

Handlungsempfehlungen der SINTEG-Schaufenster zur Anpassung des Rechtsrahmens

Bericht für die Fachöffentlichkeit

Stand: 05.10.2021

Autorinnen und Autoren:

Katharina Umpfenbach (Ecologic Institut)

Stephan Sina (Ecologic Institut)

David Reichwein (Ecologic Institut)

Lina-Marie Dück (Ecologic Institut)

Kontakt: Katharina Umpfenbach, Ecologic Institut, katharina.umpfenbach@ecologic.eu

Inhalt

1. Ziel und Inhalt des Berichts.....	5
2. Vorgehensweise.....	5
3. Die Rechtsvorschläge im Überblick.....	7
4. Analyse der Rechtsänderungsvorschläge	10
4.1. Flexibilitätspotenziale identifizieren und Sektorkopplung verstärken	10
4.2. Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen entwickeln.....	19
4.3. Digitalisierung.....	27
4.4. Pionier für Reallabore	34
4.5. Partizipation & Akzeptanz	37
5. Schlußbetrachtung.....	40
6. Liste der ausgewerteten SINTEG-Veröffentlichungen	41
7. Literaturverzeichnis.....	44

Abkürzungen

a. F.	Alte Fassung
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
dnbKA	dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile
EBM-RL	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
EBM-VO	Elektrizitätsbinnenmarktverordnung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-RL	Erneuerbaren-Energien-Richtlinie
EEWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
F&E	Forschung und Entwicklung
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GEG	Gebäudeenergiegesetz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
i. V. m.	in Verbindung mit
IT	Information Technology
iMsys	Intelligentes Messsystem
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MSbG	Messstellenbetriebsgesetz
NABEG	Energieleitungsbeschleunigungsgesetz
n. F.	neue Fassung
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NEMog	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
n/v	nicht vorhanden
SINTEG-V	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende

SMGW	Smart Meter Gateway
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vKA	volatile Kostenanteile
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZuLaV	Verordnung zu zuschaltbaren Lasen

1. Ziel und Inhalt des Berichts

Im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) entwickelten über 300 Forschungseinrichtungen und Unternehmen in fünf Modellregionen, den sogenannten Schaufenstern, skalierbare Lösungen für ein Energiesystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Die Teilnehmer waren dabei aufgefordert, nicht nur neue Technologien, Verfahren und Marktmechanismen zu entwickeln und im Realbetrieb zu testen, sondern auch Vorschläge zu unterbreiten, wie der bestehende rechtliche Rahmen angepasst werden muss, damit die Lösungen in der Breite umgesetzt werden können.

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die von den SINTEG-Schaufenstern erarbeiteten Rechtsänderungsvorschläge. Er beruht auf einer systematischen Auswertung der Publikationen, die im Rahmen des SINTEG-Programms entstanden sind. Der Bericht soll der interessierten Fachöffentlichkeit als Orientierung dienen. Ziel ist es zu beleuchten, welche Themen und welche konkreten Gesetze und Verordnungen die Vorschläge abdecken und welche Hemmnisse sie jeweils adressieren. Es erfolgt zudem eine grobe Einordnung in die laufende energiepolitische Debatte. Da die Vorschläge eine große Bandbreite sehr komplexer Einzelthemen ansprechen und sich in ihrem Detaillierungsgrad stark unterscheiden, kann der hier vorliegende Bericht selbstverständlich nicht die Lektüre der ausgewerteten Publikationen ersetzen. Ziel ist es vielmehr, es allen Interessierten zu erleichtern, sich einen Eindruck von den Inhalten der Gesamtheit der Vorschläge zu verschaffen und zügig die für das jeweilige Interessensgebiet relevanten Publikationen zu identifizieren.

Der folgende Abschnitt beleuchtet die Vorgehensweise bei der Auswertung. Abschnitt 3 stellt die Rechtsänderungsvorschläge im Überblick vor. Der Kern des Berichts sind die Darstellungen der einzelnen Rechtsänderungsvorschläge gruppiert nach den zehn als zentral identifizierten Kategorien in Abschnitt 4. Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung in Abschnitt 5.

2. Vorgehensweise

Ecologic Institut hat systematisch die Publikationen aus den SINTEG-Schaufenstern durchsucht und die Veröffentlichungen, die rechtliche Analysen enthalten, in eine Datenbank eingepflegt. Zur Identifizierung relevanter Veröffentlichungen sichtete das Team fortlaufend die Internetseiten und Publikationslisten der Schaufenster sowie die der Kooperationspartner mit juristischem Schwerpunkt. Hierzu gehören Becker Büttner Held (BBH), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM), die Technische Universität Clausthal und die Stiftung Umweltenergierecht (SUER). Seit Oktober 2020 nutzte das Team zusätzlich die Zusammenstellung von SINTEG-Publikationen auf [research.gate](https://www.researchgate.net).¹

Zunächst wurden die Inhalte der Veröffentlichungen grob geprüft, um die aus rechtlicher Sicht relevanten Papiere herauszufiltern. Rein technische Beiträge sowie Beiträge, die nicht im Rahmen der Schaufensterarbeit veröffentlicht wurden, wurden bei dieser ersten Eingrenzung ausgesiebt. Jede identifizierte Publikation wurde danach geprüft, ob sie konkrete Rechtsänderungsvorschläge enthält.

Die detaillierte Auswertung der Rechtsänderungsvorschläge erfolgte dann, für insgesamt 63 Publikationen. Konkret wurden die folgenden Informationen in die Datenbank aufgenommen:

- Kurzbeschreibung der vorgeschlagenen Rechtsänderung,
- Kurzdarstellung des in der Veröffentlichung adressierten Hemmnisses für die Umsetzung der in SINTEG entwickelten Lösungen,
- die Identifizierung des Gesetzes oder der Verordnung, auf die sich der Vorschlag bezieht (Normbezug),

¹ Die entsprechende Seite findet sich unter folgenden Link: <https://www.researchgate.net/project/Smart-Energy-Showcase-Digital-Agenda-for-the-Energy-Transition-SINTEG> [letzter Zugriff am 09.08.2021].

- Kategorisierung der Vorschläge nach ihrer Konkretheit,
- Verschlagwortung der einzelnen Vorschläge,
- volle Literaturangabe, Zuordnung zum Schaufenster.

Um einheitlich zu bewerten, wie konkret die Rechtsänderungsvorschläge jeweils sind, wurde die in Tabelle 1 dargestellte Kategorisierung in vier Stufen verwendet.

Tabelle 1: Kategorisierung der Rechtsänderungsvorschläge nach Grad der Konkretheit

Kategorie	Konkretheit des Vorschlags
0	Kein Vorschlag zur Änderung des Rechtsrahmens
1	Grobe Vorschlag zu Regelungsinhalten, aber Bezug zum bestehenden Gesetzestext
2	Vorschlag mit Bezug zu Artikeln, Paragraphen oder konkreten Absätzen, jedoch ohne ausformulierten Gesetzestext
3	Vorschlag in Form eines ausformulierten Gesetzestextes

Quelle: Ecologic Institut.

Die Verschlagwortung erfolgte zunächst anhand der in der SINTEG-Gesetzeskarte² benutzten Schlagwörter:

- Netzbetrieb und Systemstabilität,
- Digitalisierung,
- Markt,
- Flexibilität,
- Sektorkopplung,
- Einsparung von Energie und Energieeffizienz,
- Verbraucherbeteiligung und -schutz,
- Umwelt- und Klimaschutz.

Zusätzlich wurde das Schlagwort SINTEG-V eingeführt – für alle Veröffentlichungen, die Vorschläge zur Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG-V) oder zu Vorentwürfen enthalten. Die Einordnung der Schlagwörter erfolgte nach dem jeweiligen Schwerpunkt des Vorschlags basierend auf der Experteneinschätzung durch Ecologic Institut. Bei Bedarf wurde zusätzlich ein Nebenschlagwort vergeben, um Themenüberschneidungen zu dokumentieren.

Für die Aufbereitung der Vorschläge in diesem Bericht wurde die Einordnung weiter verfeinert. Die einzelnen Vorschläge wurden dafür zunächst den fünf Synthesefeldern zugeordnet, die für die die Integration der SINTEG-Ergebnisse genutzt werden. Diese fünf Felder sind:

1. Flexibilitätpotenziale und Sektorkopplung verstärken,
2. Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen entwickeln,
3. Digitalisierung,
4. Pioniere für Reallabore,
5. Partizipation und Akzeptanz.

Danach erfolgte innerhalb der Synthesfelder eine weitere Clusterung nach Kategorien. Diese wurden im Abgleich mit der Kategorisierung der technischen Blaupausen im Rahmen des von Guidehouse geleiteten Ergebnissynthesekonsortium gebildet. Allerdings finden sich nur zu einer Auswahl der Kategorien auch Rechtsänderungsvorschläge.

² Die SINTEG-Gesetzeskarte kann unter diesem [Link](#) eingesehen werden [letzter Zugriff am 05.10.2021].

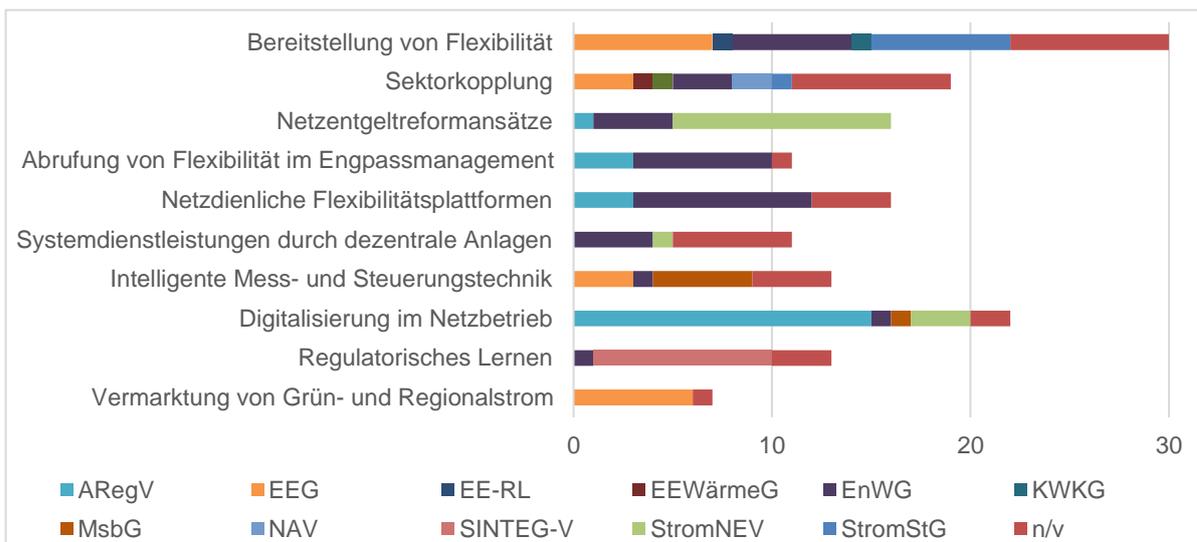
Die Zuordnung der einzelnen Rechtsänderungsvorschläge zu den Kategorien ist nicht ohne Ambivalenzen. Insbesondere in den beiden Synthesefeldern zu Flexibilität gibt es Überschneidungen zwischen den Kategorien. Um dennoch eine inhaltliche Clusterung vornehmen zu können, wurden spezifische Vorschläge zu den Themen Sektorkopplung und Netzentgelte diesen beiden Kategorien zugeordnet, während alle Vorschläge, die sich allgemeiner mit Flexibilitätsbereitstellung befassen im Abschnitt zu Bereitstellung von Flexibilität zusammengefasst sind. Abbildung 2 zeigt alle Kategorien und die ihnen zugeordneten Regelungsbereich im Überblick (siehe Abbildung 2).

3. Die Rechtsvorschläge im Überblick

Bis Ende Juli 2021 identifizierte das Team 161 Rechtsänderungsvorschläge aus 63 Publikationen, die sich jedoch in der Detailliertheit stark unterscheiden. Die Veröffentlichungen verteilen sich wie folgt über die Schaufenster: NEW 4.0 ist mit 18 ausgewerteten Publikationen vertreten, enera und WindNODE mit jeweils 15, C/sells mit 14 Veröffentlichungen und Designetz mit einer Publikation. Bei der Interpretation der Zahlen ist zu beachten, dass alle Beiträge in Syntheseberichten, die explizit bestimmten Autor*innen zugeordnet sind, als Einzelpublikationen aufgenommen wurden.

Wie Abbildung 1 zeigt, beschäftigen sich die meisten Vorschläge mit den Themen Bereitstellung von Flexibilität, Digitalisierung im Netzbetrieb und Sektorkopplung. Mit Blick auf die Gesetze und Verordnungen, für die Änderungen vorgeschlagen werden, steht das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Vordergrund, gefolgt vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) (Tabelle 2). Bei der Bewertung gilt es zu berücksichtigen, dass einige Autor*innen die von ihnen identifizierten Hemmnisse in verschiedenen Publikationen beleuchtet haben. Eine größere Zahl an Publikationen oder Vorschlägen zu einem bestimmten Hemmnis bedeutet damit nicht zwangsläufig, dass hierzu von vielen verschiedenen Seiten Vorschläge gemacht wurden. Nicht alle Vorschläge beziehen sich explizit auf bestehende Gesetze und Verordnungen oder bestimmte Einzelnormen. In der Regel handelt es sich dabei um allgemeinere Forderungen, die eine Reihe von Regelungen betreffen. Bei diesen Vorschlägen ist der Normbezug mit n/v (nicht vorhanden) angegeben.

Abbildung 1: Auswertung der Vorschläge nach Kategorie und Normbezug



Quelle: Ecologic Institut; Abkürzungen: ARegV: Anreizregulierungsverordnung; EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017; EE-RL: Erneuerbare-Energien-Richtlinie; EEWärmeG: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz; EnWG: Energiewirtschaftsgesetz; KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; MsbG: Messstellenbetriebsgesetz; NAV: Niederspannungsanschlussverordnung; SINTEG-V: SINTEG-Verordnung; StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung; StromStG: Stromsteuergesetz; n/v: ohne spezifischen Normbezug).

Tabelle 2: Normbezug der Rechtsänderungsvorschläge (Stand Juli 2021)

Normbezug		Stichwort zur Vorschrift	Anzahl Vorschläge
ARegV	§ 11	Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile	1
	§ 13	Parameter für den Effizienzvergleich	5
	§ 25a	Forschungs- und Entwicklungskosten	1
	n/v		15
EEG	§ 3	Begriffsbestimmungen	1
	§ 61l	Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage	3
	§ 61m	<i>Eigener Gesetzesvorschlag des Schaufensters</i>	1
	§ 63	Grundsatz (besondere Ausgleichsregelung)	2
	§ 79	Herkunftsnachweise	2
	§ 79a	Regionalnachweise	1
	n/v		9
EE-RL	n/v		1
EEWärmeG	§ 3	Nutzungspflicht für Erneuerbare Energien	1
EnEV	n/v		1
EnWG	§ 12h	Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen	1
	§ 13	Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen	8
	§ 13a	Anpassungen von Einspeisungen und ihre Vergütung	2
	§ 13i	<i>Eigener Gesetzesvorschlag des Schaufensters</i>	1
	§ 14a	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung	8
	§ 21a	Regulierungsvorgaben f. Anreize für eine effiziente Leistungserbringung	1
	§ 22	Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen	1
	§ 118	Übergangsregelungen	3
	§ 119	Verordnungsermächtigung für SINTEG	3
	n/v		7
KWKG	§ 26	KWKG-Umlage	1
MsbG	§ 56	Erhebung von Netzzustandsdaten	1
	n/v		5
NAV	§ 11	Baukostenzuschüsse	2
SINTEG-V	§ 7	Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Letztverbrauchern	1
	§ 8	Erstattung wirtschaftlicher Nachteile Stromspeicher, Sektorkopplung	1
	n/v		7
StromNEV	§ 4	Grundsätze der Netzkostenermittlung	1
	§ 15	Grundsätze der Entgeltermittlung	1
	§ 16	Gleichzeitigkeitsgrad	1
	§ 17	Ermittlung der Netzentgelte	2
	§ 19	Sonderformen der Netznutzung	3
	n/v		7
StromStG	§ 3	Steuertarif	2
	§ 9	Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen	1
	§ 9b	Steuerentlastung für Unternehmen	1
	n/v		4
n/v	n/v		40

Quelle: Ecologic Institut. Hinweise: Die Abkürzung n/v steht für nicht vorhanden. Die Angaben beziehen sich auf die zur Zeit der SINTEG-Veröffentlichung gültigen Fassungen der Gesetze. D.h. die 2021 in Kraft getretenen Novellen des EEG, des EnWG und der ARegV sind nicht berücksichtigt.

Abbildung 2: Einordnung der Rechtsänderungsvorschläge nach Synthesefeldern, Kategorien und Regelungsbereichen



Quelle: Ecologic Institut.

4. Analyse der Rechtsänderungsvorschläge

4.1. Flexibilitätspotenziale identifizieren und Sektorkopplung verstärken

4.1.1. Bereitstellung von Flexibilität



Worum geht es?

Ein zentraler Ansatz des SINTEG-Programms bestand darin, die Flexibilisierung von Energieerzeugung und -verbrauch zu erproben, die in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem für den Ausgleich fluktuierender Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen gebraucht wird. Zuverlässige Lastmanagementpotenziale in Industrie, Gewerbe und Haushalten sollten identifiziert und Konzepte für ihren netz- und systemdienlichen Einsatz entwickelt werden. Die Förderbekanntmachung nennt als potenzielle Anbieter von Flexibilität beispielhaft die folgenden Anlagen: steuerbare Lasten wie Kühl- und Wärmesysteme, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, dynamisch regelbare Erzeuger sowie Speicher und Sektorkopplungsanlagen (BMWi 2015).

In den Schaufenstern wurden eine Vielzahl von Rechtsänderungsvorschlägen entwickelt, die es erlauben sollen, Flexibilitätspotenziale zu heben und für verschiedene Funktionen im Energiesystem einzusetzen. Dieser erste Abschnitt analysiert die Vorschläge, die sich allgemein auf alle Flexibilitätsanbieter und -einsatzformen beziehen. Der folgende Abschnitt beleuchtet Vorschläge, die die spezifischen Hemmnisse für die Sektorkopplung adressieren und Abschnitt 4.1.3 widmet sich den Reformvorschlägen zur Neugestaltung der Netzentgeltsystematik. Kapitel 4.2 beschäftigt sich mit den Abrufmechanismen für Flexibilität, die zum Teil vom Einsatzfeld abhängen. Da alle Vorschläge auf Flexibilisierung abzielen, gibt es zum Teil Überschneidungen zwischen den Kategorien; viele Vorschläge adressieren mehrere Themen gleichzeitig. Entsprechende Querbezüge werden im Text deutlich gemacht.

Die Bereitstellung von Flexibilität ist grundlegend im EnWG geregelt. Für die Aktivierung von Flexibilität auf Verbraucherseite sind zudem die Normen relevant, die die Kostenbestandteile des Strompreises regeln und damit in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einfließen: das EnWG, das EEG, das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das Stromsteuergesetz (StromStG). Für die Teilnehmenden des SINTEG-Programms ist zudem die SINTEG-V einschlägig, die es ermöglicht, für bestimmte wirtschaftliche Nachteile, die sich bei der Bereitstellung von Flexibilität im Rahmen der Projektstätigkeit ergeben, Erstattung zu beantragen.

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

Als übergeordnetes Hemmnis für die Mobilisierung von Flexibilität insbesondere auf der Verbraucherseite identifizierten Studien schon vor Beginn des SINTEG-Programms die Belastung des Energieträgers Strom mit Abgaben, Umlagen und Steuern (Antoni et al. 2016; Agora Energiewende et al. 2014). Entsprechend machen Vorschläge zur Reform der Stromkostenbestandteile den größten Anteil der 30 übergeordneten Rechtsänderungsvorschläge zum Thema Flexibilitätsbereitstellung aus. Darüber hinaus wurden Konzepte für erweiterte Eigenversorgungsansätze und Energiegemeinschaften entwickelt.

In verschiedenen Veröffentlichungen wird allgemein die **Reform der Letztverbraucherabgaben** gefordert, um netz- und marktdienliches Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern anzureizen. Den Ausstoß von CO₂ bei allen Energieträgern zu bepreisen, wird als Option gesehen, die Abgabenlast anzugleichen und den Wettbewerbsnachteil von Strom zu verringern (WindNode 2020b; Doderer et al. 2019b; Hinterstocker/Roon 2017). NEW 4.0 empfiehlt Stromspeicher vollständig und Power-to-gas sowie Power-to-Heat-Anlagen weitestgehend von Letztverbraucherabgaben zu befreien (NEW 4.0 2021, S. 46).

Spezifische Vorschläge gibt es zur **Stromsteuer**. Empfohlen wird zum einen eine Absenkung auf das nach der EU-Energiesteuerrichtlinie verpflichtende Mindestniveau und die Gegenfinanzierung durch CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor (Antoni 2018). WindNODE favorisiert eine Flexibilisierung der Stromsteuer sowie auch der EEG-Umlage. Letztverbraucher*innen könnten steuerrechtlich privilegiert werden, wenn sie in Zeiten Strom beziehen, in denen ein Netzengpass vermieden werden muss oder der Strompreis am Spotmarkt null oder negativ ist (WindNODE 2020a; Doderer et al. 2020; Doderer et al. 2018b). Alternativ wird vorgeschlagen, die Stromsteuer nicht wie derzeit in Abhängigkeit zur bezogenen Strommenge, sondern in Abhängigkeit zum Strompreis festzulegen (sog. Wertsteuer). Das Strompreissignal als Anreiz, Flexibilitäten zu aktivieren, könnte so effektiver an die Verbraucher*innen weitergegeben werden (WindNODE 2020a; WindNODE 2020b; Doderer et al. 2020).

Mit Blick auf die **EEG-Umlage** empfiehlt WindNODE als grundsätzliche Lösung, die Umlage abzuschaffen und stattdessen eine entsprechende Finanzierung über eine CO₂-Bepreisung zu gewährleisten (WindNODE 2020b, S. 252). Als weniger einschneidende Anpassung kommt aus Sicht dieses Schaufensters eine Privilegierung im Rahmen der bestehenden Umlage für solche Strommengen in Betracht, die bezogen werden, wenn Maßnahmen zur Engpassvermeidung ergriffen werden müssen oder der Strompreis null oder negativ ist – analog zum oben beschriebenen Vorschlag zur Stromsteuer. Dieses Vorgehen würde die in § 6 SINTEG-V temporär für SINTEG-Teilnehmende eingeführte Privilegierung verstreifen (WindNODE 2020a).

Schließlich schlägt WindNODE vor, auch für die **Umlagen und Abgaben, die mit den Netzentgelten gewälzt werden**, Privilegierungstatbestände einzuführen. So könnten Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Abschaltbare-Lasten-Umlage bei netzdienlichem Strombezug reduziert werden. Alternativ könnten bereits bestehende Privilegierungstatbestände bei den Netzentgelten, z. B. nach § 118 Abs. 6 EnWG, auf die netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben erweitert werden (WindNODE 2020a; Doderer et al. 2020; Doderer et al. 2018b; vgl. dazu auch unten, Abschnitt 4.1.3).

Für energieintensive Industrien, die von den **besonderen Ausgleichsregelungen** nach §§ 63 ff. EEG 2017 bzw. nunmehr EEG 2021 profitieren, wird die Option ins Auge gefasst, die Privilegierung nur dann zu gewähren, wenn Flexibilitätpotenziale identifiziert und bereitgestellt werden (WindNODE 2020a, S. 54, Doderer et al. 2020). Ein analoges Vorgehen wird für die **Privilegierung bei der KWKG-Umlage** nach § 26 KWKG vorgeschlagen (Doderer et al. 2020, S. 8).

Hinterstocker und Roon (2017) aus dem C/sells-Konsortium diskutieren basierend auf Vorarbeiten von Liebe et al. (2015) und Bogensperger et al. (2017) die Option, eine zusätzliche Strompreiskomponente einzuführen, die in Abhängigkeit der aktuellen Nachfrage nach Flexibilität steigt oder sinkt. Dieser **Flexibilitätsbonus** soll insbesondere Haushalten einen Anreiz geben, bei Lastspitzen den Verbrauch zu reduzieren und in Schwachlastzeiten den Verbrauch zu steigern.

Im Schaufenster C/sells wurden zelluläre Ansätze erprobt, die Erzeugung von erneuerbarer Energie und die Flexibilisierung der Nachfrage im Nahumfeld zusammenführen. Im Ergebnis wird empfohlen, Möglichkeiten für eine **gemeinschaftliche Eigenversorgung und auch für Energiegemeinschaften** zu schaffen, in dem der Eigenversorgungsbegriff ausgeweitet wird. Entsprechende Vorgaben aus der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (EE-Richtlinie) sollten konsequent umgesetzt werden (C/sells 2020b; Reuter/Breker 2018). Im Fall von Energiegemeinschaften soll dabei auch Nutzung des öffentlichen Netzes möglich sein. Neue Standard-Prosumentenprofile sollen gebildet werden, wobei die Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch nicht anlagenbezogen, sondern aggregiert am Netzanschluss für eingespeiste Überschussmengen und bezogenen Reststrom erfolgen soll. So könne „hinter dem Netzanschluss“ eine Optimierung verschiedener Anlagen, z. B. einer PV-Anlage in Kombination mit einer Batterie, einer Wärmepumpe und/oder einem E-Fahrzeug erfolgen. Darüber hinaus soll eine „kleine“ Direktvermarktung für Anlagen unter 30 kW eingeführt werden, die mit vereinfachten Prozessen die unbürokratische Vermarktung des eingespeisten Stroms ermöglicht. Ein digitaler Netzanschluss mit Kommunikationsanschluss zu den Anlagen im Gebäude, intelligentem Messsystem und digitaler Steuerbox des Netzbetreibers sowie Schalteinrichtung soll es erlauben, Prosumenten Signale für netzdienliche Maßnahmen wie Leistungsbegrenzung zu geben (vgl. Abschnitt 4.3.1). Ein lokales Energiemanagementsystem der Zelle soll die autonome Gestaltung und die systemdienliche Einbindung in den Netzverbund ermöglichen, z. B. über Aggregation von Energiemengen und von Flexibilität am Netzverknüpfungspunkt (Kießling 2021, S. 151 ff.).

Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Die grundlegende Problematik der unterschiedlichen Belastung von Energieträgern mit Abgaben, Umlagen und Steuern und die Auswirkungen auf die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung waren schon vor Beginn des SINTEG-Programms bekannt (vgl. z. B. BMWi 2014, S. 25). Die in SINTEG entwickelten Vorschläge sind Teil einer intensiven Debatte über mögliche Reformen. Dabei wird die von den Schaufenstern vorgebrachte Forderung, die Abgaben stärker am CO₂-Gehalt des Energieträgers auszurichten und dadurch erneuerbare erzeugten Strom zu entlasten, von vielen Akteuren in der energiepolitischen Debatte vertreten (vgl. z. B. E-Bridge et al. 2019; Stiftung Klimaneutralität et al. 2021). Als erste Umsetzungsschritte sind der Einstieg in die CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor und die Verwendung eines Teils der Einnahmen für die Deckelung der EEG-Umlage zu sehen.

Die Debatte um gemeinschaftliche Eigenversorgung und Energiegemeinschaften wird vor allem seit Vorlage des EU-Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ intensiv geführt. In der energiepolitischen Debatte gibt es derzeit eine Reihe von Reformvorschlägen, wie Energiegemeinschaften geschaffen, Eigenversorgung gemeinschaftlich organisiert und die EU-Vorgaben umgesetzt werden könnten (z. B. BNetzA 2020, Energy Brainpool 2020, BDEW 2021a, PV Think Tank 2021). Sowohl der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) als auch der von der Reiner-Lemoine-Stiftung initiierte PV Think Tank sprechen sich ähnlich wie C/sells dafür aus, den Verbrauch von Strom vor Ort und die Direktbelieferung im Quartier zu stärken – etwa durch eine EEG-Umlagebefreiung bei Belieferung von Dritten. Zur Ausgestaltung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften auf Grundlage von Art. 22 EE-

Richtlinie hat Energy Brainpool einen detaillierten Vorschlag vorgelegt, der vorsieht, dass Stromverbraucher*innen und Erzeuger*innen eine Gemeinschaft bilden, in der Erzeugung und Verbrauch aller Teilnehmenden virtuell bilanziert werden. Die Stromerzeugung innerhalb der Gemeinschaft soll dabei analog zur Eigenversorgung vor Ort privilegiert sein, z. B. mit Blick auf die EEG-Umlage. Im Gegenzug optimiert die Gemeinschaft durch Lastverschiebung den Lastgang und vermeidet Lastspitzen. Die internen Anreiz- und Abrechnungsmodelle dafür kann die Gemeinschaft frei gestalten. Hingegen steht die Bundesnetzagentur (BNetzA) zellulären Ansätzen skeptisch gegenüber und bevorzugt eine Allokation von Strommengen durch einen möglichst liquiden deutschlandweiten Energy-only-Markt. Bei einem Handel in lokal enger begrenzten Gebieten sieht die BNetzA die Gefahr der Fragmentierung und Anreize dafür, Netzengpässe zu verfestigen statt diese durch Netzausbau abzubauen (BNetzA 2017).

4.1.2. Sektorkopplung



Worum geht es?

Als eine zentrale Option für die Flexibilisierung von Verbrauch und Erzeugung stand die Erprobung von Sektorkopplungstechnologien im Fokus des SINTEG-Programmes. Als Beispiele für spartenübergreifende Flexibilitätspotenziale wurden in der Förderbekanntmachung Heizungs- und Kühlsysteme wie Stromspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge genannt. Untersucht werden sollten dabei sowohl Beiträge von Industrie und Gewerbe als auch von Haushalten (BMW 2015). Neben den in der Bekanntmachung aufgezählten Technologien wurde in einigen SINTEG-Vorhaben auch die Power-to-Gas-Technik thematisiert.

Für die Nutzung von Sektorkopplungstechnologien sind eine Reihe von Gesetzen relevant. Das EnWG, das EEG und das Stromsteuergesetz (StromStG) werden diskutiert, weil sie Kostenbestandteile des Strompreises regeln, die für die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechnologien zentral sind. Aus diesem Grund enthält auch die SINTEG-V eine Regelung, die es Unternehmen, die als Teil des SINTEG-Programms Sektorkopplungsanlagen für die Projektstätigkeit nutzen, ermöglicht, die Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen zu beantragen. Einschlägig sind daneben die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und das im November 2020 in Kraft getretene Gebäudeenergiegesetz (GEG), das Regelungen über die Wärmeerzeugung in Gebäuden enthält und die bisherige Energieeinsparverordnung (EnEV) und das EEWärmeG zusammenführt.

Während der Laufzeit des SINTEG-Programms hat sich das regulatorische Umfeld für Sektorkopplungsanlagen weiterentwickelt. Im Fokus stand dabei insbesondere die Erzeugung von Wasserstoff. Am 10.06.2020 beschloss das Bundeskabinett die Nationale Wasserstoffstrategie (Bundesregierung 2020), die durch verschiedene Maßnahmen den Markthochlauf von Elektrolyseuren beschleunigen soll. Ein weiterer Meilenstein war der Einstieg in die CO₂-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr durch das Bundesemissionshandelsgesetz (BEHG) ab Januar 2021.

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

In den hier untersuchten Veröffentlichungen wurden insgesamt 19 Rechtsänderungsvorschläge identifiziert, die speziell darauf abzielen, das Flexibilitätspotenzial von Sektorkopplungstechnologien zu heben, wobei einzelne Vorschläge mehrfach vorgebracht wurden. Die Vorschläge decken die folgenden Themen ab:

- Regulierte Strompreisbestandteile,
- Weiterentwicklung der Wärmemarktregulierung,
- Baukostenzuschüsse nach Niederspannungsanschlussverordnung (NAV),
- Schaffung eines neuen Anlagentypus,
- Grüngasquote.

Hinzu kommen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ nach § 13 Abs. 6a EnWG. Diese werden im Abschnitt 4.2.1 diskutiert.

Schon vor Beginn des SINTEG-Programms hatten die SINTEG-Beteiligten ebenso wie andere Akteure in der Energiewirtschaft die im Vergleich zu anderen Energieträgern hohe Belastung von Strom durch **regulierte Strompreisbestandteile**, d.h. Abgaben, Umlagen und Steuern, als zentrales Hemmnis für den wirtschaftlichen Einsatz von Sektorkopplungsanlagen identifiziert (Antoni et al. 2016, Agora Energiewende et al. 2014). Als statischer Sockel verhinderten diese Strompreisbestandteile, dass Marktsignale wie niedrige oder negative Strompreise die Verbraucher*innen erreichen und bewirken, dass Sektorkopplungsanlagen in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden können (Antoni 2020; Antoni 2018; Doderer et al. 2018b). Entsprechend wird in verschiedenen SINTEG-Veröffentlichungen gefordert, die Strompreisregulierung umfassend zu reformieren. Als ein Ziel wird dabei die Internalisierung der externen Kosten von fossilen Energieträgern über eine CO₂-Bepreisung genannt (Antoni 2020; Antoni 2018; Doderer et al. 2019b; Doderer et al. 2018b; WindNODE 2020b). Andere Studien empfehlen als kurzfristige Lösungen bzw. für die Übergangszeit bis zu einer umfassenden Reform die Einführung von Privilegierungstatbeständen. So wird vorgeschlagen, eine EEG-Umlagereduzierung in die Regelung des § 61 Abs. 1 EEG aufzunehmen und diese technologieoffen für alle Strommengen, die netz- oder systemdienlich bezogen werden, zu gewähren (NEW 4.0, 2021, S. 50; Doderer et al. 2018b, S. 14). Als weitere Option wird eine Stromsteuerentlastung nach § 9 Abs. 1 StromStG genannt. Diese soll entweder für alle Strommengen gelten, die zur Speisung von Wärmenetzen eingesetzt werden, oder alternativ für netz- und systemdienlich bezogene Strommengen (Doderer et al. 2018b, S. 13). Designetz fordert, Strom, der für die Wasserstoffherzeugung in Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt wird, von der EEG-Umlage zu befreien (Designetz 2021, S. 114).

Die Schaufenster WindNODE und Designetz erstellten zudem Vorschläge für die **Weiterentwicklung der Wärmemarktregulierung**, die es ermöglichen sollen, Wärme aus Power-to-Heat-Anlagen als erneuerbare Wärme zu werten. Es wird vorgeschlagen, Wärme, die in Power-to-Heat-Anlagen aus Überschussstrom erzeugt wurde, bei der Berechnung des Primärenergiefaktors nach der EnEV als erneuerbare Energie anzusehen. Das gleiche soll für die Anrechnung im Rahmen des EEWärmeG gelten: Netz-,

markt-, oder systemdienlich erzeugte Wärme aus Sektorkopplungsanlagen soll als Erfüllung der Nutzungspflicht nach § 3 EEGWärmeG gelten. Da eine vollständige Belieferung der Anlage mit erneuerbarem Strom schwer zu belegen ist, wird vorgeschlagen, auf eine „überwiegend“ aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge abzustellen (Doderer et al. 2018b, S. 16 f.). Damit verbunden sind Vorschläge dazu, wie die Weitergabe der Grünstromeigenschaft bei Sektorkopplungsprodukten gestaltet werden kann – etwa durch sortenreine Bilanzkreise (WindNODE 2020a). Diese Vorschläge werden in Abschnitt 4.4.1 vorgestellt. Designnetz stellt ebenfalls auf die Anrechnung im Gebäudebereich ab und schlägt vor, bei der Überführung des EEWärmeG ins GEG grünes Gas aus Power-to-Gas-Anlagen als erneuerbare Energie einzustufen (Designnetz 2021, S. 114). Der dritte Vorschlag zur Abänderung des Rechtsrahmens im Bereich Wärme betrifft den Betrieb von Wärmenetzen: Damit der Zugang einer von Dritten betriebenen Power-to-Heat-Anlage an ein bestehendes Wärmenetz nicht zu einem Hemmnis wird, sollte aus Sicht der Autor*innen auf ein Modell hingearbeitet werden, das unabhängig vom Betreiber die Einspeisung durch neue Technologien in Wärmenetze ermöglicht und gleichzeitig einen Ausgleich für etwaige Mehrkosten auf Seiten der Betreiber vorsieht (Doderer et al. 2018b, S. 19).

Als weiteres Investitionshemmnis identifizierte WindNODE die Regelung zum **Baukostenzuschuss** für die durch den Anschluss von Power-to-Heat-Anlagen notwendigen Verstärkungen im Niederspannungsnetz nach § 11 NAV und entsprechende Regelungen für Anschlüsse in höheren Spannungsebenen. Der Baukostenzuschuss könne ein Hemmnis für die Investition in neue Anlagen oder die Kapazitätserweiterung von bestehenden Anlagen darstellen. Als Lösungsansatz wird vorgeschlagen, für Anlagen, die aus Sicht des Netzbetreibers an einem günstigen Standort errichtet werden, reduzierte Baukostenzuschüsse vorzusehen (Doderer et al. 2018b, S. 17).

Neben dem Abbau von Hemmnissen wurden in verschiedenen Schaufenstern auch Rechtsänderungsvorschläge erarbeitet, die auf die aktive Förderung von Sektorkopplungsanlagen abzielen. WindNODE diskutierte die Möglichkeit, einen **neuen Anlagentypus** in das Energierecht einzuführen. Eine oder mehrere Erneuerbare-Energien-Anlage(n) sollen zusammen mit einer Sektorkopplungsanlage oder einem Speicher als eine gekoppelte Anlage gewertet werden. Dabei soll die Kopplung auch bei Anlagen mit unterschiedlichen Anlagenbetreibern und bei jeder Form der Stromlieferung möglich sein, d. h. es soll kein Zwang zur Direktleitung bestehen, aber eine räumliche Nähe der beiden wird als prüfenswert angesehen, um die lokale Netzdienlichkeit sicherzustellen. Für den Anlagentyp sollen Letztverbraucherabgaben reduziert werden oder entfallen; die Höhe der Entlastung könnte durch Ausschreibungen ermittelt werden, bei denen der Anbieter mit der niedrigsten Entlastungsforderung den Zuschlag erhält. Eine EEG-Vergütung sowie der Einspeisevorrang sollten ebenfalls entfallen (WindNODE 2020a, S. 61 f.; Doderer et al. 2020, S. 15-18; Metz et al. 2021a).

Designnetz schlägt für die Förderung des Markthochlaufs von Power-to-Gas-Anlagen eine technologieoffene **Grüngasquote** bzw. eine Treibhausgasminderungsquote für Gas vor (Designnetz 2021, S. 114).

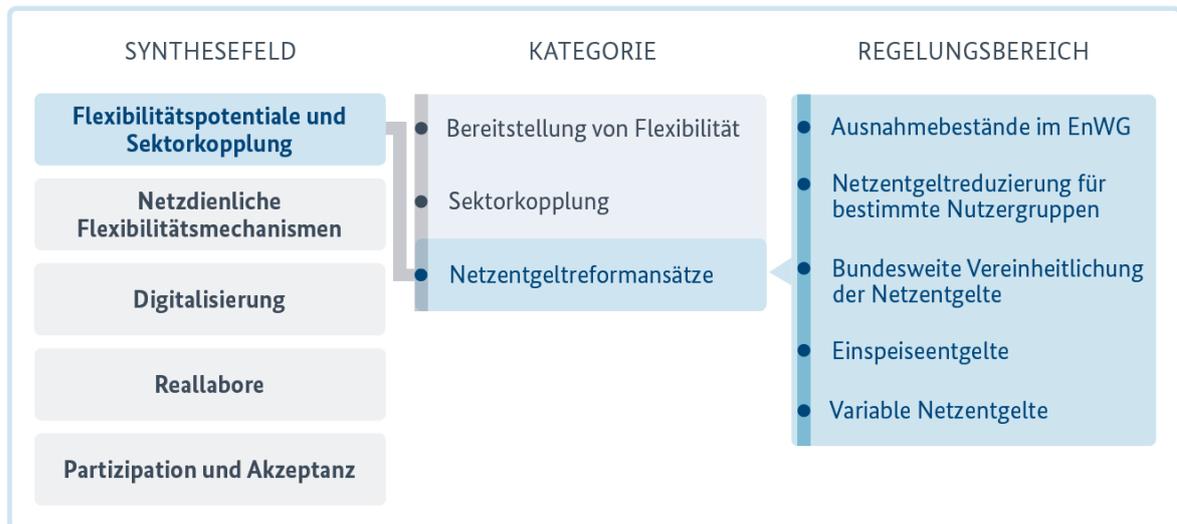
Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Während die Forderung nach einer grundlegenden Reform der regulierten Strompreisbestandteile in der energiepolitischen Debatte weit verbreitet ist (vgl. Abschnitt 4.1.1), sind die Vorschläge der Schaufenster zur Anpassung der Wärmemarktregulierung und zur Schaffung eines neuen Anlagentyps im EnWG unserer Recherche nach bisher weniger intensiv diskutiert worden.

Anders sieht es mit der von Designnetz vorgeschlagenen Grüngasquote aus. Diese wird von verschiedenen Marktakteuren gefordert (z. B. FNB Gas 2021; BDEW 2021b, S. 30), von anderen aber kritisch gesehen. So spricht sich etwa die Agora Energiewende gegen eine Grüngasquote aus, mit der Begründung,

dass die Kosten für die Entwicklung der Wasserstofftechnologie nicht den Haushalten aufgebürdet werden könnten (Agora Energiewende 2021, S. 30).

4.1.3. Netzentgeltreformansätze



Worum geht es?

Ein zentrales Ziel des SINTEG-Programms war es, neue Konzepte zu entwickeln, wie das Stromnetz auch in einem dekarbonisierten Energiesystem sicher und effizient betrieben werden kann. Dazu sollten u. a. Lösungen erprobt werden, um dezentrale Akteure an der Aufrechterhaltung der Systemstabilität zu beteiligen und Erzeugung und Verbrauch zu flexibilisieren (BMW i 2015). Die Netzentgelte werden in der Förderbekanntmachung nicht explizit erwähnt, es war allerdings zum Zeitpunkt der Veröffentlichung weithin anerkannt, dass die Netzentgeltsystematik ein zentrales regulatorisches Hemmnis für die lastseitige Flexibilitätsbereitstellung darstellt (BMW i 2014) – eine Erkenntnis, die die in SINTEG durchgeführten Hemmnisanalysen erneut bestätigten (siehe z. B. Doderer et al. 2018a).

Die zentralen Gesetze für die Regulierung der Netzentgelte sind das EnWG, die ARegV und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Eine Überprüfung und Reform der Netzentgeltsystematik mit dem Ziel, diese in Einklang mit den Herausforderungen der Energiewende zu bringen, steht seit 2013 auf der Agenda der Bundesregierung (CDU, CSU und SPD 2013; CDU, CSU und SPD 2017). Während der Laufzeit von SINTEG trat am 22.07.2017 das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) in Kraft. Das Gesetz leitet zum einen die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte ein. Die Angleichung der Übertragungsnetzentgelte erfolgt dabei in mehreren Schritten zwischen 2019 und 2023 durch einen finanziellen Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Zum anderen schränkt das Gesetz das Privileg der vermiedenen Netzentgelte bei Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen zunehmend ein (BMW i 2017). Eine grundlegende Neuordnung der Netzentgelte ist bisher nicht erfolgt.

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

In den untersuchten Publikationen konnten 16 Rechtsänderungsvorschläge identifiziert werden, die auf eine Anpassung der Netzentgeltsystematik abzielen. Die Vorschläge beinhalten sowohl kurzfristige Anpassungen im bestehenden Rechtsrahmen als auch Überlegungen zu einer grundlegenden Neuordnung. Während einige Publikationen eine grundsätzliche Überarbeitung der Netzentgelte fordern, um Flexi-

bilisierung auf Erzeugungs- und Verbraucherseite zu ermöglichen und attraktiver zu machen (Reuter/Breker 2018; C/sells 2020a), beschäftigen sich die detaillierteren Vorschläge mit den folgenden fünf Themen:

- Ausnahmetatbestände im EnWG,
- Netzentgeltreduzierungen für bestimmte Nutzergruppen,
- Bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte,
- Einspeiseentgelte,
- Variable Netzentgelte.

Das WindNODE-Konsortium schlägt vor, die **Netzentgeltbefreiung nach § 118 EnWG**, die für Stromspeicher und Power-to-Gas-Anlagen gilt, um einen technologieoffenen Befreiungstatbestand zu ergänzen. Dieser soll für Strommengen gelten, die netz- oder systemdienlich bezogen werden (Doderer et al. 2018b, S. 12; WindNODE 2020a, S. 59). Damit könnte aus Sicht der Autor*innen ein Level Playing Field geschaffen und der Einsatz von Sektorkopplungsanlagen erleichtert werden. Bislang sind Sektorkopplungsanlagen nämlich vom Befreiungstatbestand des § 118 EnWG nicht erfasst, da sie netz- oder systemdienlich bezogenen Strom in andere Energieträger umwandeln, z. B. in Wärme. Demgegenüber setzt § 118 EnWG voraus, dass der Strom in dasselbe Netz rückverstromt wird. Die Autor*innen schlagen außerdem vor, die **Netzentgeltreduzierungsmöglichkeit nach § 14a EnWG** nicht nur auf der Niederspannung, sondern auch auf höheren Spannungsebenen zu gewähren – mit Ausnahme der Höchstspannungsebene (Doderer et al. 2018b, S. 12).

In WindNODE, NEW 4.0 und Designetz wurden Vorschläge entwickelt, um die spezifischen Hemmnisse für die Flexibilitätsbereitstellung bei **Nutzergruppen, die von Netzentgeltreduzierungen profitieren**, abzubauen. Es wird vorgeschlagen, bei der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV system- und netzdienlich bezogene Strommengen bei der Berechnung des Höchstlastbetrags nicht zu berücksichtigen. Eine entsprechende Regelung soll für die Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 17 Abs. 2 StromNEV gelten: Auch hier sollen system- und netzdienliche Lastspitzen bei der Berechnung der Jahreshöchstleistung nicht berücksichtigt werden. Die Netz- und Systemdienlichkeit soll dafür vom Netzbetreiber bestätigt werden (Doderer et al. 2018b, S. 12; WindNODE 2020b; WindNODE 2020a; NEW 4.0 2021, S. 31). Designetz fordert allgemeiner, dass Kriterien entwickelt werden müssen, um energieintensiven Industrieunternehmen die Bereitstellung von Flexibilität zu ermöglichen, ohne dass sie ihr Sondernetzentgelt verlieren (Designetz 2021, S. 54).

Neben den oben beschriebenen Anpassungen im bestehenden System wurden in SINTEG auch Optionen für eine **grundsätzliche Neuordnung der Netzentgeltssystematik** untersucht. NEW 4.0 spricht sich in den abschließenden Handlungsempfehlungen für die Prüfung eines „entnahmeunabhängigeren Entgeltsystems“ und für Anreize für „netzdienliche Mehrabnahmen“ aus (NEW 4.0, S. 31). Im Rahmen von WindNODE wurden fünf Reformansätze detailliert rechtlich geprüft und gemeinsam mit Stakeholdern nach den Kriterien volkswirtschaftliche Effizienz, Verursachergerechtigkeit, Beitrag zu Erzeugung und Integration von erneuerbaren und Energien sowie Einfachheit und Transparenz bewertet. Diese sind:

- bidirektionale Kostenwälzung bei Rückspeisung von niedriger in höhere Spannungsebenen,
- bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte,
- Netzentgelte für die Einspeisung,
- variable Netzentgelte,
- Kapazitätspreis (Metz/Doderer 2021).

Die Analyse kommt zu dem Schluss, dass alle untersuchten Ansätze aus rechtlicher Sicht umsetzbar sind. Die im Rahmen der Forschungsarbeit konsultierten Stakeholder sprachen sich positiv für die folgenden drei Ansätze aus:

- bundesweite Wälzung der energiewendebedingten Kostenbestandteile in den Netzentgelten,
- Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten über Einspeiseentgelte und
- Einführung variabler Netzentgelte oder Netzentgeltkomponenten.

Die bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte wurde für die Übertragungsnetzentgelte wie oben beschrieben bereits eingeleitet. Der Vorschlag bezieht sich daher vor allem auf die in den Verteilnetzen entstehenden Netzkosten. Die Stakeholder sprachen sich dafür aus, über einen Wälzungsmechanismus die **energiewendebedingten Kostenanteile bundesweit zu wälzen**. Dazu gehören Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch sowie Anschlusskosten. Ziel der Maßnahme ist es, die Energiewendekosten, die durch Ausbau und Verstärkung des Netzes sowie im Netzbetrieb entstehen, in Deutschland gleichmäßiger zu verteilen. Verbraucher*innen in Regionen mit hohen Anteilen an erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und geringer Last zahlen derzeit in der Regel überdurchschnittlich hohe Netzentgelte und empfinden diese Situation als ungerecht. Aus Sicht der in WindNODE konsultierten Stakeholder dient die Maßnahme daher primär dazu, die Akzeptanz für die Energiewende zu erhöhen (Metz/Doderer 2021, S. 20-22).

Als zweite grundlegende Neuerung empfahlen die in WindNODE konsultierten Stakeholder, Erzeuger über **Einspeiseentgelte** an den Netzkosten zu beteiligen. Diese könnten in der StromNEV geregelt werden. Ziel dieser Maßnahme ist es, Anlagenbetreibern einen Anreiz zu geben, die Netzdienlichkeit bei der Standortwahl zu berücksichtigen. Damit diese Steuerungswirkung tatsächlich eintritt, müssen die Einspeiseentgelte räumlich differenziert ausgestaltet werden. Daneben soll eine größere Verursachergerechtigkeit erreicht werden (Metz/Doderer 2021, S. 21-25).

Schließlich empfehlen die in WindNODE konsultierten Stakeholder, **die Netzentgelte insgesamt variabler zu gestalten oder eine variable Komponente einzuführen**. Eine entsprechende Regelung könnte in der StromNEV eingeführt werden. Diese soll Verbraucher*innen einen Anreiz geben, bei der Stromnachfrage die Netz- und Systemdienlichkeit zu berücksichtigen. Ausgestaltungsoptionen sind zeit- oder raumvariable Netzentgelte oder eine Variabilität in Abhängigkeit der Netzauslastung, der Präsenz von Engpässen oder den Strompreisen (Metz/Doderer 2021, S. 25-27).

Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

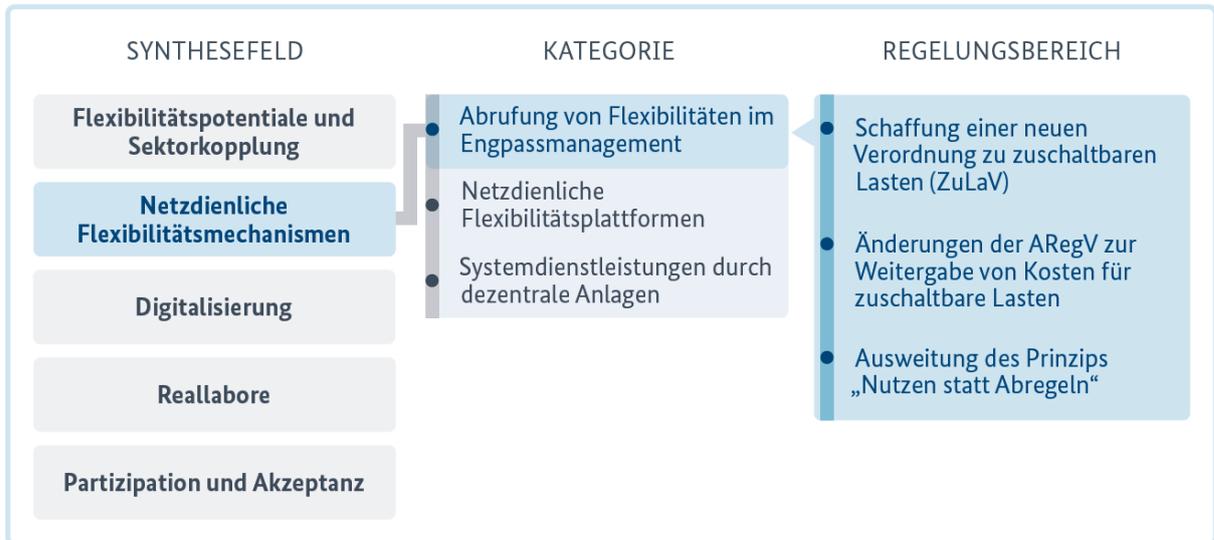
Der Reformbedarf bei der Netzentgeltsystematik ist seit vielen Jahren bekannt. So schlug das BMWi bereits 2014 im Grünbuch Strommarktdesign eine grundsätzliche Überprüfung vor – mit dem Ziel, über die Netzentgelte mehr Anreize für Lastflexibilisierung zu geben bzw. gegenläufige Anreize abzuschaffen. Auf Grundlage verschiedener Studien (Grashof et al. 2013; Agora Energiewende et al. 2014; r2b 2014) identifizierte das BMWi als Optionen die Anpassungen von Sonderregelungen, die Prüfung von Leistungspreisen und die Dynamisierung der Netzentgelte (BMW 2014, S. 24-25).

Die Rechtsänderungsvorschläge, die im Rahmen von SINTEG zum Themenfeld Netzentgeltreform erarbeitet wurden, sind insofern nicht neu, sondern reihen sich in eine intensive Debatte zu diesem Thema ein, die während der gesamten Laufzeit des Vorhabens geführt wurde. Studien zu der Thematik sind u. a. von Agora Energiewende, Consentec und dena vorgelegt worden. Hinzu kommen Stellungnahmen von relevanten Akteuren in der Energiewirtschaft (z. B. BDEW 2015; BNetzA 2015).

Der Mehrwert der in SINTEG entstandenen Analysen besteht im Fokus auf die Verteilnetzebene sowie in der intensiven Auseinandersetzung mit Stakeholdern über tiefgreifende Reformansätze.

4.2. Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen entwickeln

4.2.1 Abrufung von Flexibilität im Engpassmanagement



Worum geht es?

Zu den angestrebten innovativen Konzepten für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zählt die Förderbekanntmachung die Entwicklung von Formen effizienter Engpassbewirtschaftung (BMW i 2015). Dessen zunehmende Bedeutung folgt aus der Diskrepanz zwischen dem stark fortschreitenden Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem nur zögerlich erfolgenden Netzausbau. Die Engpässe, die dadurch entstehen, machen Abregelungen notwendig, mit der Folge, dass Strom aus erneuerbaren Energien nicht für die Versorgung genutzt werden kann, aber der Allgemeinheit Kosten für die Entschädigung der Anlagenbetreiber entstehen.

Relevante Normen sind in erster Linie die Regelungen des EnWG und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Das Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 wurde mit Wirkung zum 01.10.2021 durch die am 12.5.2019 in Kraft getretene Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) mit dem Redispatch zusammengeführt und einheitlich im EnWG verankert, um insbesondere die Kosten für die Behebung von Netzengpässen zu senken. Denselben Zweck verfolgte die im Juli 2021 in Kraft getretene Novellierung von ARegV und StromNEV.

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

In den untersuchten Publikationen konnten neben diversen Analysen zur Rechtslage elf Vorschläge zur Rechtsänderung bzw. -fortentwicklung identifiziert werden, die sich mit der Abrufung von Flexibilität im Engpassmanagement beschäftigen. Dabei geht es konkret um Wege, wie Abregelungen durch Bereitstellung **zuschaltbarer Lasten** vermieden werden könnten. Die Vorschläge hängen eng miteinander zusammen, lassen sich aber thematisch wie folgt strukturieren:

- Schaffung einer neuen Verordnung zu zuschaltbaren Lasten (ZuLaV),
- Änderungen der ARegV zur Weitergabe von Kosten für zuschaltbare Lasten,
- Ausweitung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“.

In einer Studie für NEW 4.0 entwickeln die Autoren Finanzierungsinstrumente für zuschaltbare Lasten. Zunächst schlagen sie vor, die Ermächtigungsgrundlage des § 13i Abs. 2 EnWG für die Schaffung einer neuen **Verordnung zu zuschaltbaren Lasten** (ZuLaV) zu nutzen (von Gneisenau/Hilpert 2020,

S. 25 ff.). Diese Verordnung würde die Netzbetreiber zur Ausschreibung von Zuschaltleistungen in bestimmten Zeiträumen verpflichten; die Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung der zuschaltbaren Lasten würden durch ein Umlagesystem auf die Letztverbraucher*innen umgelegt. Da auch Verteilnetzbetreiber (VNB) nach § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG in ihrem Netz Systemverantwortung haben können, die Verordnungsermächtigung in § 13i Abs. 2 EnWG aber nur ÜNB erfasse, halten die Autoren eine Rechtsänderung zur Einbeziehung von VNB für eine denkbare Option (von Gneisenau/Hilpert 2020, S. 26). Auf diesem Weg würden die Kosten für zuschaltbare Lasten, die Netzbetreiber eher zum Redispatch von Erzeugungsanlagen anreizen, dem Anwendungsbereich der ARegV entzogen. Designetz schlägt vor, im Rahmen des § 14a EnWG eine Option für VNB zu schaffen, um in Zeiten schwacher Last und hoher erneuerbarer Erzeugung Lasten zuschalten zu können. Hierfür sei allerdings eine Änderung der in der Norm enthaltenen Verordnungsermächtigung notwendig (Designetz 2021, S. 103).

Alternativ oder in Kombination dazu schlagen die Autoren vor, die zum 01.10.2021 auslaufende Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV i.V.m. § 15 EEG 2017 (nunmehr unverändert EEG 2021) zur Bestimmung der Kosten für Einspeisemanagement **für die Kosten von zuschaltbaren Lasten weiterhin** zu verwenden, also in geänderter Form gelten zu lassen (von Gneisenau/Hilpert 2020, S. 27 f.). Damit würden diese Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (dnbKA) anerkannt. Dies würde auch nach Novellierung der ARegV möglich sein, vgl. § 11 Abs. 2 Nr. 17 ARegV n.F. Dabei könne auch eine Differenzierung nach Art der zuschaltbaren Lasten oder eine Kombination mit der oben vorgeschlagenen ZuLaV für jeweils bestimmte Zuschaltleistungen erfolgen.

Weitere Vorschläge, die dazu dienen, die Benachteiligung betriebskostenintensiver Engpassmanagementmaßnahmen gegenüber kapitalkostenintensiver Netzausbaumaßnahmen auszugleichen (CAPEX-OPEX-Problem), werden im Abschnitt 4.3.2 „Digitalisierung im Netzbetrieb“ dargestellt.

Als weitere Maßnahme wird die **Ausweitung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“** diskutiert. Anknüpfungspunkt ist die Sonderregelung des § 13 Abs. 6a EnWG, die es in ihrer Fassung vor Juli 2021 ÜNB erlaubte, mit Betreibern von KWK-Anlagen, die sich in Netzausbaugebieten nach dem inzwischen aufgehobenen § 36c Abs. 1 EEG 2017 befanden, Verträge über die Zuschaltung von Lasten abzuschließen. Diese erfolgt durch die Nutzung einer Power-to-Heat-Anlage für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung (Kondziella et al. 2019, S. 23 f.). Der Anwendungsbereich dieser Regelung wird als zu eng kritisiert und daher vorgeschlagen, das Instrument auf weitere Gebiete Deutschlands und andere Technologien auszuweiten und ggf. sogar für die betroffenen Projekte zusätzlich eine Reduktion der Letztverbraucherabgaben in Betracht zu ziehen (Doderer et al. 2020, S. 13 f.; Doderer et al. 2018b, S. 18 f.). Hinsichtlich der technologieneutralen Ausschreibung für zuschaltbare Lasten deckt sich dies weitgehend mit dem oben dargestellten Vorschlag, eine ZuLaV zu schaffen. In Betracht kommt aber auch, lediglich die Regelungen für KWK-Power-to-Heat-Anlagen durch Rechtsverordnung nach § 13i Abs. 3 Nr. 3 EnWG zu präzisieren oder auf Grundlage der Ermächtigung des § 13i Abs. 2 EnWG auszuweiten (Antoni 2018, S. 7). C/sells empfiehlt allgemeiner eine Überprüfung der Fördersystematik, damit Sektorkopplungstechnologien system- und netzdienlich eingesetzt werden können (C/sells 2020a, S. 21).

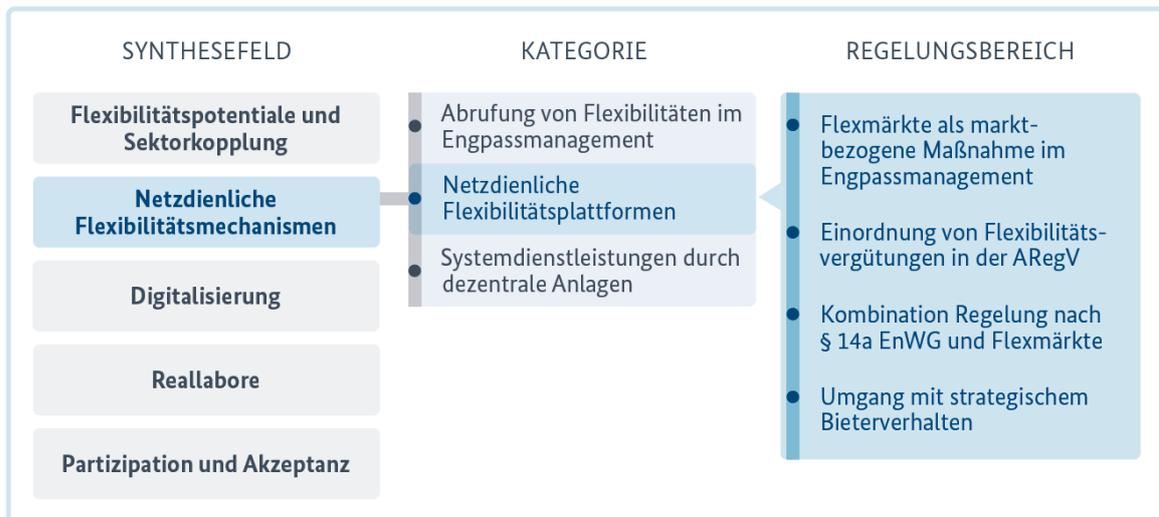
Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Die Vorschläge ergänzen andere Studien und Beiträge über Vor- und Nachteile der marktlichen Beschaffung von Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung, insbesondere in Bezug auf die Nutzbarkeit von zuschaltbaren Lasten (z. B. Hirth et al. 2018). Speziell die Beiträge zur Ausweitung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ sind im Kontext entsprechender Forderungen anderer Institutionen und Stakeholder zu betrachten (Bundestag 2020, S. 10; BDEW 2021c, S. 16 ff.).

Durch Novellierung im Juli 2021 ist der Anwendungsbereich von § 13 Abs. 6a EnWG geographisch und zeitlich erweitert worden. Im Gegenzug wurde § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG a. F. gestrichen, der die Bundesregierung für den Fall, dass die vertraglichen Vereinbarungen mit KWK-Anlagen nicht zu einer installierten elektrischen Leistung von Wärmereizern von 2 Gigawatt im Netzausbaugebiet führen, zu dem Vorschlag einer Rechtsverordnung nach § 13i Abs. 1 und 2 EnWG n. F. verpflichtete, die auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten umfassen sollte. Nach wie vor stellt § 13 Abs. 6a EnWG n. F. nur eine Übergangsmaßnahme dar, die gemäß § 118 Abs. 22 EnWG n. F. nach dem 31.12.2023 nicht mehr anzuwenden ist.

Mit der ebenfalls im Juli 2021 erfolgten Änderung der ARegV hat die Bundesregierung zudem Maßnahmen eingeführt, um die Kosten des Engpassmanagements zu senken. Dazu gehören insbesondere die Einführung eines Bonus-Malus-Systems für ÜNB, durch das die Engpassmanagementkosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden (vgl. § 17 ARegV n. F. i. V. m. Anlage 5). Darüber hinaus besteht eine wesentliche Änderung darin, auf Verteilernetzebene Engpassmanagementkosten als volatile Kosten anzuerkennen (vgl. § 11 Abs. 5 Nr. 2 ARegV n. F.). Teilweise hat der Gesetzgeber somit Vorschläge aus den Schaufenstern aufgegriffen, teilweise hat er für die angesprochenen Probleme andere Lösungen gewählt.

4.2.2 Netzdienliche Flexibilitätsplattformen



Worum geht es?

Die Förderbekanntmachung zum SINTEG-Programm lud die Forschenden dazu ein, auch innovative wettbewerbliche Verfahren zu testen, damit ein intelligentes Energienetz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sicher betrieben werden kann (BMWi 2015). In vier der fünf Schaufenster wurden Flexibilitätsplattformen mit verschiedenen Charakteristika entwickelt, die dazu dienen, das Angebot von und die Nachfrage nach netzdienlicher Flexibilität zusammenzuführen. Wenn sich an einem bestimmten Ort oder einer Region ein Netzengpass abzeichnet, kann der Netzbetreiber vorausschauend lokal angebotene Flexibilitäten sichern – mit dem Ziel, kostenintensivere Redispatchmaßnahmen zu vermeiden – insbesondere die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (Weyer/Iversen 2021b, enera 2021, S. 400 ff.; Goldkamp/Schallenberg 2019; Börries et al. 2018; NEW 4.0 2021, S. 29 f.; Weyer/Iversen 2019; Schleswig-Holstein Netz/ARGE Netz 2020).

Den rechtlichen Rahmen für diese innovativen Marktmechanismen bildet das EnWG – hauptsächlich die §§ 13, 14 und 14a EnWG sowie die Bestimmungen der ARegV und der StromNEV. Für die SINTEG-Teilnehmenden war daneben die SINTEG-V relevant. § 5 SINTEG-V erlaubte es ihnen abweichend von § 13 Abs. 6 i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG, eine Internetplattform für abschaltbare und zuschaltbare Lasten einzurichten, ohne dass dafür alle VNB zusammenarbeiten müssen. §§ 7–9 SINTEG-V regeln die Erstattung wirtschaftlicher Nachteile durch die Teilnahme an Flexmärkten im Rahmen des Projekts (vgl. ausführlich dazu Weyer/Iversen 2021; enera 2021, S. 400 ff.).

Die wichtigste Weiterentwicklung des Rechtsrahmens während der Laufzeit von SINTEG war die Neuregelung des Redispatches durch das 2019 in Kraft getretene Energieleitungsbeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0). Die alten Regelungen in den §§ 14, 15 EEG 2017 zum Einspeisemanagement wurden in die Regelungen des EnWG zum Redispatch überführt (vgl. dort §§ 13, 13a und 14 EnWG). Ziel des neuen Systems ist es, dass die Eingriffe der Netzbetreiber zukünftig so durchgeführt werden, dass die Netzengpässe mit möglichst geringen Gesamtkosten behoben werden können. Die verpflichtende Teilnahme am regulierten Redispatch nach § 13a EnWG n.F. wurde außerdem auf alle Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie auf kleinere, fernsteuerbare Anlagen ausgeweitet. Diese Anlagen stehen damit nicht mehr als Anbieter auf einer gewerblichen Flexibilitätsplattform zur Verfügung (vgl. Weyer/Iversen 2021a, enera 2021, S. 403).

Daneben enthalten auch die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO) und Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EBM-RL) Vorgaben zur marktlichen Beschaffung von Flexibilitäten. Art. 13 Abs. 2 EBM-VO statuiert einen primär marktbasiereten Redispatch. Nur ausnahmsweise ist ein nicht marktbasierter Redispatch möglich. Ein solcher Ausnahmefall ist u. a. dann möglich, wenn strukturelle Netzengpässe strategisches Bieten ermöglichen (Art. 13 Abs. 3 EBM-VO). Zur Umsetzung der EU-Vorgabe wurde § 14c EnWG n. F. geschaffen, der die „Marktgestützte(n) Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilernetz“ regelt. Danach haben „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die Flexibilitätsdienstleistungen für ihr Netz beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern, dies in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren durchzuführen“. Die §§ 13, 13a, 14 Abs. 1 und 1a sowie § 14a bleiben von der Neuregelung unberührt. In Absatz 2 des neu geschaffenen § 14c EnWG wird klargestellt, dass VNB die Spezifikationen für Flexibilitätsdienstleistungen in einem transparenten Verfahren eigenständig entwickeln. Alternativ kann die BNetzA die Spezifikationen und standardisierte Marktprodukte auch selbst festlegen (vgl. Absatz 3). Zudem kann die BNetzA unter gewissen Voraussetzungen für bestimmte Flexibilitätsdienstleistungen eine Ausnahme von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung festlegen (vgl. Absatz 4).

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

In den Schaufenstern wurden verschiedene Rechtsänderungsvorschläge entwickelt, um die Aktivierung von Flexibilitäten über wettbewerbliche Flexibilitätsplattformen zu ermöglichen und den Handel auf den Plattformen vor Missbrauch zu schützen. Die 16 identifizierten Vorschläge decken die folgenden Themen ab:

- Flexmärkte als marktbezogene Maßnahme im Engpassmanagement,
- Einordnung von Flexibilitätsvergütungen in der ARegV,
- Kombination der Regelung des § 14a EnWG mit der Einführung von Flexmärkten,
- Umgang mit strategischem Bieten.

Trotz der Einschränkung des Anbieterfeldes durch die Reform des Redispatch, sprechen sich NEW 4.0, enera und C/sells klar für eine Nutzung von wettbewerblichen Flexibilitätsplattformen insbesondere

für die Aktivierung lastseitiger Flexibilität aus (NEW 4.0 2021, S. 45; Jebens et al. 2021, Sommer et al. 2021; C/sells 2020a, S. 4, 25). Um dies zu erreichen, fordert NEW 4.0, **Flexibilitätsplattformen in § 13 EnWG als marktbezogenes Instrument des Engpassmanagements** explizit zu verankern (NEW 4.0 2021, S. 45, Schleswig-Holstein Netz/ARGE Netz 2020). Enera plädiert dafür, Flexplattformen wie die im Vorhaben entwickelte Plattform in einem Hybridmodell zusammen mit dem Redispatch 2.0 einzusetzen. Dabei soll nicht-regulierte Flexibilitätsanbieter – insbesondere Lasten – auf der Plattform lokal verortete Flexibilität anbieten können. Der Netzbetreiber soll dieses Angebot immer dann nutzen, wenn diese Lösung kosteneffizienter ist als die günstigste Lösung im Rahmen des regulierten Redispatch 2.0 und eine vergleichbare oder bessere Wirkung auf den Netzengpass gegeben ist. Um die Umsetzung dieses Hybridmodells zu ermöglichen, empfehlen die Autor*innen ebenso wie C/sells die Anpassung von § 13 Abs. 6 EnWG. Insbesondere solle die Vorgabe entfallen, dass internetbasierte Flexplattformen gemeinsam von allen Netzbetreibern betrieben werden müssen (Sommer et al. 2021, S. 277). WindNODE sieht das Konzept ebenfalls als grundsätzlich geeignet, sofern Gaming durch effiziente Regulierung unterbunden werden kann und auch kleinere Anlagen, die nicht unter den regulierten Redispatch fallen, durch intelligente Messsysteme angebunden sind bzw. kostengünstig eingebunden werden können (WindNODE 2020a, S. 30; Beucker et al. 2020, S. 12). Dagegen steht Designetz Flexibilitätsmärkten im Niederspannungsnetz aufgrund mangelnder Liquidität skeptisch gegenüber – zumindest in der kurzen Frist – und empfiehlt stattdessen, Erfahrungen mit Instrumenten auf regulierter Basis zu sammeln (Designetz 2021, S. 103, vgl. hierzu Abschnitt 4.2.1).

Darüber hinaus schlägt das Team von NEW 4.0 als kurzfristige Maßnahme vor, die Vergütungen, die Netzbetreiber an Flexibilitätsanbieter zahlen, in **§ 11 ARegV** als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anzuerkennen, wie dies bereits für Vergütungen des Redispatch und Entschädigungen im Fall von Einspeisemanagement der Fall ist. Langfristig sei hingegen eine grundsätzliche Reform der ARegV erforderlich (NEW 4.0 2021, S. 45). Auch Autor*innen des enera-Konsortiums bewerten es als Hemmnis für die verstärkte Nutzung von marktbasierendem Engpassmanagement, dass die Kostenarten bisher nicht gleichgestellt sind (Weyer/Iversen 2019, S. 489; Sommer et al. 2021, S. 277).

C/sells schlägt vor, Flexibilitätsplattformen für das Engpassmanagement einzuführen, in der alle Flexibilitäten anbieten können – auch Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, die § 14a EnWG unterfallen. Die **Plattformlösung** sieht C/sells **als Alternative zum Modell der Spitzenglättung**, das im Auftrag des BMWi entwickelt worden war (EY et al. 2019). Für kleinere Anlagen ohne aktive Vermarktung sieht das Modell eine Freigabe der Anlagennutzung auf der Plattform zu einmalig typspezifischen und standardisierten Randbedingungen gegen eine vorab festgelegte, leistungsbezogene Vergütung vor. Als Vorteil wird genannt, dass die Flexibilitäten so auch durch vorgelagerte Netzebenen genutzt werden können und Parallelsysteme vermieden werden. Das System beruhe zudem auf Freiwilligkeit, statt wie im Modell der Spitzenglättung die Nicht-Teilnahme mit höheren Kosten zu belegen (Bogensperger et al. 2021, S. 64–68; C/sells 2020a, S. 4, 25).

Verschiedene Studien thematisieren die **Gefahr von Marktmissbrauch, strategischem Bieterverhalten – auch als Gaming bezeichnet – und Arbitrage**, wenn netzdienliche Flexibilität über Marktmechanismen bereitgestellt wird (vgl. z. B. Hirth et al. 2018; Höckner et al. 2019, Höckner et al. 2021b). WindNODE und NEW 4.0 haben deshalb Mechanismen entwickelt und zum Teil auch getestet, um Manipulationsrisiken zu senken. Vorgeschlagen werden zufallsbasierte Quotierungen der Flexibilitätsvolumina und konsequente Kontrolle der Zeitreihen, d.h. der tatsächlichen Fahrweise der Flexibilitätsanbieter, um das Angebot von Scheinflexibilität zu verhindern (NEW 4.0 2021, S. 45; Schleswig-Holstein Netz/ARGE Netz 2020), regulierte Vergütung, wenn Indikatoren auf Marktmacht einzelner Anbieter hinweisen, oder der Nachweis von Energiemarktgeschäften (Schuster et al. 2019). Enera schlägt vor,

das Flexplattformen als Teil eines Hybridmodells mit dem Redispatch 2.0 kombiniert werden. Da in diesem Modell, die Gebote der Plattform nur dann zum Zug kommen, wenn sie kostengünstiger als die regulierte Option sind, wirkt diese als Preisobergrenze (Sommer et al. 2021, S. 273). Offen bleibt in den Veröffentlichungen, in welchem Detailgrad die Maßnahmen durch den Gesetzgeber ausgestaltet werden sollten oder ob sie von den Plattformen selbst entwickelt werden könnten.

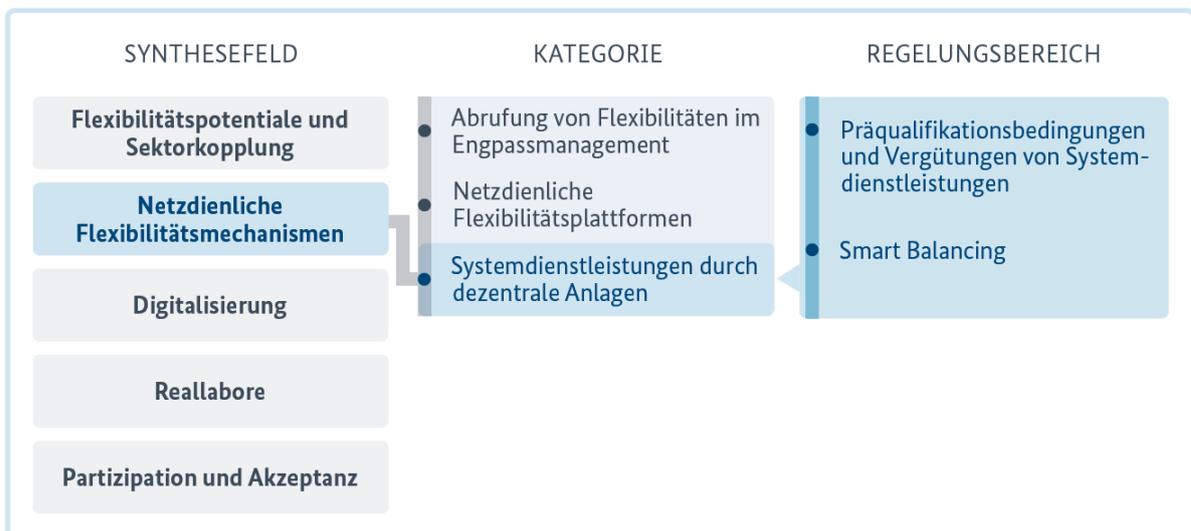
Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Wettbewerbliche Flexibilitätsmechanismen sind im Rahmen des SINTEG-Programms zum ersten Mal in größerem Maßstab unter Realbedingungen erprobt worden. Diese Erfahrungen liefern einen wichtigen Beitrag zur laufenden Debatte darüber, wie die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen und vor allem von Lasten angereizt werden kann.

Das Europarecht ist klar auf die marktliche Beschaffung von Flexibilität ausgerichtet. Um dem Risiko kleinteiliger Strukturen gerecht zu werden, lässt Art. 13 Abs. 3 EBM-VO unter bestimmten Umständen eine Ausnahme von der marktlichen Beschaffung zu. Der deutsche Gesetzgeber hat auf die europarechtlichen Vorgaben bereits reagiert und mit § 14c EnWG n. F. eine Umsetzung der Vorgaben aus Art. 32 EBM-RL beschlossen. Es bleibt abzuwarten, ob diese Regelung zu einer breiteren Nutzung von Flexibilitätsplattformen beitragen kann.

Auch Flexibilitätsvergütungen sind bereits adressiert worden: Im Zuge der Novellierung der ARegV im Juli 2021 werden nunmehr Engpassmanagement-Kosten ausdrücklich als volatile Kosten für VNB anerkannt. Dies setzt die von einigen Schaufenstern geforderte Gleichstellung der unterschiedlichen Redispatchkostenarten um (vgl. Abschnitt 4.2.1).

4.2.3. Systemdienstleistungen durch dezentrale Anlagen



Worum geht es?

In einem vollständig durch erneuerbaren Energie gespeisten Stromsystem müssen dezentrale Anlagen neben der Stromerzeugung zunehmend auch Systemdienstleistungen bereitstellen, die bisher konventionelle Kraftwerke erbringen. Dazu gehören Funktionen für die Frequenz- und Spannungshaltung wie Blindleistung, Momentanreserve, Regel- und Ausgleichsenergie sowie der Versorgungswiederaufbau

nach einem Netzzusammenbruch. Gegenstand des SINTEG-Programms war es daher, Konzepte zu entwickeln und zu erproben, wie dezentrale Anlagen Systemdienstleistungen sicher erbringen können. Zu diesen Anlagen gehören neben Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auch Speicher, Sektorkopplungsanlagen und Lasten, insbesondere in der Industrie. Der Fokus lag dabei auf der Verteilnetzebene, aber auch auf dem Zusammenspiel von Akteuren auf verschiedenen Netzebenen. Für die Einbindung dezentraler Anlagen in die Systemsicherung sollten sowohl wettbewerbliche Verfahren als auch regulatorische Anreize geprüft und Konzepte für die Echtzeitkommunikation zwischen Netzbetreibern und den dezentralen Systemdienstleistern erprobt werden (BMW, 2015).

Die grundlegenden Regelungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen befinden sich im EnWG sowie im EEG und in den Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber. Diese greifen häufig auf technische Regelwerke z. B. Forum für Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) oder vom BDEW zurück. Einschlägig sind zudem die europäischen Vorschriften in der EBM-RL, der EBM-VO, der Guideline on Electricity Balancing und der europäischen Netzkodizes (Halbig 2019; Halbig 2020c; Halbig 2021).

Änderungen im Rechtsrahmen ergaben sich während der Laufzeit des SINTEG-Programms vor allem durch die Verabschiedung des europäischen „Saubere Energie für alle Europäer“-Pakets. Die Novellierung der EBM-RL verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, die Beschaffung von Systemdienstleistungen in einem „transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren“ zu organisieren (vgl. Halbig 2021, S. 6) – eine Vorgabe, die durch eine Anpassung von § 12h EnWG im November 2020 in nationales Recht umgesetzt wurde.

Durch Festlegung gemäß §§ 12h Abs. 4, 29 Abs. 1 EnWG hat die BNetzA allerdings bereits für einzelne nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen Ausnahmen von der Verpflichtung der marktgestützten Beschaffung zugelassen, etwa bzgl. der Trägheit der lokalen Netzstabilität, der Inselbetriebsfähigkeit, der dynamischen Blindstromstützung und bzgl. Kurzschlussstrom (vgl. Beschlüsse vom 18.12.2020, Az.: BK6-20-298, BK6-20-296, BK6-20-297 und BK6-20-295).

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

Während in allen fünf Schaufenstern technische Fragen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Anlagen untersucht wurden, waren die regulatorischen Fragen vor allem Gegenstand der Forschung im Schaufenster NEW 4.0. Die elf hier identifizierten Änderungsvorschläge betreffen dabei die Themen:

- Präqualifikationsbedingungen und Vergütung von Systemdienstleistungen,
- Smart Balancing.

Im NEW 4.0-Synthesebericht wird die stetige **Weiterentwicklung der Präqualifikationsbedingungen für Systemdienstleistungen** gefordert, um die diskriminierungsfreie Teilnahme neuer Technologien wie Erneuerbaren-Energien-Anlagen, Sektorkopplungsanlagen, Speicher und flexible Lasten zu ermöglichen. Konkret wird vorgeschlagen, Regelungsoptionen für die Vergütung von Blindleistungserbringung und Momentanreserve und für das Pooling von Kleinanlagen und Verbrauchern zu prüfen und die Anschlussbedingungen von Anlagen anzupassen (NEW 4.0 2021, S. 27, 49 f.). Detailliertere Vorschläge enthält der Bericht nicht. Der Vorschlag beruht auf Untersuchungen zum rechtlichen Rahmen für Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung (Halbig 2018; Halbig 2019; Halbig 2021) sowie zur Erbringung von Regelernergie (Halbig 2020b; Halbig 2020c). Die Veröffentlichungen geben einen guten Überblick über den derzeitigen rechtlichen Status quo, enthalten jedoch keine konkreten Rechtsänderungsvorschläge. Mit Blick auf das Marktdesign für Regelernergie wird aber festgestellt, dass eine Pflicht

zur fortlaufenden Anpassung an den technologischen Fortschritt besteht, um allen Akteuren und Technologien die diskriminierungsfreie Marktteilnahme zu ermöglichen. Diese Anpassungen stehen unter dem Vorbehalt, dass das übergeordnete Ziel der Systemstabilität nicht beeinträchtigt wird. Hintergrund ist, dass Präqualifikationsbedingungen für die Regelenergiemärkte, z. B. Laufzeiten von Produkten, regulatorische Hemmnisse für die Marktteilnahme von neuen Akteuren darstellen können (Halbig, 2020c). In Bezug auf Windenergieanlagen kritisiert die Autorin zudem die z. T. übliche Praxis, Windenergieanlagen in Netzengpassregionen von Regelenergiemärkten auszuschließen, als deswegen nicht angemessen, weil eine Berücksichtigung exogener Beschränkungen nicht zulässig sei (Halbig 2020b). Bezüglich der Umsetzung der Vorgaben der EBM-RL beanstandet die Autorin, dass bisher keine konkreten Modalitäten für ein marktgestütztes, transparentes und diskriminierungsfreies Beschaffungsverfahren für Blindleistung festgelegt worden seien (Halbig 2021). Auch im Rahmen von C/sells wurden die Herausforderungen für die Regelleistungsbereitstellung durch Flexibilitäten auf Haushaltsebene untersucht und prozessuale und administrative Hürden benannt. Im Ergebnis empfiehlt das Team u. a., Prozesse im Präqualifikationsportal stärker zu automatisieren und reduzierte Testverfahren einzuführen (Heising 2021, S. 58 f.; Kraft et al. 2021).

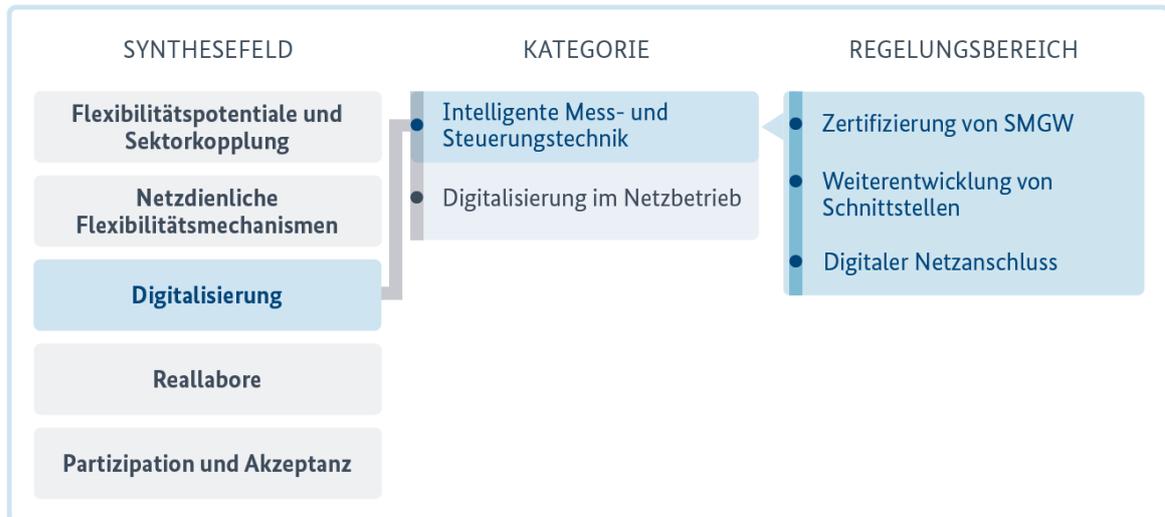
NEW 4.0 2021 hat darüber hinaus einen Vorschlag für den Umgang mit Ausgleichsenergie vorgelegt. Das **Smart Balancing-Modell**, das in Belgien und den Niederlanden bereits angewendet wird, soll den Bedarf für die Beschaffung von Ausgleichs- und Regelenergie senken. Bilanzkreisverantwortliche sollen nur dann Fahrplanabweichungen in ihrem Bilanzkreis ausgleichen, wenn dies dem Ausgleich in der gesamten Regelzone dient. Systemdienliche Fahrplanabweichungen können hingegen bestehen bleiben oder sogar aktiv herbeigeführt werden. Voraussetzung hierfür sind Echtzeitinformationen über Fahrplanabweichungen in der Regelzone (Röben et al. 2020, Röben 2020, Röben et al. 2021). Aus Sicht von NEW 4.0 könnte das Modell durch eine Änderung von § 4 Abs. 2 S. 2 StromNEV umgesetzt werden. Allerdings müsste auch eine Preisdifferenzierung nach Über- und Unterspeisung zugelassen werden (NEW 4.0 2021, S. 50).

Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Wie Systemdienstleistungen auch in einem auf erneuerbaren Energien aufbauenden Stromsystem sicher bereitgestellt werden können, ist seit einigen Jahren Gegenstand verschiedener Untersuchungen (z. B. dena 2014; Agora Energiewende 2014). Insbesondere die dena fördert im Rahmen einer Plattform den kontinuierlichen Austausch zwischen den Stakeholdern zu dem Thema, veröffentlicht Studien (dena 2020b; Consentec 2020) und Stellungnahmen (dena 2020a). In diesem Rahmen werden u. a. Vorschläge zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen und der Vergütungsstrukturen entwickelt. Der ebenfalls von NEW 4.0 entwickelte Vorschlag des Smart Balancing scheint dagegen einen neuen Schwerpunkt zu setzen, der in der Debatte unserer Recherche nach bisher noch nicht diskutiert wird.

4.3. Digitalisierung

4.3.1. Intelligente Mess- und Steuerungstechnik



Worum geht es?

Die Digitalisierung des Energiesystems zu erproben, war eine Kernaufgabe des SINTEG-Programms. Im Vordergrund standen dabei laut Förderbekanntmachung sichere Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), insbesondere der Einsatz von intelligenten Messsystemen, die mit den entsprechenden Schutzprofilen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ausgestattet sind. In der Förderbekanntmachung wurden beispielhaft die folgenden Anwendungsfälle für IKT genannt: automatisierten Netzüberwachung zur Steuerung der Systemstabilisierung; netzdienliches und vertrieblisches Energiemanagement sowie mess- und eichrechtliche Aspekte. Darüber hinaus sollten technische Standards, IT-Plattformen und offene Datenmodelle für Energiedienstleistungen und Mehrwertdienste entwickelt werden, die den geltenden Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit genügen. Alle entwickelten Lösungen sollten mit den Standards kompatibel sein, die auf europäischer und internationaler Ebene gelten oder entwickelt werden, sowie Beiträge zu laufenden Standardisierungsprozessen leisten (BMW i 2015).

Relevante Normen für den Bereich enthalten das EnWG, das EEG, das MsbG, die IT-Sicherheitsgesetze 1.0 und 2.0 sowie einschlägige Richtlinien von BSI und BNetzA (vgl. auch umfassend dazu Brühl et al. 2021).

Als eine große Herausforderung in der Umsetzung der Projekte erwies sich der bis Februar 2020 verzögerte Rollout von zertifizierten intelligenten Messsystemen (iMsys) und der relevanten Tarifierungsanwendungsfälle (vgl. Designetz 2021, S. 105). Am 07.02.2020 veröffentlichte das BSI die Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme und gab damit den Startschuss für den verpflichtenden Rollout in bestimmten Einsatzbereichen (BSI 2020, S. 28). Allerdings konnten verschiedene SINTEG-Teilvorhaben iMsys in der Smart-Metering-Test-Public-Key-Infrastruktur (Test-PKI) einsetzen und erste Erfahrungen mit konkreten Anwendungsfällen sammeln.

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

In den untersuchten Publikationen konnten 13 Rechtsänderungsvorschläge identifiziert werden, die sich mit intelligenter Mess- und Steuerungstechnik beschäftigen. Sie betreffen die folgenden Themen:

- Zertifizierung von SMGW,
- Weiterentwicklung von Schnittstellen,
- Digitaler Netzanschluss.

Die Einsatzfähigkeit von intelligenten Messsystemen wird von allen Schaufenstern als ein Schlüssel für das effiziente Zusammenspiel aller Anlagen im dezentralen Energiesystem gesehen. Mit Blick auf die **Zertifizierung des Smart Meter Gateway (SMGW)** regt Designetz an, die Geräte nicht mit Funktionen zu überfrachten, um die Kosten zu begrenzen. Stattdessen sollten bereits angeschlossene Geräte genutzt werden. Auch ein Autor des C/sells-Konsortiums warnt vor zu detaillierten technischen Vorgaben für das SMGW, die Innovationen in diesem Bereich bremsen könnten. Stattdessen sollten diesbezügliche Vorgaben darauf begrenzt werden, grundlegende Schutzrechte bezüglich des Datenschutzes, der Datensicherheit sowie des Schutzes kritischer Infrastrukturen und des Wettbewerbs abzusichern (Kießling 2021, S. 144). Gleichzeitig zeigt die umfassende Aufarbeitung der IT-Sicherheitsgefahren und der bisher implementierten Schutzmaßnahmen durch das Konsortium von enera, dass ein angemessenes Niveau an IT-Sicherheit nur durch eine fortlaufende Anpassung der Maßnahmen erreicht werden kann, insbesondere dann, wenn die Anzahl kleinerer Anlagen mit bisher geringerem Schutzniveau einen immer größeren Anteil an der gesamten installierten Leistung ausmacht. Aus Sicht der Autor*innen wird dabei immer ein Spannungsverhältnis zwischen Sicherheit auf der einen und effizienten Marktprozessen auf der anderen Seite bestehen (Brühl et al. 2021).

Damit eine Ansteuerung von Lasten und Einspeisern auch kurzfristig – vor Abschluss der entsprechenden Zertifizierungsprozesse der SMGWs – möglich wird, spricht sich Designetz zudem dafür aus, eine **Ansteuerung per Controllable-Local-Systems-Kanal (CLS-Kanal)** und mittels der sogenannte **FNN-Steuerbox** zu standardisieren und zu zertifizieren (Designetz 2021, S. 106).

Die Forschungen von enera ergaben, dass das Fehlen digitaler Infrastrukturen für einen effizienten Informationsaustausch ein zentrales Hemmnis bei der Einbindung von dezentralen Anlagen in neue Marktsegmente und neue Marktrollen darstellt. Sollen einzelne Anlagen wie Wärmepumpen, Stromspeicher oder Elektrofahrzeuge schnell zwischen Marktsegmenten wie z. B. Eigenversorgung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen hin- und herwechseln, entstünden hohe Transaktionskosten zur Identifikation der Anlage, zur Zustandsübermittlung und zur Abwicklung von Transaktionen. Die Autor*innen schlagen daher vor, eine „digitale Ende-zu-Ende-Infrastruktur“ aufzubauen, die diese Lücke schließt und dem VNB eine automatisierte und sichere Anlagenidentifizierung ermöglicht. Technisch soll dies durch ein **Geräte-Identitätsregister** umgesetzt werden, welches auf Blockchain-Technologie basieren und ergänzend zu intelligenten Messsystemen und dem Marktstammdatenregister entwickelt werden soll. Zusätzlich zur Anbindung müssten offene Standards geschaffen werden, um die Interoperabilität zwischen Anlagen und Geräten zu gewährleisten (Albrecht/Strüker 2021a, S. 405 f. und weiterführend zur Blockchaintechnologie Albrecht/Strüker 2021b). Weitere Details zur rechtlichen Ausgestaltung enthält die Publikation nicht.

Auch in C/sells wurden Empfehlungen für eine neue digitale Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Anlagen entwickelt. Der Fokus von C/sells lag dabei darauf, die Anlagenbündelung hinter dem Netzverknüpfungspunkt zu ermöglichen, um Eigenversorger*innen und Energiegemeinschaften neue Möglichkeiten zu eröffnen. Dafür soll ein **digitaler Netzanschluss** entwickelt werden, der mit einem Kommunikationsanschluss zu den bereits vorhandenen Anlagen im Gebäude, einem intelligenten Messsystem und einer digitaler Steuerbox des Netzbetreibers sowie weiteren Schalteinrichtungen ausgestattet sein soll. Damit könnten den Prosumenten Signale für netzdienliche Maßnahmen wie z. B. Leistungsbegrenzungen übermittelt werden. Der digitale Netzanschluss soll dabei am Netzanschluss des Gebäudes andocken und nicht an einzelnen Anlagen (Kießling 2021, S. 141). VNB sollen die Möglichkeit erhalten,

Sollwerte für die maximale Bezugsleistung bzw. die maximale Einspeiseleistung an die Kommunikationsschnittstelle des Netzanschlusses zu senden. Innerhalb dieser Vorgaben optimiere dann das angeschlossene Energiemanagementsystem die Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen im Gebäude. Die vorgegebenen Leistungswerte sollen dabei sowohl die vertragliche vereinbarte Netzanschlusskapazität als auch Entwicklungen im Netz, die eine dynamischen Anpassung der Vorgaben erfordern, berücksichtigen (Weigand et al. 2021).

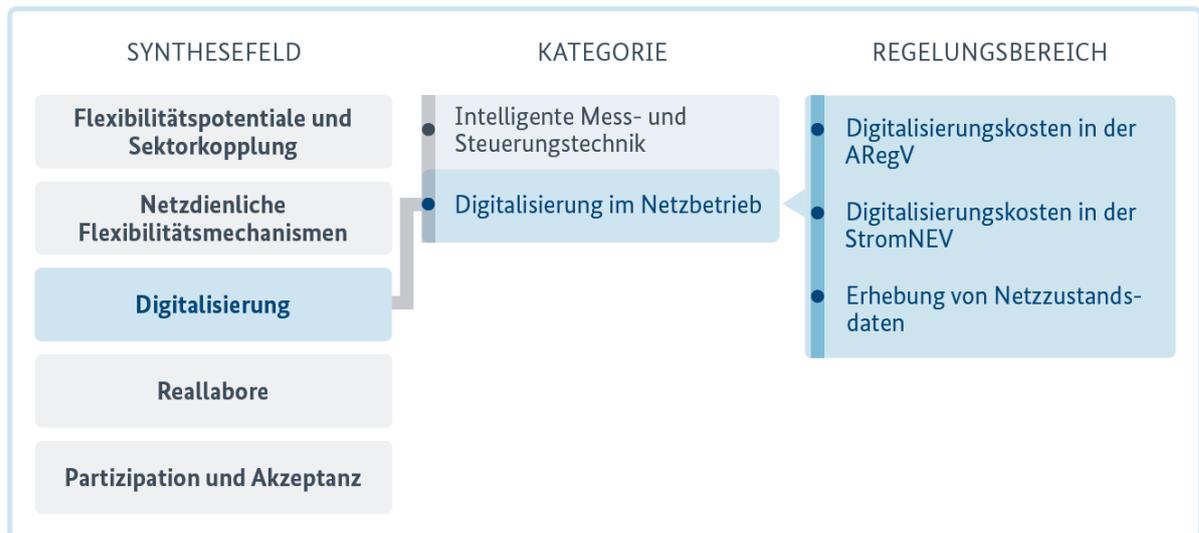
Der Vorschlag wird kombiniert mit der Forderung nach der Einführung von **Standard-Prosumentenprofilen**, bei denen die Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch nicht anlagenbezogen, sondern aggregiert am Netzanschluss für eingespeiste Überschussmengen und bezogenen Reststrom erfolgt. So könne „hinter dem Netzanschluss“ eine Optimierung verschiedener Anlagen, z. B. einer PV-Anlage in Kombination mit einer Batterie, einer Wärmepumpe und/oder einem Elektrofahrzeug erfolgen (Kießling 2021, S. 141).

Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Der Rollout von intelligenten Messsystemen ist ein komplexer Prozess: In einem dynamischen technischen Umfeld muss ein Ausgleich gefunden werden zwischen den Anforderungen der Marktakteure an die Geräte und der Notwendigkeit zur Standardisierung – auch um den Schutzinteressen der IT-Sicherheit und des Datenschutzes gerecht zu werden – einerseits und dem Wunsch nach Investitionssicherheit andererseits. Nachdem das BSI im Februar 2020 mittels der Markterklärung zum Einbau intelligenter Messsysteme, die nach Ansicht der Behörde bestimmte Voraussetzungen erfüllten, verpflichtet hatte, setzte das Oberverwaltungsgericht für das Land Nordrhein-Westfalen im März 2021 im Eilrechtsschutzverfahren die sofortige Umsetzung dieser Markterklärung wieder aus und folgte damit im Wesentlichen der Begründung des beschwerdeführenden Unternehmens, das (auch) andere Messsysteme, als die vom BSI zugelassenen vertreibt. In Reaktion auf den Gerichtsbeschluss passte der Gesetzgeber das MsbG bereits im Juli 2021 entsprechend an, um die Fortführung des Rollouts abzusichern. Eine zentrale Änderung betrifft die Legaldefinition des Begriffs intelligentes Messsystem. In der Neuregelung wird nunmehr ein deutlich weiteres Begriffsverständnis zugrunde gelegt. Insbesondere können Funktionen des Smart-Meter-Gateways, das den wesentlichen Bestandteil eines intelligenten Messsystems ausmacht, nunmehr auch „im Zusammenwirken mit den informationstechnischen Systemen weiterer Berechtigter“ wahrgenommen werden (vgl. § 2 Nr. 7 MsbG).

Die Rechtsänderungsvorschläge der Schaufenster sind vor dem Hintergrund der Gesetzesänderung detailliert zu prüfen. Mit Ausnahme des Designetz-Vorschlags zur Zertifizierung des Ansteuerungsmechanismus handelt es sich um grundlegend neue Ansätze, die eine Reihe von Folgeänderungen nach sich ziehen würden. Der von C/sells vorgeschlagene digitale Netzanschluss hängt zudem eng mit einer Grundfrage der Energiewenderegulierung zusammen, nämlich, wie Eigenversorgung und Energiegemeinschaften zukünftig behandelt werden sollen. Diese Frage wird kontrovers diskutiert (vgl. dazu Abschnitt 4.1.1). Auch im Hinblick auf die vorgeschlagene Entwicklung neuer Prosumentenprofile gibt es kritische Stimmen. Die BNetzA z. B. hält eine Kombination von Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen für nicht geeignet, um die Abwicklung zu verbessern, da die Entwicklung von Einspeiseprofilen aufwändig und fehleranfällig sei (BNetzA 2020, S. 6). Die von enera entwickelte Idee eines Gerätereisters scheint in dieser Form bisher noch nicht diskutiert worden zu sein.

4.3.2 Digitalisierung im Netzbetrieb



Worum geht es?

Ein Ansatz des SINTEG-Programms war es, innovative Konzepte für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb und eine sichere Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Anlagen zu entwickeln. Dazu sollten auch regulatorische Anreizsysteme für die Teilnahme dezentraler Einheiten an der Systemsicherung gehören. Das Programm diente zudem der Entwicklung sicherer IKT im intelligenten Netz, wozu insbesondere auch der Austausch von Daten zwischen den einzelnen Akteuren gehört (BMWi 2015).

Der sichere und effiziente Netzbetrieb wird vor allem durch Regelungen des EnWG, der ARegV und der StromNEV adressiert. Dieser Rechtsrahmen ist im Juli 2021 novelliert worden, auch vor dem Hintergrund der durch das NABEG 2.0 herbeigeführten Zusammenlegung von Redispatch und Einspeisemanagement im EnWG. Zentrales Normgerüst für die Einbindung von IKT im intelligenten Netz ist das MsbG.

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

In den untersuchten Publikationen konnten 22 Rechtsänderungsvorschläge identifiziert werden, die auf Änderungen oder Anpassungen der ARegV, der StromNEV oder des MsbG abzielen. Die Vorschläge beinhalten sowohl kurzfristige Anpassungen im bestehenden Rechtsrahmen als auch Überlegungen zu einer grundlegenden Neuordnung des Rechtsrahmens für die Digitalisierung im Netzbetrieb. Die Vorschläge lassen sich in drei thematische Untergruppen aufteilen:

- Digitalisierungskosten in der ARegV,
- Digitalisierungskosten in der StromNEV,
- Erhebung von Netzzustandsdaten.

Der überwiegende Anteil von Vorschlägen betrifft **Digitalisierungskosten in der ARegV**. Davon adressieren die meisten die Ungleichbehandlung von Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX), die innovative, aber betriebskostenintensive IKT-Maßnahmen gegenüber kapitalintensiven Maßnahmen für Netzbetreiber wirtschaftlich unattraktiver macht.

C/sells und NEW 4.0 schlagen vor, Digitalisierungskosten in den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (dnbKA) im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV aufzunehmen, um eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze zu ermöglichen (Bogensperger/Wohlschlager 2021, S. 35; Senders/Halbig 2020, S. 36 f.).

NEW 4.0 präferiert dabei eine offene Formulierung, wobei eine spätere Konkretisierung der refinanzierbaren Techniken in das Ermessen der BNetzA gestellt wird. Hierzu sollen deren Festlegungskompetenzen in § 32 ARegV erweitert werden (Senders/Halbig 2020, S. 37).

Demgegenüber bevorzugt Designetz die Einführung einer neuen Kostenklasse „IKTEX“ für innovative Ansätze im Bereich der IKT, mit den Betriebskosten für IKT als beeinflussbare bzw. volatile Kostenanteile (vKA) anerkannt werden und damit im Gegensatz zu den dnbKA in den Effizienzvergleich gemäß § 12 ARegV einfließen können (Designetz 2021, S. 113). Eine Variante dieses Vorschlags sieht vor, dass die BNetzA über eine Verfahrensregelung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV ein zusätzliches Anreizsystem festlegt, damit volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Um netzdienliche Flexibilität beim Engpassmanagement gezielt anzureizen, wurde im enera-Konsortium ein kombiniertes Instrument mit dem Titel „Flexshare & FOCS“ (fixed OPEX-CAPEX-share) entwickelt (Meyer 2021, S. 382 ff.). Dieses verfolgt einerseits einen sogenannten Sliding-Scale Ansatz, bei dem die Kostenrisiken auf Basis eines Anreizfaktors zwischen Netzbetreibern und Netzkunden im Sinne eines Bonus-Malus-Systems aufgeteilt werden, und andererseits einen sogenannten TOTEX-Ansatz, durch den ein festgelegter Teil der Engpassmanagementkosten, die eigentlich Betriebskosten sind, kapitalisiert wird. Während mithilfe des ersten Ansatzes der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und auskömmlichen Renditen für die Netzbetreiber bei Maßnahmen des Engpassmanagements gelöst werden soll, soll mithilfe des zweiten das CAPEX-OPEX-Problem überwunden werden.

Um den Effizienzvergleich gemäß § 13 Abs. 3 ARegV weniger stark am Leitungsausbau und anderen analogen Lösungen auszurichten, empfehlen C/sells und NEW 4.0, digitale Parameter aufzunehmen (Bogensperger/Wohlschlager 2021, S. 35 f.; Senders/Halbig 2020, S. 32 f., 37 f.). Dabei unterscheidet NEW 4.0 zwischen zwei Optionen: Eine besteht darin, dass die BNetzA bei der Anwendung des Effizienzvergleichs den ihr seit der dritten Regulierungsperiode zustehenden größeren Einschätzungsspielraum nutzt und neben der reinen Leitungslänge auch den durch Digitalisierungsmaßnahmen ersparten Leitungsausbau berücksichtigt (Senders/Halbig 2020, S. 32 f.). Alternativ dazu bzw. zusätzlich könnte nach Ansicht der Autor*innen der Parameterkatalog des § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV angepasst werden, indem entweder unmittelbar ein Vergleichsparameter für digitale Anwendungen neu aufgenommen wird, oder – mittelbar – das Kriterium der Leitungslänge unter den Vorbehalt der Vermeidbarkeit durch Digitalisierungsmaßnahmen gestellt wird (Senders/Halbig 2020, S. 37 f.).

Mehrere Vorschläge aus dem Designetz-Konsortium zielen auf eine stärkere allgemeine Förderung von Innovationen im Netzbetrieb. Dabei wird zunächst empfohlen, den Zuschlag für **Forschungs- und Entwicklungskosten** (F & E) nach § 25a ARegV von der Pflicht zu befreien nachzuweisen, dass entstandene Kosten bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus im Basisjahr der entsprechenden Regulierungsperiode tatsächlich nicht einbezogen worden sind (Designetz 2021, S. 108 f.). Da dieses Ausschlusskriterium bereits bei der allgemeinen Berücksichtigung von Personalkosten von in F & E-Projekten eingesetztem Personal gilt, führe dessen zusätzliche Berücksichtigung im Rahmen von § 25a ARegV zu einer kontraproduktiven Verlagerung von F & E-Projekten an externe Dienstleister.

Ein weiterer Vorschlag bezweckt eine innovationsfreundliche, konsistente und langfristig verlässliche **Eigenkapitalverzinsung** ab der vierten Regulierungsperiode, also ab 2023 (Designetz 2021, S. 110 f.).

Angesichts zunehmender Verwerfungen auf den nationalen Geld- und Finanzmärkten solle die Zinsermittlung nicht mehr retrospektiv auf Grundlage historischer Daten erfolgen, sondern anhand des Kriteriums der internationalen Wettbewerbsfähigkeit. So könnte etwa der deutsche Kapitalmarkt bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie eine größere Rolle spielen. In ähnlicher Weise schlägt auch C/sells vor, bei der Eigenkapitalverzinsung das durch innovative Investitionen steigende Risiko zu berücksichtigen, etwa indem geringfügig höhere Eigenkapitalzinssätze für innovative Investitionen festgelegt werden (Bogensperger/Wohlschlager 2021, S. 37).

Designetz empfiehlt darüber hinaus, den Verbraucherpreisindex bei der **Bestimmung der Erlösobergrenze** zu korrigieren und um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Xgen zu ergänzen. Damit könnten Produktivitäts- und Einstandspreisdifferenzen zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft bereinigt werden. Da allerdings realiter solche Differenzen nicht mehr bestehen würden bzw. ihr Bestehen bei realistischer Betrachtung nicht mehr angenommen werden könne, müsse der Faktor mit Null angesetzt werden. Anderes dürfe nur gelten, wenn die BNetzA eine signifikante Abweichung nachweisen könne (Designetz 2021, S. 111).

Schließlich hält Designetz sogenannte **Efficiency Carry Over-Ansätze** für vielversprechend, um zu verhindern, dass die Marktregulierung selbst außergewöhnliche Investitionen hemmt. Vor demselben Hintergrund wird auch empfohlen, den Effizienzbonus nach § 12a ARegV auszubauen. Während „Efficiency Carry Over“ bedeutet, dass ein Teil des Effizienzgewinns von Netzbetreibern als Bonus bei der Ermittlung der nächsten Erlösobergrenze berücksichtigt werden kann, führt der Effizienzbonus dazu, dass besonders effiziente Unternehmen einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze erhalten. (Designetz 2021, S. 108).

Demgegenüber sind nach Ansicht von C/sells derartige Modifikationen des geltenden Rechtsrahmens unzureichend. Als langfristige Alternative zur geltenden ARegV müsse vielmehr für Deutschland eine sogenannte Yardstick-Regulierung entwickelt und umfangreich evaluiert werden (Bogensperger/Wohlschlager 2021, S. 43 ff.; Köppl et al. 2021, S. 11). Insbesondere solle evaluiert werden, inwiefern sogenannte „Peer Groups“ vergleichbarer Netzbetreiber gebildet werden können, die gleichzeitig ausreichend groß sind, um kollusives Verhalten zu verhindern. Auch sollten verschiedene Investitionsanreize, wie sie in anderen Ländern zum Einsatz kommen, intensiv geprüft werden (Bogensperger/Wohlschlager 2021, S. 45). Auch im Rahmen von NEW 4.0 ist die Yardstick-Regulierung geprüft, ihre Einführung jedoch wegen der fragwürdigen Kosten-Nutzen-Bilanz einer derartigen Umstellung des regulatorischen Rahmens kritisch gesehen worden (Senders/Halbig 2020, S. 38 f., 41).

Bezüglich der **Digitalisierungskosten in der StromNEV** schlagen C/sells und Designetz übereinstimmend vor, die kalkulatorischen Abschreibungsdauern für innovative Betriebsmittel in Anlage 1 der StromNEV an deren tatsächliche Innovationszyklen anzupassen (Bogensperger/Wohlschlager 2021, S. 36 f.; Designetz 2021, S. 112). Innovative Betriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) erforderten häufig höhere Aufwendungen für Wartung und Betrieb und hätten teilweise kürzere Lebensdauern als reguläre Netzbetriebsmittel. Nach Auffassung von Designetz kann diese Anpassung am besten durch die Einführung einer Sammelanlagengruppe „Smart“ erfolgen, weil die alternative Einführung individueller Kategorien für innovative Betriebsmittel aufwändiger wäre.

Schließlich schlägt Designetz vor, § 56 MsbG so zu ändern, dass die grundzuständigen Messstellenbetreiber die intelligenten Messsysteme (iMSys) zur **Erhebung der Netzzustandsdaten** nutzen und diese an die VNB weiterleiten können (Designetz 2021, S. 105). Nach derzeitiger Rechtslage sei dies zu auf-

wändig und weder volkswirtschaftlich noch technisch sinnvoll, weil Netzzustandsdaten mit Personenbezug außerhalb der gesetzlich eng definierten Fälle nur mit datenschutzrechtskonformen Einwilligungserklärungen der Betroffenen erhoben werden dürfen.

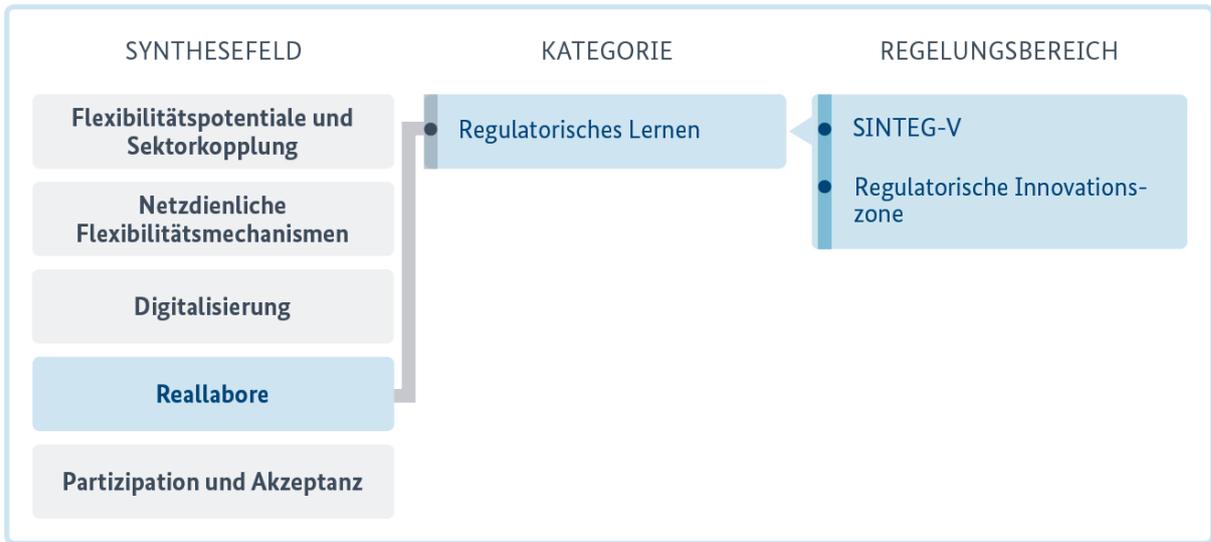
Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Schon seit langem werden stärkere finanzielle Anreize zur Digitalisierung der Energiewende gefordert, insbesondere mit Blick auf die CAPEX-OPEX-Problematik (z. B. BNetzA 2015, Consentec/Frontier Economics 2019). Insofern enthalten die Vorschläge der Schaufenster im SINTEG-Projekt zur Änderung der ARegV und der StromNEV keine grundlegenden Neuerungen, auch wenn deren konkrete Ausgestaltung teilweise durchaus innovativ ist (z. B. der kombinierte Flexshare & FOCS-Ansatz). Auch der grundsätzlichere Vorschlag eines Umstiegs auf eine Yardstick-Regulierung knüpft insbesondere an Erfahrungen im Ausland, vor allem in Norwegen, und ursprüngliche Überlegungen der BNetzA zu einer Einführung dieses Ansatzes in der dritten Regulierungsperiode (2019-2023) an (BNetzA 2006).

Mit der im Juli 2021 erfolgten Novellierung der ARegV hat die Bundesregierung bestimmte Anreizinstrumente eingeführt, die bereits in einzelnen Vorschlägen der Schaufenster enthalten sind. Dies betrifft insbesondere das Bonus-Malus-System für ÜNB gemäß § 17 ARegV n. F., mit dem Engpassmanagementkosten bei der Ermittlung der Erlösbergrenze berücksichtigt werden, sowie für VNB die Anerkennung von Engpassmanagementkosten als volatile Kosten (§ 11 Abs. 5 Nr. 2 ARegV n. F.), die dadurch im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die übrigen Vorschläge sind vor dem Hintergrund einer neuen Rechtslage neu zu bewerten. Der Vorschlag zur Reform von § 56 MsbG stellt dagegen, soweit ersichtlich, einen gänzlich neuen Ansatz dar.

4.4. Pionier für Reallabore

4.4.1. Regulatorisches Lernen



Worum geht es?

In SINTEG sollten Zukunftstechnologien und -verfahren nicht nur entwickelt, sondern auch im Realbetrieb erprobt werden. Die Förderbekanntmachung verlangte insoweit von den Teilnehmenden die Bereitschaft, „innerhalb der Modellregion im Rahmen der gesetzlichen Regelungen neue Rahmenbedingungen zu schaffen und z. B. auf Basis von Experimentierklauseln [...] zu erproben“ (BMW 2015, S. 11). Die Konsortien konnten hierfür in ihren Anträgen ihren Bedarf an Änderungen der Rahmenbedingungen benennen.

Im Februar 2017 übermittelte die Bundesregierung an die Schaufenster und betroffenen Stakeholder den Entwurf einer „Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V). Die SINTEG-V wurde dann in der Bundeskabinettsitzung vom 10.05.2017 beschlossen und trat am 15.06.2017 in Kraft. Sie beruht auf der Ermächtigungsgrundlage in § 119 EnWG. Kern der Verordnung ist ein Nachteilsausgleich: Unternehmen sollen Musterlösungen testen können, ohne dadurch wirtschaftliche Nachteile zu erleiden, die sich aus dem aktuellen Rechtsrahmen ergeben.

Experimentierklauseln schaffen die rechtlichen Voraussetzungen für Reallabore (BMW 2019). Es handelt sich dabei in der Regel um Normen, die für einen beschränkten Anwendungsbereich und Zeitraum Abweichungen von geltenden Rechtsvorschriften einführen. Ziel von Experimentierklauseln ist es, Erkenntnisse über neue Produkte und Verfahren zu gewinnen und neue regulatorische Ansätze zu testen. Dahinter steht die Erwartung, dass das Instrument angesichts sehr dynamischer, aber auch unsicherer technologischer Entwicklungen einen Lernprozess unter Realbedingungen anstößt, der zu den Wirkungen bestimmter Regulierungsmaßnahmen belastbarere Erfahrungswerte generiert als eine theoretische ex-ante-Abschätzung (Ranchordás, 2014; Kahl et al. 2016; Kalis et al. 2018).

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

Da die SINTEG-V ausschließlich für die Anwendung durch die SINTEG-Teilnehmenden konzipiert wurde, äußerten diese zahlreiche detaillierte Rechtsänderungsvorschläge zur Verordnung. Um die vor-

liegende Analyse nicht zu überfrachten, wurden hier nicht die Stellungnahmen zum Entwurf der SINTEG-V berücksichtigt, sondern nur solche Änderungsvorschläge, die sich aus der Reflektion im Rückblick speisen. Die SINTEG-Teilnehmenden blickten gleichzeitig auch über die SINTEG-V hinaus und entwickelten Vorschläge für zukünftige Experimentierklauseln. Weitere eng verwandte Analysen mit weiteren Ausgestaltungsoptionen wurden von SINTEG-Teilnehmenden außerhalb von SINTEG veröffentlicht.

Vertreter*innen von WindNODE, NEW 4.0 und C/sells thematisieren in verschiedenen Publikationen spezifische Hemmnisse bei der Anwendung der **SINTEG-V** und legten Verbesserungsvorschläge vor. Kritisiert werden insbesondere:

- der zu enge Anwendungsbereich (Antoni 2018; WindNODE 2020b),
- die relativ kurze Geltungsdauer,
- der hohe administrative Aufwand beim Antragsverfahren,
- der Fokus auf einen Nachteilsausgleich ohne zusätzliche Anreize für Flexibilität,
- die Begrenzung der Erstattung der EEG-Umlage auf 60% (WindNODE 2020b, WindNODE 2020a).

Auf Grundlage dieser Erfahrungen schlagen die Forschenden Wege für die Weiterentwicklung von Experimentierklauseln für Reallabore vor. Gefordert werden umfangreichere Entlastungen bei den staatlich induzierten Preisbestandteilen im Strompreis, höhere Planbarkeit und Rechtssicherheit für die beteiligten Unternehmen (NEW 4.0 2021), positive finanzielle Anreize für Flexibilitätsbereitstellung anstelle eines reinen Nachteilsausgleich (C/sells 2020a), Vereinfachung von Prozesses etwa bei den Nachweispflichten, längere Laufzeiten von z. B. zehn Jahren und die Berücksichtigung von nicht-technischen Elementen wie Governance und Partizipation von Nutzer*innen (C/sells 2020a).

C/sells verfeinert dabei das bereits vor Beginn von SINTEG entwickelte Konzept der **regulatorischen Innovationszone** (Bauknecht et al. 2015). Im Rahmen einer solchen Innovationszone sollen explizit neue Regulierungsansätze und Politikinstrumente erprobt werden – im Gegensatz zu einem Fokus auf Technologien und Verfahren (Bauknecht 2018). C/sells empfiehlt diesen Ansatz speziell, um eine „ursachengerechte Ausgestaltung von Netzkosten und flexibilitätsfördernden Anreizen für Flexplattformen“ zu erproben (Reuter/Breker 2018, S. 3, siehe auch Bauknecht/Weise 2021, S. 175 f.).

Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Die Bundesregierung hat mit der SINTEG-V Neuland betreten und damit großes Interesse und große Erwartungen bei den Forschungseinrichtungen und Unternehmen ausgelöst. Diese spiegeln sich in der Vielzahl der Detailvorschläge zur SINTEG-V sowie zu möglichen zukünftigen Experimentierklauseln wider.

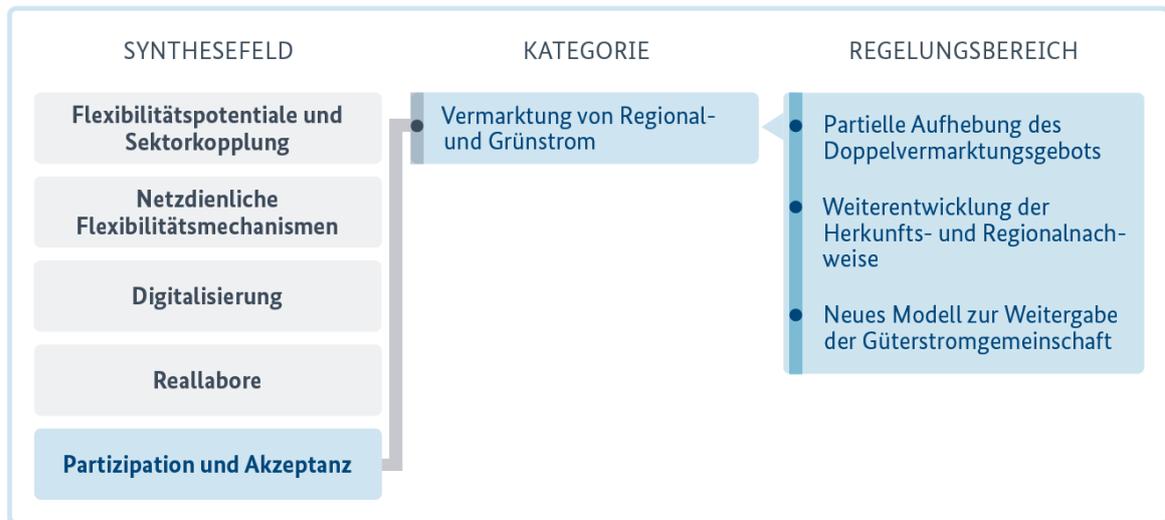
Der Weg des regulatorischen Lernens wird weiterverfolgt: Nach Diskussionen auf EU-Ebene und Forderungen der Wirtschaftsministerkonferenz legte BMWi im Juni 2021 ein Konzept für ein Reallabore-Gesetz vor. Das Ministerium schlägt vor, in dem neuen Gesetz themenübergreifend Standards für Reallabore und Experimentierklauseln festzuschreiben. Darüber hinaus sollen durch Änderungen in den einschlägigen Gesetzen neue Reallabore im Bereich Digitalisierung geschaffen und die bestehenden Experimentierklauseln überprüft werden. Ein verbindlicher Experimentierklausel-Check für neu entwickelt und novellierte Fachgesetze sowie eine zentrale Anlaufstelle ergänzt das Paket (BMW 2021). Es obliegt der neuen Bundesregierung, einen vollständigen Gesetzesentwurf zu erarbeiten. Wichtige Voraussetzung ist laut Angabe der Bundesregierung, dass in den überarbeiteten EU-Beihilfeleitlinien für den Energiebereich Experimentierklauseln explizit ermöglicht werden (Hanke 2021).

Außerhalb von SINTEG wurden weitere Vorschläge mit ähnlicher Stoßrichtung entwickelt. Als Beispiel sei die Veröffentlichung von Kalis et al (2018) genannt, in der detaillierte Anforderungen an eine Experimentierklausel für Sektorkopplungsanlagen dargelegt werden. Für die aus Sicht der Autoren zentralen Hemmnisse für den Durchbruch bei der Sektorkopplung – hohe Stromnebenkosten und der Verlust der Grünstromeigenschaft, wenn Überschussstrom aus dem Netz bezogen wird, werden Ausnahmeregelungen im EEG, EnWG und in der BImSchV vorgeschlagen.

Experimentierklauseln sind jedoch nicht unumstritten. Kritiker führen insbesondere an, dass diese den Gleichbehandlungsgrundsatz verletzen und Rechtssicherheit einschränken (Ranchordás, 2014). In der praktischen Umsetzung kann zudem die zweckmäßige und diskriminierungsfreie Abgrenzung eines Experimentierraums eine große Herausforderung darstellen.

4.5. Partizipation & Akzeptanz

4.5.1. Vermarktung von Regional- und Grünstrom



Worum geht es?

Das SINTEG-Programm hatte nicht nur die Entwicklung neuer technischer Lösungen zum Ziel, sondern verfolgte auch den Ansatz, diese einem möglichst großen Teil der Bevölkerung nahezubringen. So sollten Bürgerinnen und Bürgern aktiv am „neuen“ Energiesystem teilnehmen können und die Akzeptanz für die Energiewende insgesamt gesteigert werden (BMW i 2015).

Drei Schaufenster identifizierten die Vermarktungsmöglichkeiten für regional erzeugten erneuerbaren Strom als einen Hebel, um die Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien zu erhöhen. Die Präferenz für regionale Grünstromprodukte nehme sowohl bei Haushalten als auch bei Unternehmen zu. Regionale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entwickle sich sogar zum Standortvorteil, wie etwa die Ansiedlung von Tesla in Brandenburg zeige. Dies könne wiederum die lokale Unterstützung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ankurbeln (Kahl/Kahles 2020). Vor diesem Hintergrund haben C/sells, NEW 4.0 und WindNODE Vorschläge zur Weiterentwicklung der Herkunfts- und Regionalnachweise ausgearbeitet, die dem Nachweis der Grünstromeigenschaft und der geographischen Herkunft im Strommarkt dienen.

Herkunftsnachweise wurden in Deutschland 2013 eingeführt und sind international handelbar. Sie werden allerdings aufgrund des bereits seit 2004 geltenden Doppelvermarktungsverbots nach § 80 EEG 2021 nur für erneuerbaren Strom aus Anlagen ausgestellt, die zuvor keine EEG-Förderung erhalten haben. Die entsprechenden Bestimmungen sind in § 79 EEG 2021 sowie verschiedenen darauf aufbauenden Verordnungen geregelt. Anfang 2019 kamen die Regionalweise gemäß § 79a EEG 2021 hinzu. Danach darf Strom als regional vermarktet werden, wenn die Erzeugungsanlage nicht weiter als 50 km vom Postleitzahlgebiet des Endkunden oder der Endkundin entfernt ist (§ 79a Abs. 6 S. 2 EEG 2021).

Welche Rechtsänderungsvorschläge wurden in SINTEG entwickelt?

Insgesamt enthalten die hier untersuchten Publikationen der Schaufenster sieben Rechtsänderungsvorschläge, die sich mit der Vermarktung von Grünstrom beschäftigen. Dabei werden die folgenden Regelungsbereiche angesprochen:

- partielle Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots,

- Weiterentwicklung der Herkunfts- und Regionalnachweise,
- neues Modell zur Weitergabe der Grünstromeigenschaft.

Autoren aus dem NEW 4.0-Konsortium schlagen eine **Überprüfung des Doppelvermarktungsverbots** vor, um es insbesondere Industrieunternehmen zu erleichtern, in der Strombeschaffung auf erneuerbaren Strom umzustellen. Denn in der Praxis führe das Doppelvermarktungsverbot dazu, dass trotz der höheren Nachfrage nach grünem Strom und der höheren Zahlungsbereitschaft dafür das Angebot im Inland nicht entsprechend gesteigert werde. Herkunftsnachweise stammten daher größtenteils aus dem europäischen Ausland. Für die Steigerung der Akzeptanz sei aber gerade die regionale oder zumindest inländische Beschaffung des Stroms entscheidend. Zudem greife die ursprüngliche Begründung für das Doppelvermarktungsverbot nicht mehr vollständig, da inzwischen ein Teil der EEG-Umlage durch den Bundeshaushalt gedeckt und zugleich neue Anlagen immer stärker mithilfe von Markterlösen finanziert würden. Ziel sei es bei der Einführung des Doppelmarktverbotes gewesen, Verbraucher*innen davor zu schützen, doppelt für die Grünstromeigenschaft einer Kilowattstunde zu bezahlen. Durch die neuen Finanzierungsquellen für EE-Investitionen bestehe dieses Risiko aber nicht mehr in gleicher Weise. Als Option wird daher vorgeschlagen, das Doppelvermarktungsverbot für bestimmte Anlagenkohorten, z. B. Neuanlagen, zu lockern, wobei die Lockerung an die Bedingung einer direkten Lieferung gekoppelt werden könnte. Bei Bestandsanlagen solle die Inanspruchnahme von Herkunftsnachweisen freiwillig sein, wobei aber die EEG-Förderung der Anlage dann um den Wert der Herkunftsnachweise abgesenkt werden müsse (Kahl/Kahles 2020, S. 12 f.).

Für **Regionalnachweise** im Sinne von § 79a EEG 2017 (jetzt EEG 2021) wurden im Rahmen von NEW 4.0 folgende Weiterentwicklungsoptionen vorgeschlagen: Das Einzugsgebiet für Regionalstrom solle von Anlagen im Umkreis von bislang 50 km um die betreffende Anlage auf 100 oder 150 km erweitert werden. So könne auch dem Bedarf industrieller Nutzer entsprochen werden. Außerdem solle für den Fall, dass direkte Lieferverträge oder Verträge mit Aggregatoren vorliegen, die Möglichkeit geschaffen werden, gleichzeitig Herkunfts- und Regionalnachweis zu erhalten. Denn gerade Industrieunternehmen suchten für grüne Beschaffungsstrategien nach Strom, der zugleich grün ist und regional erzeugt wird. Da aber Regionalnachweise nach derzeitiger Rechtslage nur für solche Strommengen ausgestellt werden, die durch die Marktprämie gefördert werden, für diese Mengen aber gerade keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden, sei eine kombinierte Ausstellung beider Nachweise derzeit zumindest nicht ohne Umweg möglich (Kahl/Kahles 2020, S. 9).

C/sells empfiehlt ebenfalls eine Weiterentwicklung des Systems der Herkunfts- und Regionalnachweise und fordert vor allem **bessere Bedingungen für Klein- und Kleinstanlagen**. Hintergrund ist, dass laut Einschätzung der Autor*innen ein Handel mit Herkunfts- und Regionalnachweisen für Strommengen unter einer MWh bisher nicht wirtschaftlich sei. C/sells sieht ein wachsendes Potenzial für die Erzeugung von und den Handel mit kleinen Strommengen aufgrund der Digitalisierung in der Energiewirtschaft. Die Nachweise müssten diesen neuen Möglichkeiten Rechnung tragen und es Anbietern erlauben, die auch im Haushaltssektor wachsende Nachfrage nach regionalen Grünstromprodukten zu decken (Reuter/Breker 2018, S. 4 f.). Diese hatte sich im Rahmen einer in C/sells durchgeführten Umfrage zu Präferenzen von Haushalten beim Strombezug gezeigt (C/sells 2020b, S. 114). Detaillierte Ausgestaltungsoptionen enthält die Publikation nicht.

Im Rahmen von WindNODE wird für die Vermarktung von Grünstrom insbesondere an Industriekunden eine grundlegend **neue Vermarktungsform** vorgeschlagen: Das Marktentwicklungsmodell soll Stromerzeugern ermöglichen, die Grünstromeigenschaft ihres Stroms in sortenreinen Bilanzkreisen an Letztverbraucher*innen weiterzugeben. Anders als bei den Herkunftsnachweisen wird dabei nicht nur auf die Strommengen abgestellt, sondern auch die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch des

Grünstroms sichergestellt. Die neue Vermarktungsoption soll als zusätzliche Option im EEG verankert werden und gleichzeitig eine Brücke in eine Post-EEG-Phase ohne Förderung bilden (Metz et al. 2021a, S. 34 f.; Doderer et al. 2018a, WindNODE 2020a).

Wie ordnen sich die Vorschläge in die laufende energiepolitische Debatte ein?

Die Stromkennzeichnung wird seit vielen Jahren kontrovers diskutiert. Insbesondere die Grünstromanbieter, aber auch Think Tanks kritisierten wiederholt das bestehende System als intransparent und inkonsistent und schlugen Anpassungen des bestehenden Systems und zum Teil auch alternative Vermarktungsmodelle vor (vgl. z. B. Maaß et al. 2019; Seebach et al. 2019; Agora Energiewende und Hamburg Institut 2015).

Die in SINTEG entwickelten Analysen tragen zu dieser laufenden Debatte bei. Als SINTEG-spezifisch kann der Fokus auf den Nachweis der Grünstromeigenschaft beim Handel mit kleinen Strommengen gesehen werden, der erst perspektivisch durch die zunehmende Verbreitung von entsprechender Mess- und Steuerungstechnik in der Breite zur Option wird.

5. Schlußbetrachtung

Die SINTEG-Schaufenster haben zahlreiche Vorschläge erarbeitet, wie der Regulierungsrahmen im Energiebereich angepasst werden könnte, um eine breite Anwendung der in SINTEG entwickelten Lösungen zu ermöglichen. Der vorliegende Bericht gibt einen systematischen Überblick, zu welchen Einzelthemen Vorschläge vorgelegt wurden und welche Hemmnisse sie jeweils adressieren.

Der inhaltliche Schwerpunkt der Rechtsänderungsvorschläge ist das Thema Flexibilitätsbereitstellung für Markt und Netz und hier insbesondere die Rahmenbedingungen für Flexibilitätsplattformen als marktbasierendes Instrument im Engpassmanagement. Daneben entwickelten die SINTEG-Schaufenster auch Rechtsänderungsvorschläge zum Thema intelligente Mess- und Steuerungstechnik sowie zur Ermöglichung von Digitalisierung im Netzbetrieb. In beiden Bereichen gibt es neben den hier vorgestellten Rechtsänderungsvorschlägen weitere Empfehlungen zur Anpassung von technischen Normen, Standards und Schnittstellen, die hier ausgeklammert wurden. Hinzu kommen einzelne Vorschläge zur Weiterentwicklung von Experimentierklauseln, die auf den Erfahrungen mit der SINTEG-Verordnung aufbauen, sowie Vorschläge dazu, wie erneuerbarer und dezentral erzeugter Strom besser lokal vermarktet werden kann, um dadurch die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende zu stärken.

Der Abgleich der Vorschläge mit der energiepolitischen Debatte zeigt, dass die Forscher*innen viele Fragen aufgreifen, die schon außerhalb von SINTEG als zentrale Herausforderungen der Energiemarktregulierung bearbeitet wurden und werden. Dies gilt beispielsweise für Optionen, die Netzentgeltsystematik zu reformieren, für die Forderung nach einer Neustrukturierung der Abgaben, Umlagen und Steuern auf Strom oder auch für die Anrechnungsregeln von Investitions- und Betriebskosten im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (CAPEX-OPEX-Problematik). Ein großer Mehrwert der SINTEG-Ergebnisse besteht u. a. darin, dass in vielen Schaufenster-Teilvorhaben die Perspektive der Verteilnetzebene im Vordergrund stand und die Netzbetreiber selbst mitwirkten. Ein besonderer Fokus lag zudem auf dem Potenzial und den Herausforderungen für dezentrale, kleine Anlagen, die in einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem neue Leistungen erbringen müssen.

Wettbewerbliche Flexibilitätsmechanismen sind im Rahmen des SINTEG-Programms zum ersten Mal in größerem Maßstab unter Realbedingungen erprobt worden – hierin besteht ein Alleinstellungsmerkmal des Programms. Die dabei gewonnenen Erfahrungen und die abgeleiteten Rechtsänderungsvorschläge liefern einen wichtigen Beitrag zur laufenden Debatte darüber, wie die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen und vor allem von Lasten angereizt werden kann.

6. Liste der ausgewerteten SINTEG-Veröffentlichungen

- Albrecht, S.; Strüker, J. (2021a): Handlungsoptionen zur Gestaltung des energierechtlichen Rahmens - Arbeitspaket 08 - Identifikation von Marktrollen und Geschäftsmodellen in den USA sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen, in: [enera Projektkompodium](#), S. 404-406
- Albrecht, S.; Strüker, J. (2021b): Neue Geschäftsmodelle im digitalen Energiesystem - Arbeitspaket 09 - Erfolgsfaktoren zur Implementierung von Blockchain-Lösungen bei Energieversorgern, in: [enera Projektkompodium](#), S. 320-321.
- Antoni, O. (2018): [Neukonfiguration des Rechtsrahmens zur Ermöglichung der Sektorenkopplung – Rechtshemmnisse und erste gesetzgeberische Ansätze zu deren Überwindung](#), in: gwf - Gas+Energie 2018, S. 58-64.
- Antoni, O. (2020): [Rechtlicher Rahmen für die Sektorenkopplung – Neue Impulse aus dem Klimaschutzprogramm 2030 und aus Europa?](#) In: ew-Magazin für die Energie-Wirtschaft, Heft 1, S. 15-17.
- Beucker, S.; Heyken, C.; Hüttner, A.; Maeding, S.; Over, C.; Richter, M.; Stein, F.; Weber, A. (2020): [Best-Practice-Manual - Flex Identifizieren!](#), WindNODE.
- Bauknecht, D. (2018): [The concept of “regulatory innovation zones” and the German SINTEG ordinance](#), 3rd National Stakeholders Coordination Group Meeting. Malmö.
- Bauknecht, D. (Hrsg.) (2021): [Evaluation rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in C/sells – AP 2.5](#), C/sells.
- Börries, S., Hermann, A., Höckner, J., Ott, R. und Steiner, S. (2018): enera: Flexibilitätsmärkte für die netzdienliche Nutzung. Lösungsansätze und Chancen aus Sicht der Netzbetreiber. Netzpraxis, Jg. 57, Heft 11-12, S. 51-53.
- Bogensperger, A., Wohlschlager, D., Weise, M. und Schüttke, R. (2021): EnWG §14a: Koordination Netz/Vertrieb, in: Bauknecht, D. (Hrsg.): [Evaluation rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in C/sells – AP 2.5](#), C/sells, S. 50-70.
- Bogensperger, A., Wohlschlager, D. (2021): Anreizregulierungsverordnung, in: Bauknecht, D. (Hrsg.): [Evaluation rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in C/sells – AP 2.5](#), C/sells, S. 23-49.
- Brühl, S.; Stocker, V.; Kaufmann, D. (2021): IT-Sicherheit für KRITIS-Unternehmen in der digitalen Energiewirtschaft, in: Corusa, A. (Hrsg.): [Digitalisierung in der Energiewirtschaft](#) – Digitalisierung, Daten und Sicherheit: Herausforderungen für Unternehmen in der Energiewirtschaft, enera, S. 84-110.
- C/sells (2020a): [EPos - Energiewirtschaftliche Positionen als Ergebnis des C/sells Projekts](#).
- C/sells (2020b): [1.5°Csellsius – Energiewende zellulär – partizipativ – vielfältig umgesetzt](#).
- Designetz (2021): [Lösungen, Strategien, Impulse. Für das Energiesystem der Zukunft – Band 1](#).
- Doderer, H.; Schäfer-Stradowski, S.; Antoni, J.; Metz, J.; Knoll, F. und Borger, J. (2018a): [SINTEG-WINDNODE - Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems](#), WindNODE.
- Doderer, H.; Steffensen, S. und Schäfer-Stradowsky, S. (2018b): [Power to Heat – Eine Chance für die Energiewende](#), Berlin: Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität.
- Doderer, H.; Guder, J. Koch, C. und Londziella, H. (2019a): [Technologieneutralität und ökologische Wirkung als Maßstab der Regulierung von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem](#). Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1, S. 93-95.
- Doderer, H.; Guder, J.; Maeding, S. und Urban, W. (2019b): [Thesenpapier „Flexibilität“](#), WindNODE.
- Doderer, H.; Schäfer-Stradowsky, S. und Antoni, O. (2020): [SINTEG-WINDNODE - Denkbare Weiterentwicklungsoptionen für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems und die Sektorenkopplung](#).
- enera (2021): [Das enera Projektkompodium](#).
- Gneisenau, C. v. und Hilpert, J. (2020): [Zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung](#) – Wie ist der Rechtsrahmen im Vergleich zu Redispatch von Erzeugungsanlagen?, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 18.
- Goldkamp, P.; Schallenberg, J. (2019): Probleme lösen bevor sie entstehen: Lokale Flexibilitätsmärkte, in: Doleski, O.D. (Hrsg.): Realisierung Utility 4.0 Band 1: Praxis der digitalen -Energiewirtschaft von den Grundlagen bis zur Verteilung im Smart Grid. Wiesbaden: Springer-Verlag.
- Halbig, A. (2018): [Blindleistung und Erneuerbare-Energien-Anlagen – Welcher Rechtsrahmen gilt für die Bereitstellung und Vergütung?](#), Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 11.
- Halbig, A. (2019): [Die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung durch EE-Anlagen – Die energierechtliche Untersuchung](#). In: EnergieRecht 2019, S. 59-64.

- Halbig, A. (2020a): [Der neue europarechtliche Rahmen für Speicher](#). In: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Heft 1-2/2020, S. 3–8.
- Halbig, A. (2020b): [Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum](#) - Einordnung von Windenergieanlagen bei der Erbringung von Regelreserve, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 19.
- Halbig, A. (2020c): [Europarechtliche Einflüsse auf den Regelreservemarkt - Eine Untersuchung der Marktteilnahme von EE-Anlagen und Speichern](#), in: EnergieRecht, Heft 6, S. 238 – 242.
- Halbig, A. (2021): [Ein neues Beschaffungsverfahren für Blindleistung durch § 12h EnWG?](#) – Blindleistung und Erneuerbare-Energien-Anlagen – ein Update, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 20.
- Heising, S. (2021): Präqualifikationsanforderungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen, in: Enzenhöfer, R. (Hrsg.) (2021): [C/sells - Das Energiesystem der Zukunft. Konzeptionierung und Umsetzung eines smarten Energiesystems aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers](#). Abschlussbericht der TransnetBW zum Projekt C/sells, S. 58-59.
- Hilpert, J. (2018): [Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements \(PPAs\) mit erneuerbaren Energien](#), Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr.12, Würzburg: Stiftung für Umweltenergierecht.
- Hinterstocker, M. und Roon, Serafin (2017): [Implementation of Variable Retail Electricity Rates in the German System of Taxes, Fees and Levies](#), Vortrag auf der IAEE European Conference am 5. September 2017 in Wien.
- Höckner, J.; Voswinkel, S.; Weber, C., Kramer, N., Rinck, M., Hofer, S., Börries, S., Herrman, A. (2019): Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Engpassmanagement, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7/8, S. 14-17.
- Höckner, J.; Voswinkel, S.; Weber, C. (2021b): Erweiterung des Liquiden Energiemarkts um Regionalisierte Produkte - Arbeitspaket 07 - Market Monitoring zur Identifikation von strategischem Verhalten in Flexibilitätsmärkten (Inc-Dec-Gaming) in: enera (2021): [Das enera Projektkompodium](#), S. 252-254.
- Jebens, J.; Wilken, J.; Sommer, H.; Tarnai, S. und Lahmar, E. (2021): Erweiterung des liquiden Energiemarkts um regionalisierte Produkte, Arbeitspaket 07 – Das Marktdesign des enera Flexmarkts, in: enera (2021): [Das enera Projektkompodium](#), S. 234-280.
- Kahl, H. und Kahles, M. (2020): [Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grundstrombedarf der Industrie – Neue Rechtslage und Reformoptionen](#), Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 50, Würzburg: Stiftung für Umweltenergierecht.
- Kießling, A. (2021): Verhältnis von Rechtssystem und normativer Basis, in: Bauknecht, D. (Hrsg.): [Evaluation rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in C/sells – AP 2.5](#), C/sells, S. 141–169.
- Koch, C.; Letzgus, S. und Schröder, D. (2020): [Multikritielle Bewertung energiewirtschaftlicher Handlungsoptionen](#), Berlin: Technische Universität Berlin.
- Köpl, S.; Estermann, T., und Zeiselmaier, A. (2021): [C/sells - Dezentrale Flexibilität im netzdienlichen Realbetrieb](#): Ergebnisse rund um den Altdorfer Flexmarkt, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft.
- Kondziella, H.; Graupner, S; Bruckner, T.; Doderer, H.; Schäfer-Stradowsky, S.; Koch, C.; Letzgus, S.; Erdmann, G.; Guder, J; Holst, J.-C. (2019): [Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen](#), WindNODE.
- Kraft, E., Lehmann, N., Klemp, N., Huber, J., Hijjo, M., Göhler, G., Beitsch, D., Heising, S., Kießling, A. und Lachmann, Y. (2021): [Vielfalt ermöglichen und optimal nutzen. Über die Nutzbarmachung und Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten](#). High-Level-Use-Case 050L, TP5, AP 5.2, C/Sells-Blaupause: Grün, C/sells.
- Meyer, R. (2021): Handlungsoptionen zur Gestaltung des energierechtlichen Rahmens, Arbeitspaket 08 - Anreizmechanismus „FlexShare & FOCS“ zur gezielten Beanreizung netzdienlicher Flexibilität in der ARegV“, in: enera (2021): [Das enera Projektkompodium](#), S. 382–412.
- NEW 4.0 (2021): [Erfolgsfaktoren der integrierten Energiewende](#) - Wegweisende Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus dem Praxisgrößtest NEW 4.0.
- Metz, J. und Doderer, H. (2021) [Systemische Reformansätze zur Struktur der Netzentgelte](#). Berlin: Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität.

- Metz, J.; Doderer, H.; Harsch, V. und Schäfer-Stradowsky, S. (2021): [Zukünftige Finanzierung von Erneuerbaren Energien](#): Rechtliche Analyse von Reformüberlegungen für den EEG-Fördermechanismus und Ausblick auf eine Finanzierung Erneuerbarer Energien jenseits der EEG-Förderung.
- Reuter, A. und Breker, S. (2018): [C/sells Netze und Märkte verbünden](#), Positionspapier der C/sells-Partner anlässlich des Ministerdialogs am 07.08.2018, C/sells.
- Röben, F. (2020): [Smart Balancing of electrical power – Matching market rules with system requirements for cost-efficient power balancing](#). Tagung "Zukünftige Stromnetze für EE (Berlin)".
- Röben, F.; Schöfer, H.; Meißner, A. und de Haan, J. (2020): [Smart Balancing – Kann Transparenz Kosten reduzieren und neue Geschäftsmodelle ermöglichen?](#), Beitrag zur SINTEG Jahreskonferenz 2019 am 11. und 12.09.2019 in Kassel.
- Röben, F.; Schäfers, H.; Meißner, A. und de Haan, J. (2021): [Smart balancing of electrical power in Germany: Fuzzy logic model to simulate market response](#). *Energies*, 14(8), S. 2309 – 2335.
- Schleswig-Holstein Netz und ARGE Netz (2020): [Scheinflexibilität](#) - Eine beherrschbare Herausforderung für ENKO, NEW 4.0.
- Schuster, H.; Kaltschnee, J.; Nykamp, S. und Maeding, S. (2019): [Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasiertem Engpassmanagement](#), *Energiewirtschaftliche Tagesfrage* 69. Jg. (2019) Heft 1/2, S. 76-79.
- Senders, J. und Halbig, A. (2020): [Digitalisierung und Netzausbau – Zur Einordnung als Stand der Technik und zur Behandlung der Kosten in der Anreizregulierung](#), Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 17, Würzburg: Stiftung für Umweltenergierecht.
- Sommer, H.; Lahmar, E., Gerje, J.; Wilken, J.; Jebens, J.; Neumann, C. und Ott, R. (2021): Using Enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load and other non-regulated assets, in: enera (2021): [Das enera Projektkompodium](#), S. 266–278.
- Sprey, J.; Wahl, M.; Moser, A. (2021): Handlungsoptionen zur Gestaltung des energierechtlichen Rahmens- Arbeitspaket 08 - Bewertung von Netzausbaustrategien im gegenwärtigen Regulierungsrahmen, in: [enera Projektkompodium](#), S. 390–393.
- Weigand, A., Rogg, K., Köppl, S., Springmann, E. (2021): [Digitaler Netzanschluss – Schnittstelle zwischen Gebäude und Stromnetz neu gedacht](#), *BWK* 73, Nr. 5-6, S. 18–21.
- Weyer, H. und Iversen, T. (2019): Regionale Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements, in: *Recht der Energiewirtschaft*, Heft 12, S. 485–492.
- Weyer, H. und Iversen, T. (2021b): Handlungsoptionen zur Gestaltung des energierechtlichen Rahmens, Arbeitspaket 08 -Rechtliche Bewertung enera Flexmarkt, in: enera (2021): [Das enera Projektkompodium](#), S. 400-403.
- Wimmer, M. (2020): Smart Meter, Plattform und Blockchain - Datenschutzrechtliche Herausforderungen neuer Digitalisierungskonzepte der Energiewende, in: *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft*, Heft 11, S. 387-392.
- WindNode (2020a): [Synthesebericht Flexibilität, Markt und Regulierung](#).
- WindNode (2020b): [WindNode Jahrbuch 2020](#) - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordost Deutschlands 2017 – 2020.

7. Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2021): [Ein Gebäudekonsens für Klimaneutralität](#). 10 Eckpunkte wie wir bezahlbaren Wohnraum und Klimaneutralität 2045 zusammen erreichen, Berlin: Agora Energiewende.
- Agora Energiewende und Hamburg Institut (2015): [Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher? Eine Analyse von Stand und Perspektiven des Direktvertriebs von gefördertem Erneuerbare-Energien-Strom](#). Berlin/Hamburg: Agora Energiewende/ Hamburg Institut.
- Agora Energiewende, Ecofys, RAP (2014): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin: Agora Energiewende, Ecofys, Regulatory Assistance Project.
- Agora Energiewende, Fraunhofer IWES, Stiftung Umwelt Energierecht, Fraunhofer IFAM (2014): [Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien](#) – Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (2014): [Stromspeicher in der Energiewende](#). Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Berlin: Agora Energiewende.
- Antoni, O.; Hilpert, J.; Kahles, M.; Klobasa, M. und Eßer, A. (2016): [Gutachten zuschaltbaren Lasten](#) für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein, Würzburg/ Karlsruhe: Stiftung Umweltenergierecht/ Fraunhofer ISI.
- Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Stronzik, M. und Schmitt, S. (2015): [Austesten von regulatorischen Innovationen – das Instrument der Regulatorischen Innovationszone](#). Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7, S. 61-64.
- BDEW (2021a): [Die Energiewende braucht einen PV-Boom](#). Die Photovoltaik-Strategie des BDEW, Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- BDEW (2021b): [Energie macht Zukunft](#). Handlungsempfehlungen der Energiewirtschaft für die 20. Legislaturperiode, Berlin: Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft.
- BDEW (2021c): [Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsgesetz](#) – Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes vom 22. Januar 2021, Berlin: Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft.
- BNetzA (2020): [Prosumer Modell – Erläuterungen zur Präsentation vom 26.06.2020](#), Bonn: Bundesnetzagentur. BNetzA (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bonn: Bundesnetzagentur.
- Bundestag (2020): [Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie vom 15.12.2020 zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften](#), BT-Drucks. 19/25302.
- Bogensperger, A.; Lienert, C.; Zeiselmaier, A.; Köppl, A.; Estermann, T. (2017): [Kurzstudie: Flexibilitätsintegration als wichtiger Bestandteil eines effizienten Energiesystems](#). Studie im Auftrag des BMWi, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE).
- BMWi (2021): [Neue Räume, um Innovationen zu erproben Konzept für ein Reallabore-Gesetz](#), Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2017): Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG), Artikel Website BMWi. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2019): Freiräume für Innovationen – [Das Handbuch für Reallabore](#), Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2015): [Bekanntmachung zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ \(SINTEG\) vom 19. Januar 2015](#), Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2014): [Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie \(Grünbuch\)](#), Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BSI (2020): [Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach §30 MsbG](#), Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik.
- Bundesregierung (2020): [Die nationale Wasserstoffstrategie](#). Berlin: Bundesregierung.
- Consentec (2020): [Kriterien für die Ausgestaltung eines effizienten Beschaffungsregimes für Systemdienstleistungen](#), Studie im Auftrag der dena, Aachen: Consentec.

- Consentec/Frontier Economics (2019): [Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber](#). Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen/ Köln: Consentec/ Frontier Economics.
- dena (2020a): [dena-Stellungnahme Langfristige Ausgestaltung der Systemsicherheit](#), Berlin: Deutsche Energie-Agentur.
- dena (2020b): [Systemsicherheit 2050. Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem](#), Berlin: Deutsche Energie-Agentur.
- dena (2014): [dena-Studie Systemdienstleistungen 2030](#), Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Berlin: Deutsche Energie-Agentur.
- E-Bridge, ZEW, TU Clausthal (2018): [Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft](#) – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Bonn/ Mannheim/ Clausthal: E-Bridge/ Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung/ Technische Universität Clausthal.
- Energy Brainpool (2020): [Impulspapier Energy Sharing](#), Berlin: Energy Brainpool.
- EY/BET/wik (2019): [Gutachten Digitalisierung der Energiewende](#). Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Studie im Auftrag des BMWi, Berlin: Ernst & Young; Büro für Energiewirtschaft und technische Planung; wik.
- FNB Gas (2021): [Impulse für die nächste Legislaturperiode](#). Gasinfrastruktur: Für ein sicheres Energiesystem und effizienten Klimaschutz, Berlin: Die Fernleitungsnetzbetreiber.
- [Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen](#) vom 12. Dezember 2019 (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG), BGBl. I S. 2728.
- Grashof, K.; Hauser, E. und Herrmann, G. (2013): [Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit](#). Studie im Auftrag von Greenpeace e.V.
- Hirth, L.; Schlecht, I.; Maurer, C. und Tersteegen, B. (2018): [Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem – Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts](#). Studie im Auftrag des BMWi, Berlin/ Aachen: Neon/ Consentec.
- Hanke, S. (2021): [Bundesregierung bastelt an Experimentiergesetz](#), Artikel in Tagesspiegel Background vom 06.09.2021.
- Kahl, H.; Hilpert, J. und Kahles, M. (2016): [Experimentierklauseln im Energierecht Zur rechtlichen Beurteilung von Sondervorschriften für Pilot- und Demonstrationsvorhaben](#), Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 20, Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht.
- Kalis, M.; Yilmaz, Y.; und Schäfer-Stradowsky, S. (2018): [Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung](#), Studie im Auftrag des Ministeriums für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern, Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht.
- Liebe, A. und Wissner, M. (2015): [Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich](#). Studie im Auftrag des Ministeriums für ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg und des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.
- Maaß, C.; Werner, R., Mundt, J. und Häsele, S. (2019): [Ökostrommarkt 2025: Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarkts die Energiewende beschleunigt](#). Studie im Auftrag von LichtBlick SE, Hamburg: Hamburg Institut.
- PV Think Tank (2021): 10+ Gigawatt Photovoltaik Pro Jahr, 50 Handlungsempfehlungen, um den PV-Markt in der kommenden Legislaturperiode zu entfesseln, Berlin: Reiner Lemoine Stiftung.
- R2b (2014): [Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen](#). Studie im Auftrag des BMWi, Köln: R2b.
- Ranchordás, S. (2014): [Sunset clauses and experimental legislation: Blessing or curse for innovation](#), Koninklijke Wöhrmann B.V.
- Seebach, D.; Timpe, C.; Lucha, C.; Meinecke, L.; Lehnert, W. und Rühr, C. (2021): [Weiterentwicklung der Ausweisung geförderter EE-Mengen und der allgemeinen Stromkennzeichnung in Deutschland](#). Abschließende Empfehlungen des Vorhabens zur Analyse und Strukturierung des übergreifenden Energierechts (Strom) im Auftrag des BMWi, Freiburg/Berlin: Öko-Institut; Ecologic Institut, Becker, Büttner, Held.
- Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (2021): [Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland](#). 50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode, Berlin: Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende.
- Weise, M. (2021): [Stellungnahme: Auswirkungen der EEG-Novelle 2021 auf intelligente Stromnetze](#), Stuttgart: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg und Becker Büttner Held (BBH).