparenz über Einsparmöglichkeiten und Risiken

Laut einer repräsentativen Umfrage des Verbraucherzentrale Bundesverband vom Oktober 2024 nutzen lediglich 7 % aller Haushalte einen dynamischen Stromtarif, nur 46 % kennen diese Tarife überhaupt, und lediglich 20 % können sie erklären (VZBV, 2024). In derselben Umfrage nannten 23 % fehlende Planungssicherheit bzw. mangelnde Verlässlichkeit und 18 % unzureichende Information als Gründe, die sie von einem Wechsel zu einem dynamischen Tarif abhalten. Dies deutet darauf hin, dass weder die Vorteile noch die potenziellen Risiken dynamischer Tarife derzeit ausreichend klar kommuniziert werden. Die Folge sind Unsicherheiten, die den Hochlauf bremsen. Geeignete Vergleichsmöglichkeiten in Verbindung mit einer Aufklärungskampagne können die Akzeptanz erhöhen.

2.2.2 UMSETZUNG UND WIRKUNGSMECHANISMUS

Die Entwicklung entsprechender Tools und Standards die Transparenz schaffen liegt vor allem in der Verantwortung der Akteure der Energiewirtschaft – dazu gehören Energieversorger, Anbieter neuer Flexibilitäts-Geschäftsmodelle sowie Vergleichsplattformbetreiber. Dennoch kann die Bundesregierung im Rahmen einer Flexibilitäts-Agenda unterstützend tätig werden, insbesondere um als neutrale und vertrauenswürdige Informationsquelle Vorbehalte der Verbraucher abzubauen. Daher sollte die Bundesregierung:

- Gemeinsam mit Verbänden und anderen Akteuren der Energiewirtschaft über Best Practices für verständliche Preisdarstellungen beraten und so den Wissensaustausch innerhalb der Branche fördern.

- Eine breit angelegte Informationskampagne über die Einsparmöglichkeiten dynamischer Tarife durchführen – dabei sollte keine spezifische Geschäftsmodellform bevorzugt werden.
- Auf eigenen Informationsplattformen zur Energiewende, wie beispielsweise energiewechsel.de oder smard.de, aggregierte Marktdaten und Informationsangebote zu dynamischen Stromtarifen bereitstellen.

Eine gesteigerte Akzeptanz und Nutzung dynamischer Tarife kann erheblich zur Flexibilisierung des Strommarktes beitragen. Verbraucher werden ermutigt, marktdienlich zu agieren, und profitieren gleichzeitig finanziell von dynamischen Tarifen. Modellierungen zeigen, dass die wirtschaftlichen Potenziale erheblich sind: So kann ein flexibler Privathaushalt im Jahr 2035 durch einen dynamischen Tarif die Energiebeschaffungskosten (also den Strompreis ohne Netzentgelte) um rund 40 % senken. Eine weitere aktuelle Studie zeigt, dass Haushalte bereits heute zwischen rund 60 und 400 Euro pro Jahr sparen könnten, wenn sie für den Betrieb einer Standard-Wärmepumpe einen dynamischen Tarif nutzen. Für das Laden eines Elektrofahrzeugs wären Ersparnisse zwischen rund 160 und 320 Euro p.a. möglich (Neon, 2024).³

Zudem entsteht durch Flexibilisierung der Nachfrage ein Mehrwert auf Systemebene. So könnten im Jahr 2035 durch den marktdienlichen Einsatz haushaltsnaher Flexibilitätsoptionen zusätzliche 100 TWh an positiver und negativer Flexibilität pro Jahr zur Verfügung stehen (FfE, 2023). Der marktdienliche Einsatz dieses Flexibilitätpotenzials kann auch zu einer

³ Die jeweils höheren Werte gelten bei Nutzung eines weitgehenden hypothetischen „Voll-Flex-Tariffs“, inklusive variabler Netzentgelte

Reduktion der CO²-Intensität führen, da der Verbrauch zu Niedrigpreiszeiten häufig mit einer hohen EE-Einspeisung korreliert.

Auch auf EU-Ebene wird die Berücksichtigung von Flexibilität in Endkunden-Stromlieferverträgen als Priorität hervorgehoben, etwa im Action Plan for Affordable Energy der Europäischen Kommission.

2.2.3 BEWERTUNG

Die Bewertung der Maßnahme wird entlang der Kriterien anhand einer fünfstufigen Skala vorgenommen (++ , + , 0 , - , --).

- **Effektivität:** (+) Perspektivisch stehen im Zuge der Sektorkopplung auf Haushaltsebene enorme Flexibilitätpotenziale zur Verfügung. Flexibilitätpotenzial derzeit noch gering ist, wird die installierte Leistung der im Hochlauf befindlichen dezentralen, flexiblen Verbrauchsanlagen bereits im Jahr 2030 das Doppelte der Leistung flexibler Kraftwerke oder zentraler Flexibilitätsoptionen betragen (Neon, 2024). Dies bedeutet, dass die Systemflexibilitätsbedarfe zum großen Teil von der Lastseite gedeckt werden können. Mangelnde Transparenz und Wissenslücken sind ein großes Hemmnis für den Hochlauf dynamischer Tarife.
- **Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern:** (+) Die Kampagne selbst weist keine Verteilungswirkung auf. Aber durch den schnelleren Hochlauf dynamischer Tarife können Haushalte mit Flexibilitätsoptionen tendenziell entlastet werden.
- **Umsetzbarkeit:** (++) Die Maßnahme kann mit vergleichsweise geringem Aufwand für die Branche und staatliche Stellen umgesetzt werden. Die Umsetzung ist zudem im Sinne von Branchenakteuren und Verbraucherorganisationen.
- **Handlungsdruck:** (++) Lieferanten müssen seit Beginn des Jahres 2025 dynamische Stromtarife anbieten. Deren Einführung sollte unmittelbar durch eine Kampagne begleitet werden.
- **Beitrag zur Systemeffizienz:** (+) Das Erschließen haushaltsnaher Flexibilitätsoptionen für einen marktdienlichen Einsatz kann Dispatchkosten senken. Demgegenüber steht jedoch die Herausforderung zusätzlicher Engpasssituationen im Verteilnetz, die durch weitere Maßnahmen adressiert werden muss (Agora Energiewende und FfE, 2024).

2.3 MASSNAHME 2: BESCHLEUNIGUNG DES SMART-METER-ROLLOUTS DURCH KOMPLEMENTÄREN EINSATZ EINFACHER UND KOSTENGÜNSTIGER SYSTEME



Herausforderung

- Kommunikationswege zur Fernlesung von Verbrauchsdaten und zur Steuerung des Verbrauchs erfordern eine aufwendige und teure technische Infrastruktur
- Mangelnde Verfügbarkeit von Smart Metern schränkt die Möglichkeit ein, bestehende Flexibilitätspotenziale zu heben



Maßnahme

- Ergänzung des Smart-Meter-Rollouts durch die Einführung einer neuen, weniger komplexen und damit kostengünstigeren Gerätekategorie, ähnlich zu modernen Messeinrichtungen, jedoch mit Möglichkeit für zeitlich aufgelöstes Fernauslesen aber ohne die Möglichkeit einer Steuerung von Kundenanlagen



Wirkungsmechanismus

- Marktdienliche Flexibilisierung wird ohne Smart-Meter-Gateway ermöglicht
- Kosteneffizienterer und schnellerer Rollout durch weniger komplexe Rollout-Prozesse
- Reduzierte Netzentgelte durch geringere Differenzbilanzkreiskosten

Die zeitlich aufgelöste Messung des Stromverbrauchs stellt eine Voraussetzung für die Nutzung dynamischer Tarife dar (s. Maßnahme 1). In ihrem kürzlich veröffentlichten Action Plan for Affordable Energy (European Commission, 2025) weist die EU-Kommission darauf hin, dass der Smart-Meter-Rollout in Europa zu langsam vorangeht – ein Problem, das in Deutschland besonders ausgeprägt ist. Stand Ende 2024 waren nur rund 640.000 intelligente Messsysteme in ganz Deutschland von den grundzuständigen Messstellenbetreibern (gMSB) installiert (Bundesnetzagentur, 2025), dies steht im Vergleich zu über 50 Millionen Messstellen im Standardlastprofil (SLP)-Kundenbereich (Bundesnetzagentur, 2024). Zwar werden herkömmliche Ferraris-Zähler gegenwärtig in großem Umfang durch moderne Messeinrichtungen (mME) ersetzt, diese ermöglichen jedoch keine Fernauslesung.

Ziel der vorgeschlagenen Maßnahme ist es, neben dem beschleunigten flächendeckenden Einsatz von Smart Metern⁴ ergänzend eine weitere Gerätekategorie zu definieren und zum Einsatz zu bringen. Hinsichtlich der Funktionalitäten soll diese zwischen Smart Metern und modernen Messeinrichtungen angesiedelt sein. Diese fernauslesbaren mME ermöglichen eine zeitlich aufgelöste Verbrauchsmessung und damit den Wechsel zu dynamischen Tarifen und den marktorientierten Einsatz flexibler Verbrauchseinrichtungen. Anders als Smart Meter ermöglichen sie jedoch nicht deren Steuerung über eine gesonderte, sichere Kommunikationsverbindung (sogenannte Smart Metering PKI).⁵ Fernauslesbare mME könnten durch geringere Sicherheitsanforderungen und geringere Qualifikationsanforderungen an das Personal schneller ausgerollt werden als herkömmliche Smart Meter. Damit bieten fernauslesbare mME

⁴ Smart Meter bezeichnen die Verbindung von moderner Messeinrichtung und sicherer Kommunikationseinheit, einem Smart-Meter-Gateway.

⁵ In Kombination mit einer zusätzlichen FNN-Steuerbox.

– auch abseits der Pflichteinbaufälle für Smart Meter – in einer Übergangsphase die Möglichkeit, haushaltsnahe Flexibilität bereits frühzeitig zu nutzen, bis ein umfassender Smart-Meter-Rollout realisiert ist.

2.3.1 AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNG

Verschiedene Faktoren haben in Deutschland den Smart Meter Rollout (SMRO) im Vergleich zu anderen europäischen Ländern erheblich verlangsamt und zu hohen Kosten für den Rollout geführt. Der Bericht Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28 (European Commission, 2020) zeigt, dass die Gesamtsystemkosten für ein einzelnes Smart Meter in Deutschland mehr als doppelt so hoch sind wie der europäische Durchschnitt.⁶ Diese hohen Kosten resultieren aus komplexen Installationsprozessen, der Vielzahl involvierter Akteure und sehr hohen Anforderungen an IT-Sicherheit und Datenschutz. Insbesondere kleinere Netzbetreiber und Stadtwerke, die in Deutschland weit verbreitet sind, stehen vor erheblichen finanziellen, technischen und personellen Herausforderungen.

Der Fahrplan des SMRO bedeutet, dass das bestehende Flexibilitätspotenzial auf Haushaltsebene nicht oder erst zu einem späten Zeitpunkt vollständig ausgeschöpft wird. So sieht der gesetzliche Rolloutfahrplan vor, dass bis Ende 2025 (2029) nur 20% (50%) der Haushalte mit einem Verbrauch von mehr als 6 MWh/a ein Smart Meter erhalten.⁷ Für neu zu installierende steuerbare Verbrauchsanlagen entsprechend § 14a EnWG gilt, dass diese gemäß § 29 MsbG EnWG mit einem Smart Meter auszustatten sind – allerdings nur, wenn der Netzbetreiber die

Notwendigkeit eines steuernden Eingriffs („dimmen“) sieht. Bereits bestehende flexible Verbrauchseinrichtungen, Verbrauchseinrichtungen außerhalb engpassgefährdeter Netzbereiche sowie Haushalte mit einem Verbrauch unterhalb der Verbrauchsschwellen⁸ werden durch den obligatorischen Rollout nicht erfasst. Diesen Haushalten stehen Smart Meter nur als optionaler Einbaufall auf Kundenwunsch mit zusätzlichen Kosten zur Verfügung.

Derzeit kann die Fernauslesung, Abrechnung und Bilanzierung von Verbrauchsdaten ausschließlich über ein Smart Meter erfolgen,⁹ da entsprechende Daten ausschließlich über ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) kommuniziert werden dürfen. Infolgedessen können nur Haushalte, die mit einem SMGW ausgestattet sind, dynamische Tarife nutzen und einen marktdienlichen Einsatz ihrer Verbrauchseinrichtungen umsetzen.¹⁰ Dies gewährleistet zwar ein hohes Maß an Sicherheit, schließt jedoch alternative, weniger komplexe Ansätze zur Echtzeit-Datenerfassung aus. Die Steuerung flexibler Lasten bspw. durch Aggregatoren ist bereits heute auch ohne SMGW durch eine herkömmliche Internetanbindung möglich.

Die Einführung fernauslesbarer mME stellt damit eine Abwägung dar, zwischen dem notwendigen Level der IT-Sicherheit bei der Steuerung flexibler Anlagen und den Mehrwerten für das Stromsystem durch das schnellere Erschließen von Flexibilitätspotenzialen. Eine Unterscheidung nach den Einsatzzwecken der Flexibilität scheint geboten. Systemkritische Anwendungsfälle wie beispielsweise Regelleistungserbringung oder die

⁶ Gesamtkosten (Total Expenditure) in Höhe von 546 EUR/Meter in Deutschland ggü. einem europäischen Durchschnitt von 201 EUR/Meter.

⁷ Einschließlich der Haushalte mit 14a-Anlagen und Erzeugern > 7 kW.

⁸ Jahresverbrauch kann bspw. durch PV-Eigenerzeugung < 7 kW unter die Schwellen gesenkt werden.

⁹ Sogenannte energiewirtschaftlich relevante Daten entsprechend § 19 MsbG und Klarstellung durch die BNetzA (Beschluss BK6-22-253).

¹⁰ Einzelne Anbieter ermöglichen dyn. Tarife auch ohne Smart Meter auf Basis sogenannter Dongles (nicht zertifizierte Gateways für mME). Mit diesen ist jedoch nur eine Bilanzierung auf Basis von Standardlastprofilen möglich.

netzorientierte Steuerung stellen höhere Sicherheitsanforderungen und sollten weiterhin nur unter Nutzung eines Smart Meter umgesetzt werden. Bei systemunkritischen Anwendungsfällen wie dem marktorientierten Einsatz mittels dynamischer Tarife kann hingegen auf fernauslesbare mME zurückgegriffen werden. In jedem Fall müssen auch bei fernauslesbaren mME Mindestanforderungen an die IT-Sicherheit erfüllt werden. Wie diese Anforderungen ausgestaltet sein müssen, bleibt im Rahmen der Abwägung zwischen Sicherheit und effizientem Rollout zu bestimmen.

2.3.2 UMSETZUNG UND WIRKUNGSMECHANISMUS

Die Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen zur Ergänzung des Smart Meters durch eine neue Gerätekategorie, fällt in den Zuständigkeitsbereich der Bundesregierung bzw. des BMWK und nachgelagerter Behörden, die die Rahmenbedingungen für den SMRO festlegen. Die Zulassung der neuen Gerätekategorie muss durch das BSI erfolgen, in enger Zusammenarbeit mit der Branche, insbesondere mit Zählerherstellern und Messstellenbetreibern. Konkrete Schritte hierzu sind:

- Eine Kosten-Nutzen-Abwägung für die neue Gerätekategorie durch das BMWK
- Die Festlegung technischer Anforderungen an die Messgeräte sowie Festlegung von Standards zur Einbindung dieser in Kommunikationsnetzwerke durch das BSI

Fernauslesbare mME könnten technisch realisiert werden, indem Zähler mit integriertem Kommunikationsmodul genutzt werden oder analog zum Smart Meter Gateway

vorhandene mME um ein Kommunikationsmodul ergänzt werden. Analog zu mME nach MsbG sollten die fernauslesbaren mME zu einem späteren Zeitpunkt durch ein SMGW zu einem Smart Meter aufgerüstet werden können. Damit kann schrittweise der volle technische Funktionsumfang eines Smart Meter, insbesondere die Fernsteuerung durch den Netzbetreiber, erreicht werden. Dies würde zu einem stufenweisen SMRO führen, bei dem zunächst die Fernauslesung durch fernauslesbare mME ermöglicht wird und diese zu einem späteren Zeitpunkt zu einem voll funktionsfähigen Smart Meter aufgerüstet werden. Ein stufenweiser Rollout trägt zur Steigerung der Kosteneffizienz bei, da Netz- und Messstellenbetreiber Smart Meter gezielt dort installieren können, wo eine netzdienliche Steuerung benötigt wird. Fernauslesbare mME können hingegen dort eingesetzt werden, wo mittelfristig nicht mit Engpässen im Niederspannungsnetz zu rechnen ist und kein Bedarf zur netzdienlichen Steuerung besteht.

Die Einführung einer zeitaufgelösten Verbrauchsabrechnung ermöglicht es, bestehende Flexibilitätsoptionen auf Haushaltsebene wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern zu erschließen. Schließlich sind diese Flexibilitätsoptionen bereits heute im Regelfall durch technologische Lösungen wie herstellereigene Cloud-Infrastrukturen oder Home Energy Management Systeme steuerbar. Können diese Potenziale durch kostengünstige Zähler erschlossen werden, kann sich die Flexibilisierung auch für Haushalte mit geringen Flexibilitätspotenzialen lohnen.

Zudem können bei einem schnelleren Rollout mehr Verbraucher von den Mehrwerten zeitlich aufgelöster Verbrauchsdaten profitieren, etwa durch verbesserte Verbrauchstransparenz und detaillierte Einblicke in die Energieverbräuche

ihrer Geräte. Eine größere Kundengruppe fördert zudem die rasche Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle und Dienstleistungen, die auf zeitlich aufgelöste Messungen angewiesen sind.

Berechnungen zeigen, dass ein marktdienlicher Betrieb, ohne die Berücksichtigung der Netzsituation, die systembedingten Kosten (für Stromerzeugung und Netzinfrastruktur) im Zusammenhang mit dem Betrieb eines Elektroautos um über 67 % senken kann. Dies entspricht jährlichen Systemkostenersparnissen von rund 180 Euro. Bei einer Wärmepumpe liegt die Reduktion der durch den Betrieb der Wärmepumpe verursachten Kosten im Stromsystem bei etwa 15 %, was jährlichen Ersparnissen rund 210 Euro entspricht (Neon, 2024). Eine zeitlich aufgelöste Abrechnung unterstützt nicht nur eine marktorientierte Steuerung und die bessere Integration erneuerbarer Energien, sondern führt auch zu reduzierten Netzentgelten, da die Differenzbilanzmengen im Vergleich zur Bilanzierung mit Standardlastprofilen sinken.

2.3.3 Bewertung

Die Bewertung der Maßnahme wird entlang der Kriterien anhand einer fünfstufigen Skala vorgenommen (++ , + , 0 , - , --).

- **Effektivität:** (+) Durch die Maßnahme können haushaltsnahe Flexibilitätsoptionen früher und in höherem Umfang erschlossen werden.
- **Beitrag zur Systemeffizienz:** (+) Durch die Maßnahme kann der Smart-Meter-Rollout effizienter gestaltet werden und mittelbar durch das Erschließen haushaltsnaher Flexibilitätsoptionen Systemkosten reduziert werden (siehe Maßnahme 1).

- **Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern:** (+) Durch die Maßnahme können die Kosten für Zähler für Haushalte gesenkt werden. Auch Messstellenbetreiber profitieren von einem effizienteren Smart-Meter-Rollout, da sie Kosten teilweise mittragen.
- **Umsetzbarkeit:** (0) Anpassungen des Smart-Meter-Rollout gehen mit erheblichen Transaktionskosten bei den umsetzenden energiewirtschaftlichen Akteuren einher – auch wenn im Zielzustand ein effizienterer Rollout erreicht werden kann. Einzelne energiewirtschaftliche Akteure haben ihre Unterstützung für die Maßnahme ausgesprochen (Simplify Smart-Metering, 2025).
- **Handlungsdruck:** (++) Eine Anpassung des Smart Meter Rollouts benötigt Vorlaufzeit. Mit Beginn des Pflichtrollouts in 2025 sollten eine Anpassung schnellstmöglich angegangen werden.

2.4 MASSNAHME 3: REFORM DER NETZENTGELTSYSTEMATIK



Herausforderung

- Sondernetzentgelte sowie das Leistungspreissystem setzt Fehlanreize für eine möglichst gleichmäßigen Strombezug und der Vermeidung von Lastspitzen
- Statische Netzentgelte geben Netzbetreibern keine Möglichkeit den Systemzustand in den Netzentgelten abzubilden und gezielte Betriebsanreize zu setzen



Maßnahme

- Zeitliche Flexibilisierung der Leistungspreise oder Reduzierung zugunsten anderer Entgeltkomponenten
- Zeitvariable oder dynamische Arbeitspreise einführen



Wirkungsmechanismus

- Erschließung von zusätzlichen Flexibilitätpotenzialen aus der Industrie und Gewerbe
- Anreize für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilitätpotenziale schaffen
- Industrielle Wettbewerbsfähigkeit stärken durch die Senkung von Netzentgelten bei flexiblem Stromverbrauch

Die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik stellt für die Nutzung von Flexibilitätpotenzialen in Industrie und Gewerbe ein zentrales Hemmnis dar. Neben Sondernetzentgelten setzt vor allem das Leistungspreissystem in der aktuellen Ausgestaltung Fehlanreize hin zu einem möglichst gleichmäßigen Strombezug und der Vermeidung von Lastspitzen.

Durch eine grundlegende Reform könnten bereits bestehende Potenziale erschlossen werden. Darüber hinaus können im Zuge der Elektrifizierung von Produktionstechnologien neu entstehende Flexibilitätpotenziale unmittelbar gehoben werden. Die deutsche Industrie weist ein Flexibilitätpotenzial und -perspektiven von 9,1 GW zur Lasterhöhung und 9,2 GW zur Lastreduktion bei einem Abruf von weniger als 4 Stunden auf (Agora Industrie, 2024). Andere Studien sehen sogar bei der Betrachtung des Segments einer 15-minütigen Abrufdauer sogar noch höhere Potenziale (KEI, 2024).

Eine Reform des Leistungspreissystem kann damit nicht nur Potenziale für einen markt- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz erschließen, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungs- und Dekarbonisierungstechnologien in der Wirtschaft erhöhen. Im Zuge einer Reform können auch ein Pfad hin zur Dynamisierung von Netzentgelten aufgezeigt werden, um einen netzdienlichen Einsatz der Flexibilität anzureizen.

Eine Reform der Netzentgeltsystematik ermöglicht es damit. Betriebsanreize für Flexibilität so zu setzen, dass ein systemdienlicher Betrieb ermöglicht wird und Gesamtsystemkosten gesenkt werden können.

2.4.1 AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNG

Die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik wurde mit dem Ziel der Verursachungs- und Verteilungsgerechtigkeit

entwickelt; berücksichtigt jedoch nur unzureichend neue Anforderungen die sich im Zuge der Energiewende ergeben. Im Status quo werden Netzentgelte einheitlich je Netzgebiet festgelegt, wobei Netzkosten aus höheren auf untere Netzebenen durchgereicht werden (vertikale Wälzung von oben nach unten). Eine horizontale Wälzung der Netzkosten, also Verteilung der Kosten zwischen verschiedenen Netzbetreibern einer Netzebene und Angleichung der Netzentgelte, findet nur im Übertragungsnetz vollständig statt. Zudem zahlen nur Verbraucher Netzentgelte. Die Netzentgelte lastganggemessener Verbraucher, sogenannte RLM-Kunden,¹² wie sie im Gewerbe und Industriesektor zu finden sind, werden im Leistungspreissystem nach Leistungs- und Arbeitspreisen ermittelt – wobei einzelne Verbraucher individuelle Sondernetzentgelte nach § 19 StromNEV in Anspruch nehmen können.

Während all diese Aspekte der Netzentgeltsystematik im Zuge einer Ausrichtung auf die Energiewende mindestens diskussionswürdig sind, stellt das Leistungspreissystem ein klares Flexibilitätshemmnis dar. So müssen industrielle Verbraucher entsprechend ihrer Jahreslastspitze ein Leistungspreisentgelt entrichten. Die Leistungspreise reizen also einen gleichmäßigem Strombezug an.

Die hemmende Wirkung des Leistungspreissystems wird durch den Lastenmanagement-Bericht der BNetzA verdeutlicht: 36 % der befragten Unternehmen gaben an, ihre verfügbare Flexibilität nicht etwa am volatilen Strompreis und dem EE-Dargebot auszurichten, sondern die Flexibilität lediglich zu nutzen, um ihre Netzentgelte zu optimieren (Bundesnetzagentur, 2024). Ein systemdienlicher Einsatz hingegen

findet nicht statt. Ergänzend zu einer Reform der Sondernetzentgelte sollte das Leistungspreissystem damit Kernbestandteil einer Netzentgeltreform sein.

Neben diesem Fehlanreiz des Leistungspreises bestehen in der Netzentgeltsystematik weitere Fehlanreize, die im Rahmen einer Reform adressiert werden sollten. Dazu gehören Eigenverbrauchsanreize durch hohe Arbeitspreise sowie regionale Unterschiede in den Netzentgelten, die weder gezielte Investitions- noch Betriebssignale setzen.

Im Zuge notwendiger Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze steigen die Netzentgelte – ohne Querfinanzierung – zukünftig weiter an. Die Fehlanreize durch die Netzentgeltsystematik können damit weiter ansteigen. So sind im Zeitraum von 2015 bis 2024 die durchschnittlichen Netzentgelte für Gewerbekunden um rund zwei Drittel gestiegen. Die Netzentgelte für Industriekunden haben sich im gleichen Zeitraum sogar fast verdoppelt (Bundesnetzagentur, 2024). Diese Entwicklung stellt zudem ein investives Hemmnis für Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-Heat – und damit neue Flexibilitätsoptionen – dar. Schließlich verlieren strombasierte Technologien durch steigende Netzentgelte an Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellen Lösungen.

2.4.2 UMSETZUNG UND WIRKUNGSMECHANISMUS

Die Ausgestaltung der Netzentgelte verfolgt verschiedene, gegeneinander abzuwägende Ziele. Einer umfassenden Reform der Netzentgelte muss damit eine Neugestaltung dieser Zielhierarchie vorangehen und ein klares Zielbild definiert werden, welches durch eine Reform erreicht werden soll. Im Fokus

¹² Eine registrierende Leistungsmessung (RLM) wird für Netznutzer ab 100 MWh Jahresstromverbrauch genutzt. Für Netznutzer ohne RLM werden keine Leistungspreise erhoben, sondern nur Grundpreise und Arbeitspreise.

einer neuen Zielhierarchie sollte stehen, dass Netzentgelte ein Verbrauchsverhalten anreizen, welches die Gesamtsystemkosten minimiert (Anreizwirkung). Dementsprechend sollte eine Neugestaltung des Leistungspreissystems darauf abzielen bestehende Fehlanreize abzubauen. So sollten die Leistungspreise entweder zeitlich flexibilisiert oder zugunsten anderer Entgeltkomponenten deutlich reduziert werden, um ein marktdienliches Verhalten zu ermöglichen. Zusätzlich gilt es netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung stärker zu belohnen, indem durch zeitvariable – oder langfristig dynamische – Arbeitspreise gezielte Anreize zur netzdienlichen Flexibilisierung gesetzt werden.

Eine Reform der Netzentgelte ist durch die zuständige Bundesnetzagentur anzustoßen, sollte aber die gesamte energiewirtschaftliche Branche – alle Netznutzer – miteinbeziehen. Die Bundesregierung kann dabei als Impulsgeber auftreten und sich für die Vereinbarkeit einer Reform mit den übergreifenden Zielen der Energiewende einsetzen. Konkrete Schritte zur Umsetzung einer Reform sind:

- Definition eines Zielbildes und Festlegung einer Zielhierarchie für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik im Einklang mit europäischer Gesetzgebung
- Umfassendes „fact finding“, um die für eine Reform notwendige Transparenz und Datenbasis zu schaffen: Welche Akteure tragen welchen Anteil zu Netzbelastungen bei? Wie flexibel sind diese Akteure? Welchen Beitrag leisten die Akteure derzeit zur Finanzierung der Netze?
- Umsetzung eines breit angelegten Konsultationsverfahrens bzw. Branchendialogs über gesamten Reformprozess hinweg
- Bewertung verschiedener, möglicher Reformoptionen für das Leistungspreissystem unter Berücksichtigung der Zielhierarchie insbesondere Anreizwirkung und Verteilungswirkungen, u.a.
 - Einführung zusätzlicher Entgeltkomponenten wie Grundpreis und/oder Kapazitätspreis bei Abschaffung oder Absenkung des Leistungspreises sowie einer veränderten Gewichtung des Arbeitspreises
 - Fokus auf zunächst zeitvariable und perspektivisch dynamische AP bei (nahezu) vollständigem Absenken der LP
 - Gezieltes Setzen lokaler Preissignale durch Netzentgelte
- Bewertung verschiedener, möglicher Reformoptionen für bestehende Befreiungs- und Entlastungsbestände (inkl. Sondernetzentgelte für Industrie). Dabei sollten auch Übergangsregelungen berücksichtigt werden, da ein abruptes Ende insbesondere der Sondernetzentgelte für die Industrie zu größeren Verwerfungen führen könnte.
- Festlegung eines Reformkonzeptes und Quantifizierung von Ausgestaltungsparametern inklusive Definition von Übergangsregelungen und Festlegen eines Transformationspfades hin zu einem langfristigen Zielsystem (Planungssicherheit)
- Anpassung der gesetzlichen Grundlagen des Leistungspreissystems in § 17 (2) StromNEV und Ersatz durch BNetzA-Festlegungen
- Entwickeln von Kompensationsmaßnahmen für unerwünschte Verteilungseffekte einer Netzentgeltreform

Die Diskussionen um eine Reform der Netzentgeltsystematik haben mit dem Übergang der Zuständigkeit auf die BNetzA und der Ankündigung von Reformvorhaben durch die Agentur neue Fahrt aufgenommen. Eine Reform kann dabei an umfassende Vorarbeiten anknüpfen. So werden in den einschlägigen Vorarbeiten die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungsoptionen des Leistungspreissystems auf verschiedene Gruppen von Netznutzern diskutiert – von einer Änderung der Berechnungsmethodik von Arbeits- und Leistungspreisen, über eine Verringerung der Leistungspreise durch Ergänzung mit weiteren, anschlussbezogenen Komponenten bis hin zu einer vollständigen Abschaffung des Leistungspreises (Consentec, Fraunhofer ISI, 2018). Gegenstand der Diskussionen sind zudem eine Reform der Wälzung der Netzentgelte, eine bundesweite Vereinheitlichung oder auch deren gezielte räumliche Differenzierung (lokale Preissignale) sowie die Einführung von Einspeisenetzentgelten (IKEM, 2020; Agora Energiewende, 2021; UBA 2024). Jüngste Reformvorschläge zeigen einen Pfad zur Umgestaltung der Sondernetzentgelte und Dynamisierung der Netzentgelte auf, um Flexibilisierung in der Industrie zu ermöglichen (Agora Industrie, 2025).

Neben diesen Vorarbeiten bestehen weitere Anknüpfungspunkte, die im Rahmen einer Reform berücksichtigt werden sollten. So hat die Europäische Kommission für das zweite Quartal 2025 Handreichungen an die Mitgliedsstaaten angekündigt, wie eine reformierte Netzentgelt-Systematik aussehen könnte. Berücksichtigt werden sollten auch die Diskussionen um einen Split der deutschen Gebotszone und das noch zu veröffentlichende Ergebnis der

EU-Gebotszonenüberprüfung: Sofern ein Split der deutschen Gebotszone nicht umgesetzt wird, können lokale Preissignale auch über räumlich differenziert Netzentgelte realisiert werden.

Eine Reform der Netzentgelte, die Flexibilisierung als ein Ziel verfolgt, erschließt zusätzliche Flexibilitätpotenziale für einen systemdienlichen Einsatz in Industrie und Gewerbe. Zudem geben Übergangsregelungen und ein langfristiges Zielsystem Planungssicherheit für Unternehmen. Damit werden Investitionen in Sektorkopplungstechnologien und die Elektrifizierung von Produktionsprozessen ermöglicht. Eine Reform kann dabei auch Entlastungen für Unternehmen mit sich bringen, die vorhandene Flexibilitätpotenziale systemdienlich einsetzen. Eine beispielhafte Rechnung für ein energieintensives Papierunternehmen verdeutlicht: Durch eine Reform der Netzentgeltsystematik inklusive der Sondernetzentgelte für industrielle Verbraucher, könnte das Unternehmen nicht nur zur systemdienlichen Flexibilisierung angereizt werden, sondern zudem Einsparungen in Höhe von 4% der jährlichen Kosten für Strom und Netzentgelte realisieren. Zudem werden die jährlichen CO²-Emissionen des Strombezugs um 2% gesenkt (Kopernikus Synergie, 2025).

2.4.3 WEITERE ERFOLGSFAKTOREN ZUR UMSETZUNG DER MASSNAHME

Neben den Wechselwirkungen der Reformansätze mit einem potenziellen Split der deutschen Gebotszone, sollten im Rahmen einer Netzentgeltreform auch die Wirkung

von bestehenden Befreiungstatbeständen berücksichtigt werden. Privilegien sollten überprüft und gegebenenfalls reformiert werden. Anstatt pauschaler Privilegierungen einzelner Technologien oder Gruppen Netznutzern, sollten Privilegien nur bei Kompatibilität mit dem angestrebten Zielsystem gewährt oder an ein systemdienliches Verhalten gekoppelt werden.

Um Unternehmen Flexibilisierung zu ermöglichen, können die Anreize für Investitionen in Sektorkopplungstechnologien gestärkt werden, beispielsweise durch die variable Ausgestaltung bzw. Absenkung weiterer staatlich induzierter Strompreisbestandteile; oder durch Stärken der CO₂-Bepreisung anderer Energieträger (ETS1, ETS2).

Eine Netzentgeltreform geht zwingend mit Umverteilungseffekten einher, die Mehr- oder Minderbelastung bei verschiedenen Gruppen von Netznutzern verursachen – und gegebenenfalls durch weitere Maßnahmen kompensiert werden sollten.

Damit zeitvariable Netzentgelte in der Breite verfügbar gemacht werden können, muss der Smart-Meter-Rollout als Voraussetzung für zeitlich aufgelöste Abrechnung im Gewerbesektor beschleunigt werden (siehe Maßnahme 2).

Netzbetreiber sind für die praktische Umsetzung einer Netzentgeltreform zuständig – also mehr als 800 Organisationen in Deutschland mit sehr unterschiedlichen Voraussetzungen und unterschiedlicher Leistungsfähigkeit. Vor allem eine Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte kann eine Herausforderung für Netzbetreiber darstellen. Durch die Anreizregulierung muss einerseits die Leistungsfähigkeit

der Netzbetreiber sichergestellt werden. Andererseits sollte durch eine Reform der Anreizregulierung auch Anreize gesetzt werden, um neue intelligente Lösungen für den Netzbetrieb zu nutzen. Dadurch kann ein effizienter Netzausbau und -betrieb im Einklang mit den Anforderungen der Energiewende gewährleistet werden und so die Höhe der Netzentgelte insgesamt begrenzt werden.

2.4.4 BEWERTUNG

Die Bewertung der Maßnahme wird entlang der Kriterien anhand einer fünfstufigen Skala vorgenommen (++ , + , 0 , - , --).

- **Effektivität:** (++) Die Maßnahme kann bereits bestehende Flexibilitätpotenziale in Industrie- und Gewerbe für einen systemdienlichen Einsatz erschließen.
- **Beitrag zur Systemeffizienz:** (++) Durch eine Reform der Netzentgeltsystematik können Fehlanreize abgebaut werden und ein marktdienlicher Einsatz vorhandener Flexibilitätpotenziale ermöglicht werden. Zudem können im Zuge der Reform Anreize für ein netzdienliches Verhalten am tatsächlichen Zustand und Bedarf der Netze ausgerichtet werden.
- **Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern:** (?) Die Verteilungswirkung einer Reform kann nur anhand eines konkreten Vorschlags bewertet werden. Eine Reform, die Anreizwirkung der Netzentgelte in den Mittelpunkt stellt, wirkt tendenziell entlastend für Verbraucher – sowohl Haushalte als auch Industrie, die ihren Stromverbrauch flexibilisieren können und belastend für Verbraucher ohne Flexibilitätsoptionen.

- **Umsetzbarkeit:** (-) Die Bundesnetzagentur kann eine Reform unabhängig umsetzen. Dennoch geht die Reform potenziell mit hohen Verteilungswirkungen einher, die die Ausgestaltung der Reform erschweren. Zudem müssen sich betroffene Verbrauchergruppen auf die Reform einstellen und ggf. Produktionsprozesse anpassen bzw. flexibilisieren, um Mehrbelastungen zu vermeiden.

- **Handlungsdruck:** (++) Eine Reform der Netzentgeltsystematik benötigt eine hohe Vorlaufzeit für die Ausgestaltung der Reform und einen langen Zeitraum für den Übergang in das Zielsystem. Die Reform sollte so schnell wie möglich angestoßen werden.

2.5 MASSNAHME 4: FÖRDERUNG VON FLEXIBILISIERUNGSMASSNAHMEN



Herausforderung

- Flexibilisierungsmaßnahmen werde in der aktuellen Förderlandschaft nicht abgedeckt
- Unsicherheit zu den zukünftigen Erlösmöglichkeiten
- Flexibilisierungsmaßnahmen erfüllen oft nicht die geforderten (kurzen) Amortisationszeiten



Maßnahme

- Flexibilisierung daher als eigenständiges Ziel in bestehende Förderprogramme integrieren
- Prüfen ob strenge Effizienzvorgaben in bestehenden Förderprogrammen einer Flexibilisierung im Weg stehen



Wirkungsmechanismus

- Erhöhung der Investitionen in Flexibilisierungsmaßnahmen in der Industrie
- Flexibilitätspotenzial von Unternehmen wird gehoben und ggf. erhöht, bspw. durch bivalenten Betrieb, Speicher und Überkapazitäten

Der Abbau von Flexibilisierungshemmnissen ist notwendig, um eine Flexibilisierung der Industrie zu ermöglichen und lastseitige Flexibilitätspotenziale zu heben. Doch auch nach Abbau technischer, regulatorischer und organisatorischer Hemmnisse, können wirtschaftliche Hemmnisse verbleiben, die verhindern, dass Unternehmen in Flexibilisierungsmaßnahmen investieren. Darüber hinaus können aufgrund hoher Rentabilitätsanforderungen und kurzer Betrachtungszeiträume bei Investitionsentscheidungen selbst wirtschaftliche Flexibilisierungsmaßnahmen nicht in jedem Fall von Unternehmen umgesetzt werden. Eine Flexibilisierung der Stromnachfrage ist für viele Unternehmen daher derzeit ein Randthema und vorhandene Flexibilitätspotenziale werden nicht erschlossen.

Staatliche Förderung kann dazu beitragen, diese Umsetzungslücke zu schließen. Eine Förderung von Flexibilisierungsmaßnahmen

ermöglicht einerseits auf Unternehmensebene eine wirtschaftliche Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen. Andererseits können durch die zusätzlich erschlossenen Flexibilitätspotenziale im Stromsystem Mehrwerte gehoben werden, die über die Vergütung einzelner Flexibilitätsanbieter hinausgehen. Schließlich kann eine solche Förderung auch über den unmittelbaren Empfängerkreis hinaus helfen das Angebot von Flexibilität schneller auszuweiten“; beispielsweise in dem durch eine Anschubfinanzierung mehr Industrie-Akteure als ohne eine Förderung ihre Flexibilitätspotenziale im Markt anbieten und dadurch Lerneffekte früher eintreten.

Analog zur Nachfrageflexibilisierung zeigt sich auch im Bereich der Energieeffizienz von Unternehmen eine Umsetzungslücke. Während Energieeffizienzmaßnahmen für Unternehmen umfassend gefördert werden, gilt dies nicht im gleichen Maße für Flexibilisierung. Eine kursorische Analyse, der

in der Förderdatenbank des Bundes gelisteten Förderprogramme, verdeutlicht dies: Während mehr als zehn verschiedene Programme Effizienzmaßnahmen fördern, stehen für Flexibilisierungsmaßnahmen in der Industrie außerhalb von Forschung & Entwicklung lediglich die Förderkredite im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien zur Verfügung (BMWK Förderdatenbank.de, Stand: 02.2025).

In der Industrie sowie bei KMU steht im Zuge der Dekarbonisierung eine umfassende Elektrifizierung von Produktions- und Querschnittstechnologien an, wie bspw. die elektrifizierte Wärmebereitstellung durch Elektrodenkessel (PtH). Hierbei können Förderprogramme bewirken, dass Investitionshemmnisse abgebaut werden und die entstehenden Flexibilitätspotenziale unmittelbar erschlossen werden. Zudem kann durch Förderprogramme bei Unternehmen ein höheres Bewusstsein für Flexibilisierung geschaffen werden, welches auch außerhalb der geförderten Maßnahmen wirkt.

2.5.1 AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNG

Das Lastmanagementmonitoring der Bundesnetzagentur zeigt auf, dass 85% der Standorte der befragten Unternehmen keine Flexibilisierungsmaßnahmen planen Bundesnetzagentur (2024). Zudem gaben die Unternehmen an, dass an drei von vier Standorten die Produktions- und sonstige Prozesse aufgrund technischer Restriktionen nicht flexibel betrieben werden können. Notwendige Investitionen für eine Flexibilisierung wie Wärme-, Materialspeicher oder neue Anlagen werden ohne den Abbau weiterer Hemmnisse oder zusätzliche Förderung also nicht umgesetzt.

Als Hemmnis für Investitionsentscheidungen für die Flexibilisierung von Anlagen zeigt sich insbesondere, dass für Nebenanlagen wie Querschnittstechnologien Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung eines kurzen Zeithorizonts getroffen werden. Demgegenüber stehen Flexibilisierungsmaßnahmen bzw. Investitionen in neue flexible Anlagen, die über ihre gesamte Lebensdauer Mehreinnahmen durch Flexibilitätsvermarktung bzw. geringe Kosten im Strombezug ermöglichen. Damit können die geforderten Amortisationszeiten bzw. hohen Renditeanforderungen jedoch oftmals nicht eingehalten werden.

Zudem herrscht eine große Unsicherheit über die zukünftigen Erlösmöglichkeiten durch Flexibilitätsvermarktung. Außerdem werden auch mögliche Rückwirkungen von Flexibilisierungsmaßnahmen auf Produktionsprozesse sowie mögliche Effizienzverluste durch Flexibilisierung als Risiko wahrgenommen. Zusätzliche, nicht-wirtschaftliche Hemmnisse zeigen sich im Mangel an qualifiziertem Personal und unzureichendem Wissen über den Nutzen von Flexibilisierungsmaßnahmen.

2.5.2 UMSETZUNG UND WIRKUNGSMECHANISMUS

Trotz dieser bestehenden Herausforderungen zielen bestehende Förderprogramme des Bundes für Unternehmen vorrangig auf Energieeffizienz und Dekarbonisierung ab. Maßnahmen zur Flexibilisierung können derzeit nur gefördert werden, wenn sie auf diese Ziele einzahlen. Um Flexibilisierung gezielt zu fördern, sollte Flexibilisierung daher als eigenständiges Ziel in bestehende Förderprogramme integriert werden.

In einem ersten Schritt sollten bestehende Förderprogramme zunächst dahingehend überprüft werden, ob Förderbedingungen wie das Einhalten sehr strenger Effizienzvorgaben einer Flexibilisierung im Wege stehen. In einem weiteren Schritt können Maßnahmen zur Flexibilisierung explizit als Fördergegenstand aufgenommen werden. Übergreifendes Ziel einer Anpassung von Förderprogrammen sollte es sein, dass Unternehmen bei Investitionen in langlebige Anlagen einen flexiblen Betrieb auch heute schon mitdenken (bspw. durch Überkapazitäten, bivalenten Betrieb, Speicher). Speziell bei der Förderung von Elektrifizierungsmaßnahmen könnte Förderung von Flexibilisierung nicht nur ermöglicht werden, sondern die Möglichkeit zum flexiblen Betrieb der neuen Anlagen als Förderbedingung festgelegt werden.

In der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft des BMWK (EEW) könnten Flexibilisierungsmaßnahmen durch folgende Anpassungen berücksichtigt werden:

- EEW Modul 1, Investitionen in Querschnittstechnologien: Berücksichtigung von Speichern (Wärme, Kälte, Druckluft, ...) und Steuerung (EMS)
- EEW Modul 2, Prozesswärme aus EE: Überdimensionierung von Anlagen zulassen (derzeit sind diese zu vermeiden); Smart-Grid-Ready-Labels bei Wärmepumpen sowie das Nutzen eines dynamischen Stromtarifs (derzeit Grünstromanforderung) als Förderbedingungen aufnehmen
- EEW Modul 3, EMS: vornehmlichen Zweck eines EMS zur Reduktion des Energiebedarfs auf Flexibilisierung erweitern; Kopplung von EMS an ISO 50001 aufheben

- EEW Modul 4, Basisförderung: Reduktion des Endenergiebedarfs als Anforderung (-15%) aufweichen wenn zugleich Flexibilisierung ermöglicht wird
- EEW Modul 4, Premiumförderung/KfW Nr 295: Förderbedingungen sind bereits weitgehend offen formuliert; Flexibilisierung explizit zulassen bzw. bei Elektrifizierung einfordern; bivalente Wärmebereitstellung explizit ermöglichen; Dekarbonisierungsbonus um Flexibilisierungsbonus ergänzen
- EEW Modul 6, Elektrifizierung: Möglichkeit eines flexiblen Betriebs neuer Anlagen einfordern; Hybridisierung von Anlagen ermöglichen (derzeit ausschließlich Ersatz von Anlagen zugelassen, kein Weiterbetrieb)

Im Ergebnis sollten die Richtlinien der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft des BMWK sowie weiterer Förderprogramme angepasst werden. Europäische Vergabevorschriften müssen berücksichtigt werden. Sollten diese einer Anpassungen der Förderprogramme im Wege stehen, sollte auf europäischer Ebene auf deren Anpassung hingewirkt werden. Hierfür besteht in der anstehenden Umsetzung des Action Plan for Affordable Energy der Europäische Kommission ein Fenster. Schließlich umfasst der Plan auch das Überprüfen des Beihilferahmen für die Förderung von Flexibilität.

2.5.3 BEGLEITENDE MASSNAHME UND WECHSELWIRKUNGEN/WEITERE ERFOLGS-FAKTOREN

Neben Fördermaßnahmen haben sich im Bereich der Energieeffizienz Unternehmensnetzwerke (Klimaschutz- und Effizienznetzwerke) und Wissensvermittler (bspw. Kompetenzzentrum Energieeffizienz durch Digitalisierung (KEDi)); etabliert, um Akteure zu vernetzen, Entscheidungshilfen anzubieten, Informationen zu bündeln und zum Kompetenzaufbau beizutragen. Entsprechende Konzepte können auf Flexibilisierung erweitert oder übertragen werden.

2.5.4 BEWERTUNG

Die Bewertung der Maßnahme wird entlang der Kriterien anhand einer fünfstufigen Skala vorgenommen (++ , + , 0 , - , --).

- **Effektivität:** (+) Erfahrungen im Bereich von Energieeffizienzmaßnahmen zeigen, dass durch Förderung
- **Beitrag zur Systemeffizienz:** (+) Durch die Maßnahme können zusätzlich Potenziale erschlossen werden. Die Möglichkeiten zum systemdienlichen Einsatz dieser Flexibilitätspotenziale hängen maßgeblich von anderen Hemmnissen ab (siehe bspw. Maßnahme 3).
- **Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern:** (+) Der Zugriff auf Fördermittel bewirkt eine Entlastung von Unternehmen. Durch stärkere Anreize zur Flexibilisierung, können potenziell auch die Strombezugskosten der Unternehmen gesenkt werden. Es entstehen unter Umständen Mitnahmeeffekte bei Unternehmen, die ohnehin in Elektrifizierung und Dekarbonisierung investieren würden.

- **Umsetzbarkeit:** (0) Das Öffnen bestehender Förderprogramme bringt geringe Transaktionskosten mit sich und es werden keine zusätzlichen Haushaltsmittel benötigt.
- **Handlungsdruck:** (0) Der Abbau von Hemmnissen sollte gegenüber Förderung von Flexibilisierungsmaßnahmen prioritär angegangen werden.

2.6 MASSNAHME 5: REDISPATCH FÜR FLEXIBLE LASTEN ÖFFNEN



Herausforderung

- Im derzeitigen Redispatch-Regime werden nur erzeugungsseitige Flexibilitätsoptionen sowie Speicher berücksichtigt
- Kleinteilige dezentrale Flexibilitäten werden nicht berücksichtigt und können keinen Beitrag zum Netzengpassmanagement leisten



Maßnahme

- Einführung eines hybriden Redispatch-Mechanismus der last- und erzeugungsseitige Flexibilitätspotenziale in eine gemeinsame Merit-Order-Kurve kombiniert
- Umsetzung eines großskaligen Demonstrationsprojektes (Reallabor)



Wirkungsmechanismus

- Absenkung von Gesamtdispatchkosten
- Kleinteilige, dezentrale Flexibilitätsoptionen können am Redispatch-Mechanismus teilhaben und zusätzliche Erlöse erzielen

Im derzeitigen Redispatch-Regime werden nur erzeugungsseitige Flexibilitätsoptionen, konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare Energien, sowie Speicher berücksichtigt. Eine Möglichkeit zur Teilnahme lastseitiger Flexibilitätsoptionen am Redispatch besteht derzeit nicht. Vor dem Hintergrund steigender Redispatchkosten bei gleichzeitig sinkenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten kann das Öffnen des Redispatch für Lasten zur Lösung der bestehenden Herausforderungen im Engpassmanagement beitragen. Schließlich ist das Redispatchvolumen innerhalb von fünf Jahren (2019–2023) um rund 70% gestiegen. Gleichzeitig haben sich die Redispatchkosten mehr als verdoppelt (SMARD, 2023). Verzögerungen in den ambitionierten Plänen zum Ausbau des Übertragungsnetzes kann die Herausforderungen zusätzlich verschärfen.

Die Integration kleinteiliger, dezentraler und lastseitiger Flexibilität könnte nun einerseits das Redispatchpotenzial erhöhen und andererseits die Redispatchkosten senken. Durch das Erschließen neuer Potenziale

kann gegebenenfalls die Notwendigkeit für den Bau neuer steuerbarer Kraftwerke in Süddeutschland zeitlich gestreckt werden. Neben einer Stabilisierung der Entwicklung des Redispatch, wird durch eine Öffnung des Redispatch auch eine neue Erlösmöglichkeiten für kleinteilige, dezentrale Flexibilitäten geschaffen. Dies erhöht die Wirtschaftlichkeit von Flexibilisierungsmaßnahmen – und da es sich bei Flexibilisierung zumeist um ein binäre Entscheidung handelt, also entweder oder – werden die Flexibilitätspotenziale auch für andere Einsatzzwecke erschlossen.

2.6.1 AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNG

Im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien und dem Hochlauf neuer Verbrauchsanlagen durch Elektrifizierung in Verbindung mit nur langsam voranschreitendem Netzausbau, steigen perspektivisch Redispatchmengen und damit verbundene Kosten weiter an. Insbesondere im Süden Deutschlands fehlt es an positivem Redispatch Potenzial.

Das bestehende, kostenbasierte Redispatchregime ist ungeeignet, um die kleinteiligen, dezentralen Flexibilitäten wie Wärmepumpen, EVs, Heimspeicher, oder andere flexible Lasten zu integrieren. Schließlich kann die Kostenbasis für nachfrageseitige Flexibilität nicht eindeutig bzw. nur mit einem unverhältnismäßig hohen operativen Aufwand bestimmt werden. Probleme bei der Bestimmung von Verfügbarkeiten und Kosten von lastseitiger Flexibilität können jedoch durch ein Marktmechanismus überwunden werden.

In der europäischen Gesetzgebung wird die Beteiligung von Lasten am Redispatch nicht nur ermöglicht, sondern ist entsprechend Art. 13 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung sogar geboten. Ein Opt-out ist den Mitgliedsstaaten für die Gefahr strategischen Gebotsverhalten vorgesehen. In der nationalen Gesetzgebung ist die marktliche Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen bereits im §14c EnWG angelegt.

Der marktbasierter Redispatch steht jedoch vor der strukturellen Herausforderung, dass Marktteilnehmer die Möglichkeit eines strategischen Gebotsverhaltens haben. Dieses folgt aus der räumlichen Überlagerung des Redispatch-Marktes mit dem zonalen Strommarkt und der Möglichkeit auftretende Engpässe im Übertragungsnetz zu prognostizieren. Gegenmaßnahmen sind notwendig, um strategisches Gebotsverhalten zu unterbinden und Wohlfahrtsverluste zu verhindern.

2.6.2 UMSETZUNG UND WIRKUNGSMECHANISMUS

Um die Nutzung bestehender Flexibilitätspotenziale im Redispatch zu ermöglichen, sollte ein hybrider Redispatch-Mechanismus eingeführt werden. Dieser kann marktbasierter Redispatchpotenziale und den erzeugungsseitigen kostenbasierten Redispatch zusammenführen: Last- und erzeugungsseitige Flexibilitätspotenziale werden in eine gemeinsame Merit-Order-Kurve kombiniert. Die Teilnahme am marktbasierter Redispatch ist dabei im Gegensatz zum kostenbasierten Redispatch freiwillig.

Um einen hybriden Redispatch zu verwirklichen, ist die Umsetzung eines großskaligen Demonstrationsprojekt bzw. Reallabor erforderlich, welches bei Erfolg nahtlos in eine praktische Anwendung überführt werden kann. Notwendige Schritte für die Einführung des hybriden Redispatch sind damit:

- Ausgestaltung diskriminierungsfreier, transparente Ausschreibungen und Produktdefinition für den RD-Markt, bspw. mit langfristigen Leistungsangeboten sowie kurzfristigen Arbeitsangeboten
- Entwickeln massenfähiger Prozesse und Verifizieren der Umsatzbarkeit, durch ein großskaliges Pilotprojekt bzw. Reallabor; anschließende Festlegung durch die BNetzA; hierzu gehören unter anderem der bilanzielle Ausgleich, Netzbetreiberkoordinierung und Datenaustausch
- Nachweis der Wirksamkeit von Mechanismen gegen strategisches Gebotsverhalten (Inc-Dec-Gaming) im Regelbetrieb

- Schaffen der rechtlichen Grundlagen für eine Überführung aus dem Reallabor in den operativen Betrieb:
 - §13a EnWG anpassen, um marktbasierter RD zu erfassen und bilanziellen Ausgleich zu klären
 - Kostenanerkennung für marktbasierter RD in Anreizregulierung (Anpassung FSV Redispatch; Kapitalisierung eines festen Anteils der RD-Kosten; neue Kostenklasse für IKT-Infrastruktur) (Goldkamp et al. 2021; DESIGNETZ, 2021)
 - Einsatzreihenfolge Regeln (§ 13 ggü. 14a EnWG-Maßnahmen) und technisch umsetzen (Koordinierungsfunktion (KOF) entsprechend VDE FNN)

Ziel des Reallabors muss also die Erprobung des neuen Redispatch-Regimes unter praxisnahen Bedingungen sein, wodurch ein Nachweis von Praktikabilität, Wirksamkeit und Funktionalität der Prozesse erzielt werden kann. Hierfür ist die Beteiligung der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette notwendig. Einerseits müssen in Abstimmung mit den Regulierungsbehörden Regelungen für die Vergütung, Abrechnung, Bilanzierung von Redispatch-Angeboten entwickelt werden. Andererseits müssen die notwendigen technischen Voraussetzungen für die Umsetzung geschaffen werden: Entwicklung einer Marktplattform, um Gebote lastseitiger Flexibilität zu sammeln; Aufbau einer Datenplattform bzw. Schnittstellen für den Austausch zwischen ÜNB, VNB und Aggregatoren bzw. Flexanbietern.

Dabei kann auf umfangreiche Vorarbeiten und Erfahrungen aus Pilotprojekten zurückgegriffen werden. So haben die Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW,

TenneT und Amprion einen Vorschlag für einen hybriden komplementären Redispatch entwickelt und im Pilotmaßstab erprobt (E-Bridge, 2022). Zudem wird im Rahmen des BMWK-geförderten Demonstrationsprojektes Redispatch 3.0 die technische Umsetzung auf Basis von Smart-Meter-Infrastruktur erprobt (Redispatch 3.0, letzter Zugriff: 24.03.2024). Erfahrungen mit der Umsetzung von Maßnahmen gegen strategisches Gebotsverhalten konnten in den SINTEG-Schaufenstern gesammelt werden (Guidehouse, 2022).

Die Umsetzung eines hybriden Redispatch kann dann als erfolgreich angesehen werden, wenn ein Netto-Wohlfahrtsgewinn durch Verringerung der Redispatchkosten erzielt werden kann – auch unter Berücksichtigung eventuell entstehender Verluste durch strategisches Gebotsverhalten einzelner Marktteilnehmer. Die wirtschaftlichen Potenziale sind hoch: Eine Analyse der Uni Stuttgart ermittelt einen Mehrwert in Höhe von rund 50 Mio. Euro pro Jahr allein im Netzgebiet der TransnetBW (Uni Stuttgart, 2021).

2.6.3 BEGLEITENDE MASSNAHME UND WECHSELWIRKUNGEN/WEITERE ERFOLGSFAKTOREN

Wichtigster Faktor für die erfolgreiche Umsetzung eines marktbasierter Redispatch ist die erfolgreiche Eindämmung von lokaler Marktmacht und strategischem Gebotsverhalten. Hierfür können in der Praxis erprobte Gegenmaßnahmen zum Einsatz kommen, wie bspw.

- Ex-Post-Überwachung der Marktteilnehmer mit Monitoring und Pönalisierung

- Leistungsorientierte Produkte und lange Produktlaufzeiten
- Sicherstellen einer hohen Liquidität auf dem Markt
- Implizite Preisgrenzen durch gemeinsame Merit Order mit kostenbasiertem Redispatch
- Randomisierte Abrufe von Geboten, um das Risiko bei strategischem Gebotsverhalten zu erhöhen

Begleitend zur Umsetzung eines hybriden Redispatch sollte auch die Anreizregulierung reformiert werden, um Netzbetreibern eine bessere Anerkennung der operativen Kosten des marktbasierenden Engpassmanagements zu ermöglichen.

2.6.4 BEWERTUNG

Die Bewertung der Maßnahme wird entlang der Kriterien anhand einer fünfstufigen Skala vorgenommen (++ , + , 0 , - , --).

- **Effektivität:** (+) Durch die Maßnahme werden Flexibilitätspotenziale für einen netzdienlichen Einsatz erschlossen. Insbesondere auf Haushaltsebene stehen zukünftig sehr hohe Flexibilitätspotenziale zur Verfügung (siehe Maßnahme 1).
- **Beitrag zur Systemeffizienz:** (?) Durch das Einbeziehen flexibler Lasten in den Redispatch, können die Kosten des Engpassmanagements im potenziell gesenkt werden. Die Wirkung hängt jedoch stark davon ab, dass Maßnahmen gegen Marktmacht und strategisches Gebotsverhalten effektiv sind.

- **Umsetzbarkeit:** (-) Die Einführung eines neuen Redispatchregimes setzt umfangreiche Anpassungen bei allen energiewirtschaftlichen Akteuren voraus. Die Umstellung wird jedoch durch drei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber unterstützt.

- **Be- bzw. Entlastung von Verbrauchern:** (+) Durch das Öffnen des Redispatch für flexible Lasten wird für diese eine neue Vermarktungsmöglichkeit erschlossen.

- **Handlungsdruck:** (+) Die Einführung eines neuen Redispatchregimes benötigt eine lange Vorlaufzeit. Der absehbare Rückgang steuerbarer Kraftwerkskapazität sollte durch das Erschließen zusätzlicher Redispatchpotenziale rechtzeitig adressiert werden. Eine zeitnahe Umsetzung mittelfristige Umsetzung eines großskaligen Demonstrationsprojektes ist notwendig.

3. FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Flexibilisierung des Stromsystems rückt vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils volatiler erneuerbarer Energien in den Vordergrund. Das Erschließen von lastseitigen Flexibilitätpotenzialen stellt für Flexibilitätsanbieter dabei eine wirtschaftliche Abwägung dar zwischen den Kosten der Flexibilisierung und den durch die Flexibilisierung erzielbaren Erlösen bzw. Einsparungen. Vielfältige sektor- und technologiespezifische Flexibilitätshemmnisse führen für die Flexibilitätsanbieter dabei zu Mehrkosten (zum Überwinden der Hemmnisse) und machen den Einsatz von Flexibilität unwirtschaftlich. In anderen Fällen wird der Flexibilitätseinsatz durch den bestehenden regulatorischen Rahmen verhindert.

Vor diesem Hintergrund gilt es durch verschiedene Maßnahmen in unterschiedlichen Zuständigkeitsbereichen diese zahlreichen Einzelhemmnisse abzubauen. Ziel sollte es sein, den Flexibilitätsanbietern auf Basis marktlicher Mechanismen einen systemdienlichen Einsatz ihrer Flexibilität zu ermöglichen. Dem steigenden Handlungsdruck zum Hemmnisabbau kann dabei mit einer übergreifenden Flexibilitätsagenda begegnet werden. Diese Agenda kann die Basis bilden für eine Koordinierung von Maßnahmen und zuständigen Akteuren im Rahmen der Umsetzung. Eine Flexibilitätsagenda muss zentraler Bestandteil der energiepolitischen Vorhaben der kommenden Legislaturperiode sein. Das Erschließen bestehender Flexibilitätpotenziale und

deren systemdienlicher Einsatz kann die Gesamtsystemkosten senken. Dies kann auch zu Kosteneinsparungen bei Industrie und Haushalte führen und so die Belastung durch hohe Energiepreise verringern. Die Entwicklung einer Flexibilitätsagenda sollte daher unmittelbar durch die Bundesregierung angegangen werden. Übergreifend sollten folgende Richtlinien Berücksichtigung finden:

- Die Flexibilitätsagenda sollte über die Sammlung von Einzelmaßnahmen hinausgehen. Vielmehr sollten Maßnahmen in einen Zusammenhang gesetzt und zeitlich eingeordnet werden (Roadmap). Dabei gilt es Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen Maßnahmen zu berücksichtigen.
- Die Flexibilitätsagenda sollte eine Priorisierung von Maßnahmen vornehmen. Dabei sollte auch der systemische Bedarf für Flexibilität in verschiedenen Anwendungszwecken berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund sollten zentrale Hemmnisse, die eine große Wirkung aufweisen, prioritär abgebaut werden. Zudem sollten Maßnahmen unmittelbar angegangen werden, die kurzfristig Flexibilitätsbedarf decken können. Nach dem Abbau zentraler Hemmnisse, kann auch eine (ergänzende und zeitlich klar begrenzte) Förderung der Flexibilitätsanbieter in Erwägung gezogen werden, beispielsweise um einen schnelleren Markthochlauf und Lerneffekte zu unterstützen.

- Maßnahmen sollten unabhängig von den jeweiligen umsetzenden Organisationen erfasst werden, aber Zuständigkeiten klar benannt werden. Die Bundesregierung kann für die Umsetzung über Zuständigkeiten hinweg eine koordinierende Funktion einnehmen.
- Die Flexibilitätsagenda sollte mit einem Zielsystem im Blick entwickelt werden und wo notwendig Übergangsregelungen aufzeigen.
- Die Flexibilitätsagenda sollte Schnittstellen mit anderen Strategiedokumenten der Bundesregierung berücksichtigen, insbesondere zu den Themen Strom- und Wärmespeicher, der Systemstabilitätsroadmap, der Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismen.

Neben diesen übergreifenden Handlungsempfehlungen können bereits Einzelmaßnahmen identifiziert werden, die von einer Flexibilitätsagenda aufgegriffen werden sollten. Dies sind insbesondere die in diesem Papier dargestellten Maßnahmen:

- 1. Maßnahme:** Informations- und Transparenzkampagnen für den Hochlauf dynamischer Tarife
- 2. Maßnahme:** Öffnen der einschlägigen Förderprogramme des Bundes für Industrie-Investitionen in Flexibilität
- 3. Maßnahme:** Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts durch komplementären Einsatz einfacher und kostengünstiger fernauslesbarer Zähler

4. Maßnahme: Umfassende Netzentgeltreform, die Flexibilisierung ermöglicht

5. Maßnahme: Integration nachfrageseitiger Flexibilität in den Redispatch anhand eines großskaligen Reallabors vorbereiten

LITERATURVERZEICHNIS

- ACER (2023a), Barriers to Demand Response, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Barriers_to_demand_response.pdf
- ACER (2024b), Retail Market Monitoring Report 2024, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf
- Agora Energiewende (2021), Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf
- Agora Energiewende (2024), Klimaneutrales Deutschland – von der Zielsetzung zur Umsetzung, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf, Letzter Zugriff: 04. April 2025
- Agora Energiewende, FfE (2024), Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen>, letzter Zugriff: 24.03.2025
- Agora Industrie (2022), Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie, https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf, Letzter Zugriff: 24. März 2025.
- Agora Industrie (2024). Industrielle Energieflexibilität ermöglichen, https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-19_DE_IND_Reform_Industrielle_Netzentgelte/Reform_industrielle_Netzentgelte_Foliensatz.pdf
- Agora Industrie (2025), Reform der Sondernetzentgelte: Wegbereiter für industrielle Flexibilität und ein effizienteres Stromsystem, <https://www.agora-industrie.de/aktuelles/reform-der-sondernetzentgelte>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.
- Ariadne (2024), Annika Gillich, Heike Brand, Tobias Schmidt, Kai Hufendiek: Die Schlüsselrolle von Flexibilität im Stromsystem 2030 Nutzenanalyse und kritische Flex-Technologien. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. <https://doi.org/10.48485/pik.2024.004>
- Ariadne (2024), Kernelemente des Strommarktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen, https://ariadneprojekt.de/media/2024/11/Ariadne-Kurz dossier_Strommarktdesign_November2024.pdf, Letzter Zugriff: 24. März 2025.
- Bundesnetzagentur (2024), Kraftwerke am Strommarkt, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Kraftwerke_Strommarkt.png?__blob=poster&v=11, Letzter Zugriff: 04. April 2025.

European Commission (2020), Benchmarking smart metering deployment in the EU-28, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

Bundesnetzagentur (2025), Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzzugang-Messwesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

Bundesnetzagentur (2024), Monitoringbericht 2024, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

BMWK (2023), Stromspeicher-Strategie, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

BMWK (2024), Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation zum Strommarktdesign der Zukunft, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240927-stellungnahmen-im-rahmen-der-konsultation-zum-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=16, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

BMWK (2024), Förderdatenbank, <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/DE/Home/home.html> Letzter Zugriff: Februar 2025

Consentec, Fraunhofer ISI (2018), Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgelt-systematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6

DESIGNETZ (2021). Gemeinsamer Sachbericht für den Projektzeitraum 01.01.2017 bis 31.12.2020/ von einigen Partnern verlängert bis 31.03.2021 [t01 – t48/t51] (E.ON SE, Hrsg.). Zugriff am 05.10.2021. Verfügbar unter <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1769527044/DESIGNETZ-Baukasten-Energiewende-von-Einzell%C3%B6sungen?cHash=e6f-02d794587f8e0e04f1af5d647191c>

E-Bridge Consulting GmbH (2022), Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign, <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2022-10/Studie%20Redispatch%203.0%20Regulatorischer%20Rahmen%2C%20Markt-%20und%20Produktdesign.pdf>

E.ON (2025a), Flex – E.ON Spitzenpapier, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/politischer-dialog/eon-spitzengespraech/flex.html>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

E.ON (2025b), Flexibilität – E.ON Positionspapier, https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/campaigns/flex/231204_E.ON_POS_Flexibilit%C3%A4t.pdf

European Commission (2025), Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A New Industrial Strategy for Europe, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0079&qid=1741780110418>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

European Commission (2025), Aktionsplan für erschwingliche Energie, eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0079, Letzter Zugriff: 04. April 2025

- FfE (2023), Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf, Letzter Zugriff: 24. März 2025.
- Goldkamp, P., Janssen, R. & Ringel, P. (Hrsg.). (2021). enera. Projektkompandium. Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums. Zugriff am 29.09.2021. Verfügbar unter <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projekt-kompandium.pdf>
- Guidehouse (2022), Synthesebericht 2 - NETZDIENLICHE FLEXIBILITÄTSMECHANISMEN, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-2-netzdienliche-flexibilitatsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Guidehouse, Consentec, Neon, r2b, Fraunhofer ISI (2025), Analysen zur Begleitung der Arbeitsgruppen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS), <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/pkns-download-dokumente.html>, Letzter Zugriff: 24. März 2025
- IKEM (2020), Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0, <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM-Netzentgelte-Broschu%CC%88re.pdf>
- KEI/ Fraunhofer ISI (2024), Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse, https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/kei/Dateien/Publikationen/20240916_KEI_Studie_FlexI-Pro_final_barrierefrei.pdf
- Neon (2024), Mehrwert dezentraler Flexibilität. <https://www.zvei.org/presse-medien/publikationen/kurzstudie-mehrwert-dezentraler-flexibilitaet>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.
- Neon (2025a), Individuelle Netzentgelte, <https://neon.energy/Neon-Individuelle-Netzentgelte.pdf>
- Neon (2025b), Systemstützende Bilanzkreis-Bewirtschaftung, <https://neon.energy/Neon-Systemst%C3%BCtzende-Bilanzkreis-Bewirtschaftung.pdf>
- Regulatory Assistance Project (2022), The joy of flex: Embracing household demand-side flexibility as a power system resource for Europe, <https://www.raponline.org/knowledge-center/joy-flex-embracing-household-demand-side-flexibility-power-system-resource-europe/>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.
- Regulatory Assistance Project (2024a), Flexibility for All: Pursuing Socially Inclusive Demand-Side Flexibility in Europe, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/12/rap-yule-bennett-sunderland-flex-ability-all-socially-inclusive-demand-side-flexibility-europe-2024-january.pdf>
- Regulatory Assistance Project (2024b), Some like it hot: Moving industrial electrification from potential to practice, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2024/12/rap-rose-now-oxenaar-pusceddu-some-like-it-hot-moving-industrial-electrification-potential-practice-2024-december.pdf>
- Simplify Smart-Metering (2025), <https://simplify-smart-metering.de/>. Letzter Zugriff: 24.03.2025
- SMARD (2023), Netzengpassmanagement im Jahr 2023, <https://www.smard.de/page/home/topic-article/209944/213590>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

Stiftung Umweltenergierecht (2023), Rechtliche Rahmenbedingungen für die Implementierung von Smart Market, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/06/Stiftung_Umweltenergierecht-EOM_Plus_Abschluss_2023-06-19.pdf

Stiftung Umweltenergierecht (2024), Webinar Bidirektionales Laden, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/12/Stiftung_Umweltenergierecht_Webinar_Bidirektionales_Laden_2024-12-11.pdf

SynErgie (2020a), Whitepaper Electricity Spot Market Design 2030–2050, <https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/Whitepaper-Electricity-Spot-Market-Design-2030-2050.pdf>

SynErgie (2021), Positionspapier zu regulatorischen Änderungen, <https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/09/SynErgie-Positionspapier-Regulatorische-Rahmenbedingungen.pdf>

SynErgie (2022), Expert Summit on Electricity Market Design 2030–2050: Ensuring a Sustainable and Reliable Future Electricity System, <https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/Ergebnisdokument-Expertenworkshop-Hohenkammer.pdf>

SynErgie (2020b), The search for the perfect match: Aligning power-trading products to the energy transition, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142152030778X>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

SynErgie (2025), Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik und Reform industrieller Netzentgelte, <https://synergie-projekt.de/news/beitrag-weiterentwicklung-der-netzentgeltssystematik-und-reform-industrieller-netzentgelte>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

TransnetBW (2025a), Positionspapier Bundestagswahl 2025, https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/f/3/1/4/f31412d23fa3a705ee0779f3d140029595fcae15/TransnetBW-Positionspapier-Bundestagswahl-2025.pdf

TransnetBW (2025b), Studie zu Redispatch 3.0 vorgestellt, <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/studie-zu-redispatch-3-0-vorgestellt>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

Umweltbundesamt (2024), Verteilung der Netzkosten der Energiewende, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/verteilung-der-netzkosten-der-energiewende>

Uni Stuttgart (2021), Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten?, https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/f/e/c/d/fecdc4e38e84da435ed92095f609fafee6d7b563/2021-10-28-14-09-12-72-1.pdf

VDE (2022), Position zum SM Rollout, <https://www.vde.com/resource/blob/2224446/77483d0e85d722c051e684feb3ed90e2/2022-12-09-vde-fnn-position-gndew-data.pdf>

VDE (2023), Positionspapier zu §14a Ausgestaltung, <https://www.vde.com/resource/blob/2265910/d33ba86bebc951b3cbe5a52dd-21ce8d3/vde-fnn-position-14a-2023-07-27-download-data.pdf>

VZBV (2024), Dynamische Stromtarife: Repräsentative Befragung, <https://www.vzbv.de/meldungen/dynamische-stromtarife-nur-jeder-zehnte-haushalt-fuehlt-sich-gut-informiert>, Letzter Zugriff: 24. März 2025.

50Hertz Scientific Advisory & Project Board (2024): „Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Ergebnisbericht“, https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/images/unternehmen/partnerschaften/sapb_warmer-lichtsturm_langfassung.pdf

APPENDIX A. ÜBERSICHT DER HANDLUNGSFELDER UND MASSNAHMEN

In einem separaten Anhang sind die in Kap. 1 beschriebenen Handlungsfelder und ihre jeweiligen Maßnahmen anhand grafischer Übersichten dargestellt. Zudem wurden ausgewählte Maßnahmen durch einen Steckbrief knapp erläutert.

ÜBER UNS

EPICO KlimalInnovation ist eine unabhängige Denkfabrik, die mit klaren Konzepten und tragfähigen, ausgewogenen Lösungen eine konstruktive markt- und innovationsorientierte Klima- und Energiepolitik voranbringt. Wir schaffen ein Netzwerk, das Schlüsselakteure der Klima- und Energiepolitik zusammenbringt, um eine gesellschaftlich breit verankerte Agenda aufzustellen und umzusetzen. Wir bieten eine Plattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft, um zielführende Ansätze einzubringen, zu beraten und voranzutreiben.

KONTAKT

Berlin-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.
Hausvogteiplatz 12
10117 Berlin, Germany

Agata Gurgendze
Germany Communications Specialist
agata.gurgendze@epico.org

Brüssel-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.
Rue du Commerce 72
1040 Brussels, Belgium

Michela Sandron
EU Communications Specialist
michela.sandron@epico.org

 [@EPICO_online](https://twitter.com/EPICO_online)

 [EPICO KlimalInnovation](https://www.linkedin.com/company/epico-klimalinnovation)

 [epico.org](https://www.epico.org)