

UNIVERSITÄT
BAYREUTH

Bayreuther Arbeitspapiere zur Wirtschaftsinformatik

Hans Ulrich Buhl, Gilbert Fridgen, Marc-Fabian Körner,
Anne Michaelis, Vadim Rägo, Michael Schöpf,
Paul Schott, Amelie Sitzmann

Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität Status-Quo-Analyse und Metastudie



No. 66
August 2019

Status-Quo-Analyse und Metastudie

Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität



GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität

Status-Quo-Analyse und Metastudie

Arbeitspaket IV.2.1 des Projektes „Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“ (SynErgie), gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter Kennzeichen 03SFK3Q0

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

2. Fassung

August 2019

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH

Alte Wagenfabrik

Vogelsanger Straße 321a

50827 Köln

Tel.: +49 221 277 29-100

Fax: +49 221 277 29-400

www.ewi.uni-koeln.de

**Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und
Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT)**

Standort Augsburg:

Universitätsstraße 12

86159 Augsburg

Tel.: +49 821 598-4801

Fax: +49 821 598-4899

Standort Bayreuth:

Wittelsbacherring 10

95444 Bayreuth

Tel.: +49 921 55-4710

Fax: +49 921 55-844710

www.fim-rc.de

Autoren

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH

Dr. Joachim Bertsch

Helena Schweter

Amelie Sitzmann

Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT)

Prof. Dr. Hans Ulrich Buhl

Prof. Dr. Gilbert Fridgen

Marc-Fabian Körner

Anne Michaelis

Vadim Rägo

Thomas Sachs

Michael Schöpf

Paul Schott

Danksagung

Die Autoren bedanken sich herzlich beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Unterstützung und beim Projektträger Jülich (PtJ) für die Betreuung des Kopernikus-Projektes „SynErgie“.

Unser Dank gilt zudem den Projektpartnern Herrn Benny Biebiack (Daimler AG), Herrn Thomas Dohrwardt (Dr. August Oetker Nahrungsmittel KG), Herrn Thomas Friedl (UPM GmbH), Herrn Torben Hinck (DMK Deutsches Milchkontor GmbH), Frau Eva-Maria Ländner (FER Bayreuth), Herrn Heiner Linßen (Dr. August Oetker Nahrungsmittel KG), Herrn Henrik Maatsch (Stiftung WWF Deutschland), Frau Ulrike Schönlein (TenneT TSO GmbH) sowie Herrn Dr. Günther Westner (Linde AG) für ihre inhaltliche Mitarbeit und wertvollen Anregungen. Ebenso danken wir unseren Kolleginnen und Kollegen Carolin Jung, Alexander Rieger, Christian Schmidt und Gerrit Will am Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und der Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) für ihre inhaltliche Mitarbeit und wertvollen Anregungen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis.....	6
Abkürzungsverzeichnis.....	7
Vorwort zur zweiten Fassung.....	8
1 Hintergrund und Zielsetzung.....	9
2 Status-Quo-Analyse.....	10
2.1 Energy-Only-Markt.....	10
2.2 Systemdienstleistungen.....	14
2.2.1 Regelenenergiemarkt.....	14
2.2.2 Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).....	20
2.2.3 Zuschaltbare Lasten.....	23
2.3 Regulatorische Rahmenbedingungen.....	24
2.3.1 Abgaben, Umlagen und Steuern.....	24
2.3.2 Netzentgelte.....	27
2.3.3 Bilanzkreismanagement.....	32
3 Metastudie Nachfrageflexibilität.....	35
3.1 Überblick über die wissenschaftliche Literatur.....	35
3.2 Auswertung bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte.....	39
3.3 Überblick über bisherige Pilot- und Forschungsprojekte.....	42
3.4 Ergebnisse ausgewählter abgeschlossener Forschungsprojekte.....	50
3.5 Bedeutung und Implikationen für das Verbundvorhaben SynErgie.....	53
Literaturverzeichnis.....	55
Anhang.....	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Zeitliche Abfolge am Energy-Only-Markt.....	11
Abbildung 2 Dreistufiges Regelungskonzept im kontinentaleuropäischen Stromverbund	15
Abbildung 3 Monatlich beanspruchte maximale Leistung aus den abschaltbaren Lasten	22
Abbildung 4 Industriestrompreise unterschiedlicher Kategorien	26
Abbildung 5 Zeitliche Dauer verschiedener Maßnahmen des Demand Side Management.....	36
Abbildung 6 Dimensionen zur grafischen Darstellung bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte.....	41
Abbildung 7 Projekte der Stufe „Analyse und Bewertung“	43
Abbildung 8 Projekte der Stufe „Simulation und Vorhersage“	43
Abbildung 9 Projekte der Stufe „Konzepte und Entwicklung“	44
Abbildung 10 Projekte der Stufe „Test und Validierung“	44
Abbildung 11 Roadmap des Pilotprojektes Demand Side Management Bayern.....	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Anforderungen Regelleistung.....	16
Tabelle 2 Charakteristika Regelenergie.....	17
Tabelle 3 Zentrale Änderungen der AbLaV 2016.....	21
Tabelle 4 Übersicht bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte.....	45
Tabelle 5 Gesamtübersicht bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte	62

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
Ct	Cent
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
EOM	Energy-Only-Markt
EUR	Euro
FCR	Frequency Containment Reserve
GW	Gigawatt
h	Stunde
Hz	Hertz
IGCC	International Grid Control Cooperation
KAV	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRL	Minutenreserveleistung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt
NRV	Netzregelverbund
OLG	Oberlandesgericht
OTC	Over-the-Counter
PRL	Primärregelleistung
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
StromStG	Stromsteuergesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Vorwort zur zweiten Fassung

Mit der ersten Auflage der Studie „Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität – Status-Quo-Analyse und Metastudie“ wurde der im Juni 2017 aktuelle Informationsstand zur Vermarktung von industrieller Nachfrageflexibilität für die SynErgie-Projektteilnehmerinnen und -teilnehmer aufbereitet und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Zwei Jahre später, Stand August 2019 hat sich das energiewirtschaftliche Umfeld derart dynamisch weiterentwickelt, dass die Studie neu aufgelegt und aktualisiert wurde.

Der Anteil erneuerbarer Energien zur Deckung des deutschen Stromverbrauchs ist mit inzwischen 44 % im ersten Halbjahr 2019 weiter deutlich angestiegen, gleichzeitig häufen sich kritische Situationen im Stromnetz. Am Regelenenergiemarkt wurde dabei versucht, mit neuen Preisbildungsverfahren, wie dem Mischpreisverfahren, negativen Entwicklungen gegenzusteuern. Allerdings scheint dies nur als Übergangslösung geeignet, was wiederum die Komplexität und Unsicherheit bei den Marktteilnehmern erhöht. Zudem werden durch die europäischen Vorgaben des Clean Energy Packages stärker als zuvor einheitliche Ziele gesetzt, welche sukzessive in die nationalen Bestimmungen überführt werden.

Diese und weitere Änderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen werden in dieser Neuauflage durch die Autorinnen und Autoren aufgegriffen, um den Leserinnen und Lesern dieser Studie einen nach wie vor aktuellen Leitfaden durch das komplexe System aus Regulierung und Marktmechanismen an die Hand zu geben, die das Themenfeld der Vermarktung industrieller Nachfrageflexibilität prägen. Neben den oben genannten Personen danken wir dabei auch allen Leserinnen und Lesern der ersten Auflage, die durch ihre Anregungen zur Verbesserung dieser Studie in der zweiten Auflage beigetragen haben.

Augsburg, im August 2019

Hans Ulrich Buhl

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die vorliegende Arbeit ist Teil des durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Forschungsprojektes „Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)“. Als eines der „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ hat das Forschungsprojekt SynErgie das Ziel, die energieintensiven Industrien in Deutschland dazu zu befähigen, ihre Stromnachfrage dem zunehmend fluktuierenden Stromangebot anzupassen.

In der Vergangenheit waren Stromsysteme in der Regel dahingehend ausgelegt, dass die Erzeugungsseite des Marktes an das zeitliche Verhalten des Verbrauchs angepasst war. Durch den verstärkten Ausbau volatiler erneuerbarer Energien unterliegt die Stromerzeugung jedoch unkontrollierbaren, wetterabhängigen Schwankungen, weshalb eine Flexibilisierung des Gesamtsystems zunehmend an Bedeutung gewinnt. Weil die Erzeugerseite benötigte Flexibilitäten nur in Form einer Reduzierung der Einspeisung anbieten kann, ergibt sich eine sogenannte Flexibilitätslücke.¹ Wie am 14. Dezember 2018 und am 10. Januar 2019 deutlich wurde, bringt diese Flexibilitätslücke das Stromsystem bereits heute an seine Grenzen der Stabilität. Nur durch den Einsatz vieler Ausgleichsmechanismen bzw. Flexibilisierungsoptionen konnte die Versorgungssicherheit an diesen Tagen gerade noch aufrechterhalten werden.² Die in SynErgie betrachteten Industrieprozesse stellen dabei eine Teilmenge potenzieller Flexibilisierungsoptionen dar und können zur Lastanpassung an schwankende Erzeugung sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Entlastung der Netze beitragen.

In einem liberalisierten, wettbewerblichen Strommarkt sind im Hinblick auf die Erschließung der Potenziale der Nachfrageflexibilität die marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen von hoher Relevanz. Diese Studie beschreibt daher zunächst die Grundlagen des Strommarktdesigns und des konstituierenden gesetzlichen Rahmens. Auf aktuelle Diskussionen über das grundlegende Preissystem (Einheitspreissystem vs. zonales System vs. nodales System) wird dabei nicht eingegangen. Die Aufarbeitung dieser Diskussionen sowie die spezifische Analyse der Auswirkungen des Preissystems auf Nachfrageflexibilität ist Inhalt der in SynErgie II anstehenden Arbeitspakete des Clusters IV „Markt- und Stromsystem“. Die vorliegende Studie arbeitet deshalb vielmehr potenzielle Hemmnisse der Partizipation flexibler Nachfrageprozesse auf und nimmt dabei stets Bezug zur Anwendung auf Industrieprozesse. Die Analyse bildet die Grundlage für die zukünftige Arbeit im Cluster IV und dient der clusterübergreifenden Information über den Status Quo der Marktstrukturen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Neben der systematischen Aufarbeitung des marktlichen Rahmens werden die wissenschaftliche Literatur sowie bereits publizierte Studien zum Thema Nachfrageflexibilität (Demand Side Management und Demand Response) in einer Metastudie analysiert und zusammengefasst.

¹ vgl. Papaefthymiou et al. (2018).

² vgl. Preiß (2019).

2 Status-Quo-Analyse

Im folgenden Kapitel werden die Funktionsweise der Strommärkte, die im Hinblick auf Nachfrageflexibilisierung relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Hemmnisse einer Marktteilnahme flexibler Nachfrageprozesse beschrieben.³ Dies erfolgt zunächst unabhängig von unternehmens- und prozessspezifischen Parametern unter Betrachtung allgemein formulierter Flexibilitätsoptionen: der Lastverschiebung zwischen Zeitpunkten mit hoher und niedriger Stromverfügbarkeit, der Lasterhöhung in Zeiten hoher Stromverfügbarkeit sowie des freiwilligen Lastverzichts in Zeiten knappen Stromangebots. Der Einsatz dieser Flexibilitätsmaßnahmen hängt dabei maßgeblich von den Markt- und Regulierungsstrukturen des Gesamtsystems ab.⁴ Diese stehen daher im Mittelpunkt der folgenden Analyse.

2.1 Energy-Only-Markt

Der Sammelbegriff des Energy-Only-Marktes (EOM) umfasst diejenigen Energiemärkte, auf denen ausschließlich tatsächlich zu erbringende Stromlieferungen (MWh) bis kurz vor ihrer physikalischen Lieferung gehandelt werden können. Darunter fallen im Wesentlichen der Terminmarkt sowie der Day-Ahead- und der Intraday-Markt. Handel auf Energy-Only-Märkten basiert auf dem ökonomischen Rational des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive steuert der Energy-Only-Markt durch entsprechende Preissignale sowohl die Investitionen (Steuerungs- und Lenkungsfunktion) als auch den kurzfristig optimalen Ressourceneinsatz (Allokationsfunktion). Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive bieten die unterschiedlichen Märkte Möglichkeiten des Hedgings und somit der Risikominderung⁵ sowie Möglichkeiten der Arbitrage⁶.

In der Theorie bildet sich der Strompreis durch den Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurven der Strommarktakteure. Beide Kurven werden in der Regel durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst. Unterteilen lassen sich die Einflussfaktoren in drei Kategorien: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Gebotsverhalten der Akteure. Auf Seiten der Stromerzeugung sind im Fall der erneuerbaren Energien vor allem Winderzeugung und Sonneneinstrahlung und somit die Wetterverhältnisse relevant. Für konventionelle Kraftwerke werden die Grenzkosten insbesondere durch die Betriebs-, Rohstoff-, und CO₂-Zertifikatspreise beeinflusst. Zusätzlich stellen die Residuallast, Speicherkapazitäten, Stromnetzkapazitäten, Übertragungsverluste sowie Rampingkosten weitere signifikante Einflussfaktoren auf den Strompreis dar.⁷ Die Stromnachfrage wird hingegen vor allem durch externe Faktoren wie Wetter und saisonale bzw. wöchentliche und tägliche Schwankungen bestimmt.⁸

Der Handel von Strom kann dabei sowohl an Börsen, beispielsweise der European Energy Exchange (EEX), als auch bilateral, in sogenannten Over-the-Counter (OTC) Geschäften erfolgen.

³ Hierüber hinaus geben i.a. Ströbele, Pfaffenberger & Heuterkes (2012) einen umfassenden Einblick in die grundlegenden volkswirtschaftlichen Zusammenhänge des Strommarktes.

⁴ Eine Gesetzeskarte in Plakatform, auf der die zentralen Strategien, Gesetze und Verordnungen des Energiesystems dargestellt und in Verbindung gesetzt werden, findet man unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gesetzeskarte.html> (abgerufen am 14.02.2017).

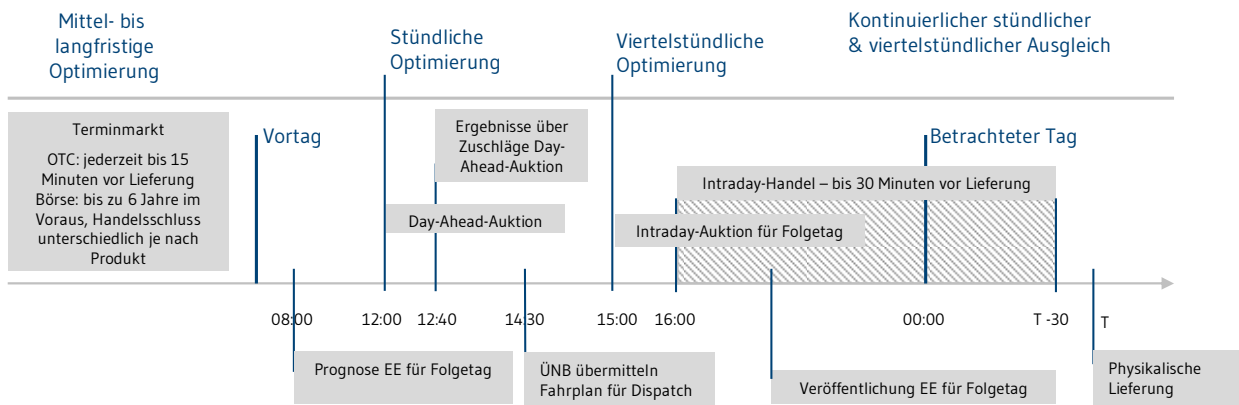
⁵ Hedging beschreibt die Reduzierung des Portfoliorisikos, beispielsweise die Absicherung gegen Strompreisänderungen am Spotmarkt mittels des Einsatzes von Energiederivaten am Terminmarkt (vgl. bspw. Nabe & Borchert (1999), S. 6f.).

⁶ Unter Arbitrage versteht man das „Erzielen von risikolosen Gewinnen durch Ausnutzung von Preisunterschieden zwischen räumlich, zeitlich oder sachlich verschiedenen Märkten“, wobei Kauf und Verkauf zeitgleich erfolgen (vgl. etv GmbH (2007), S. 17).

⁷ vgl. Prügler et al. (2011), Keles et al. (2012).

⁸ Für eine tiefergehende Analyse siehe z.B. Pardo et al. (2002), Paraschiv et al. (2014), oder Pape et al. (2016).

Abbildung 1 illustriert den zeitlichen Ablauf der Handelsprozesse, die im Folgenden im Detail beschrieben werden.



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 1 Zeitliche Abfolge am Energy-Only-Markt

Terminmarkt

Der Terminmarkt bietet den Marktteilnehmern die Möglichkeit zur mittel- bis langfristigen Optimierung ihrer Portfolios und der finanziellen Absicherung von zukünftigen Liefergeschäften, entweder im Börsenhandel oder alternativ als OTC-Geschäft. Der Handel der sogenannten Futures kann an der Börse momentan bis zu sechs Jahre im Voraus getätigt werden und erfolgt über die EEX Power Derivatives. Dort können physische und finanzielle Power Futures⁹ auf Energie und energienahe Produkte gehandelt werden, ebenso wie diverse Optionen.¹⁰ So können beispielsweise Risikoabsicherungen für die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien oder Marktpreisspitzen, bedingt durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien, gehandelt werden.¹¹

Day-Ahead-Markt

Bis zum 30. September 2018 bestand ein gemeinsames Marktgebiet aus Deutschland, Luxemburg und Österreich. Am 1. Oktober 2018 wurde die Trennung der Marktgebiete Österreich (AT) und Deutschland-Luxemburg (DE-LU) umgesetzt, um Kapazitätsengpässe zwischen den entsprechenden Stromnetzen zu adressieren. In der Day-Ahead-Auktion können an jedem Tag eines Jahres bis 12:00 Uhr mittags Gebote für den kommenden Tag abgegeben werden¹². Gehandelt werden verschiedene Produkte, u.a. volle Stunden sowie standardisierte Blockgebote, wobei die kleinste handelbare Einheit auf 0,1 MW normiert ist und Blockgebote maximal 600 MW betragen dürfen. Ein Gebot besteht dabei aus einer oder mehreren Preis-Mengen-Angaben.¹³ Die anonymisierten Auktionen erfolgen je Produkt. Die Auktionsergebnisse werden um 12:40 Uhr veröffentlicht, wobei der Markträumungspreis („market clearing price“) anhand des Schnittpunkts der nach Gebotspreis sortierten Angebots- und Nachfragegebote bestimmt wird. Hierbei handelt es sich um eine Einheitspreisauktion („uniform pricing“), da ein einheitlicher Markträumungspreis anhand des letzten noch bezuschlagten Gebots bestimmt wird. Anbieter,

⁹ Futures sind juristisch bindende Verträge, die Verpflichtungen beinhalten, eine festgelegte Strommenge zu einem festgelegten Preis in einer zukünftigen Lieferperiode zu beziehen bzw. zu liefern. Hierbei handelt es sich i.d.R. um ein standardisiertes börsliches Termingeschäft (vgl. etv GmbH (2007), S. 29).

¹⁰ Bei einer sogenannten Option handelt es sich um das Recht (im Gegensatz zum Future aber keine Pflicht), während oder am Ende der Vertragslaufzeit eine bestimmte Menge zu einem bestimmten Preis zu kaufen/verkaufen (vgl. etv GmbH (2007), S. 38).

¹¹ EEX Group (2017a).

¹² Die folgenden Ausführungen basieren auf EPEX Spot (2017a).

¹³ Die Handelseinheit am Spotmarkt sind Megawattstunden, Gebote werden demnach als Preis (EUR/MWh)-Mengen (MWh)-Paare angegeben. Kennzahlen, die als Leistung angegeben sind, beziehen sich jeweils auf die Dauer des Produktes, beispielsweise wird in der Day-Ahead-Stundenauktion für eine Stunde 0,1 MW angeboten.

deren kurzfristige Grenzkosten unterhalb des Markträumungspreises liegen, erwirtschaften so positive Deckungsbeiträge. Der Preisrahmen ist auf den Bereich zwischen -500 EUR/MWh und 3000 EUR/MWh festgelegt. Der Durchschnitt aller 24 stündlichen Day-Ahead-Kontrakte eines Tages wird durch den Börsenindex PHELIX Baseload abgebildet. Der für Deutschland relevante Day-Ahead-Markt weist eine starke Kopplung mit anderen Ländern bzw. Gebotszonen auf, was insbesondere durch die vorhandenen grenzüberschreitenden Verbindungen (Interkonnektoren) und das gebotszonenübergreifende Market Clearing bedingt ist. Preisunterschiede zwischen den Börsen gleichen sich dadurch an.

Intraday-Markt

Am Intraday-Markt unterscheidet man zwischen der Eröffnungsauktion (Intraday Auction) sowie dem kontinuierlichen Handel (Intraday Continuous).¹⁴ Der kontinuierliche Handel wurde bereits 2011 eingeführt. Die Eröffnungsauktion für Viertelstundenkontrakte findet seit Dezember 2014 statt und erfolgt ganzjährig um 15:00 Uhr am Vortag der Lieferung. Die Auktion ermöglicht den Marktteilnehmern die viertelstündliche Optimierung im Anschluss an die stündliche Optimierung auf dem Day-Ahead-Markt. Als Ergänzung zum kontinuierlichen Intraday-Handel soll die Eröffnungsauktion durch den simultanen Handel der 96 Viertelstunden des darauffolgenden Tages zum einen die Liquidität des Markts konzentrieren und zum anderen einen transparenten Referenzpreis für die individuellen Kontrakte des kontinuierlichen Handels schaffen. Das Auktionsdesign ist vergleichbar mit dem der Day-Ahead-Auktion, wobei der Preisrahmen der Intraday-Auktion zwischen -3 000 EUR/MWh und 3 000 EUR/MWh liegt. Auf die Eröffnungsauktion folgend, deren Ergebnisse um ca. 15:10 Uhr veröffentlicht werden, beginnt der kontinuierliche Intraday-Handel für Stunden-Produkte und standardisierte Blockangebote um 15:00 Uhr, für Viertelstunden-Produkte um 16:00 Uhr. Dadurch wird die kontinuierliche Anpassung der Handelsmengen an innerstündliche Veränderungen von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht, ebenso wie an die zunehmende Prognosegenauigkeit, insbesondere die der Wetterprognosen, je näher der Handelszeitpunkt am Zeitpunkt der tatsächlichen Lieferung liegt. Der kontinuierliche Handel basiert auf dem sogenannten „pay-as-bid“-Verfahren, d.h., dass jeweils der gebotene Preis bezuschlagt wird. Somit entstehen keine Einheitspreise für die unterschiedlichen Produkte, sondern je nach Zeitpunkt unterschiedliche Preise für dasselbe Produkt. Der festgelegte Preisrahmen lässt mit Werten zwischen -9 999 EUR/MWh und 9 999 EUR/MWh einen größeren Spielraum zu, um kurzfristig auf unvorhergesehene Änderungen reagieren zu können.

Der Intraday-Handel ist insbesondere hinsichtlich der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien von hoher Relevanz, um untertägig auf korrigierte Wetterprognosen reagieren zu können. Dies spiegelt sich auch in der Entwicklung der Vorlaufzeiten seit der Einführung des kontinuierlichen Intraday-Handels im Jahr 2011 wider. Im Juli 2015 wurde die Vorlaufzeit bereits von 45 auf 30 Minuten vor Lieferung verkürzt. Im Juni 2017 wurde zudem die Möglichkeit geschaffen, innerhalb einer Regelzone bis 5 Minuten vor Lieferung handeln zu können. Die Viertelstunden-Kontrakte des Intraday-Markts ermöglichen zudem die Bewertung von Flexibilität innerhalb einer Stunde und stellen gemeinsam mit dem Day-Ahead- und dem Intraday-Stundenhandel, die ihrerseits Bewertung von Flexibilität zwischen Stunden erlauben, einen marktlichen Mechanismus zur Steuerung des Flexibilitätsbedarfs dar. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, über Blockgebote direkt für mehrere Stunden Strom zu handeln. Wie in Kapitel 2.3.3 ausführlicher erläutert, übernimmt der Intraday-Handel außerdem eine wichtige Funktion in Bezug auf das Bilanzkreismanagement, da so die Möglichkeit besteht, Fehlmengen und Überschüsse in Bilanzkreisen zu reduzieren und damit Ausgleichsenergiekosten zu sparen. Dieser Aspekt ist trotz im Durchschnitt sinkender Ausgleichsenergiepreise in den letzten Jahren für

¹⁴ Die folgenden Ausführungen basieren auf EPEX Spot (2014) und EPEX Spot (2017b).

Bilanzkreisverantwortliche relevant. Da Ausgleichsenergiepreise und damit die Ausgleichsenergiekosten immer erst nach dem Einsatz von Regelleistung bekannt werden, ist der Intraday-Handel in diesem Kontext insbesondere für die Risikominderung relevant.

Hemmnisse einer Teilnahme am EOM

Für eine wirtschaftlich rentable Teilnahme flexibler Industrieprozesse am EOM bedarf es entsprechender Preissignale, die einen systemischen Flexibilitätsbedarf widerspiegeln. Sowohl die Höhe der Preise als auch die Preisvolatilität sind hierfür relevante Indikatoren. Eine Teilnahme am EOM ist dann attraktiv, wenn der Wert der Flexibilitätsmaßnahme, d.h. die durch Lastverschiebung und Lastverzicht potenziell erreichbaren Stromkosteneinsparungen, höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die dem Unternehmen durch die Nutzung der Flexibilität des Prozesses und durch eventuelle Wertschöpfungsverluste aus der Flexibilitätsmaßnahme entstehen. Liegt der am Markt signalisierte Wert für Flexibilität unterhalb der Opportunitätskosten, wird keine Flexibilitätsmaßnahme angereizt.

Für Industrieunternehmen können hier aus verschiedenen Gründen Hemmnisse auftreten. Zum einen basiert die Bestimmung der Opportunitätskosten sowie der Stromkosteneinsparungen ex ante auf zum Teil unsicheren Annahmen bezüglich der tatsächlichen Realisierung, was unter anderem darauf zurückzuführen ist, dass die Opportunitätskosten abhängig sind von beispielsweise der Häufigkeit und des Zeitpunktes der Flexibilitätsmaßnahme. Hinzu kommt, dass die Opportunitätskosten eines Unternehmens neben Kosten und Einsparungen auch die Risikobereitschaft des Unternehmens abbilden. So können die Opportunitätskosten beispielsweise dadurch steigen, dass das Unternehmen der Flexibilisierung von Produktionsprozessen risikoavers gegenübersteht, da sich die Flexibilitätsmaßnahme beispielsweise auf die Produktqualität auswirken kann. Zum anderen sind die Großhandelspreise des EOM insbesondere für wenig energieintensive Industrieunternehmen als Letztverbraucher derzeit nicht unbedingt sichtbar. Dies kann generell darauf zurückzuführen sein, dass auch in energieintensiven Industrieunternehmen Stromlieferverträge mit zeitlich nicht-variablen Stromtarifen bestehen, welche dazu führen, dass die Unternehmen keine Information über die Angebotssituation am EOM und somit keine Anreize für ein marktdienliches Verhalten haben. Außerdem spielen die fixen, administrativen Preisbestandteile des Letztverbraucher-Strompreises eine wichtige Rolle. Diese führen dazu, dass die vom EOM ausgehenden Preissignale unter Umständen nur verzerrt an das Unternehmen weitergegeben werden, da die fixen Bestandteile einen hohen Anteil des Letztverbraucherpreises ausmachen können. Dadurch kann die Anreizwirkung des Großhandelspreises bezüglich einer Teilnahme am EOM vergleichsweise gering sein (vgl. Abschnitt 2.3.1 zu Abgaben, Umlagen und Steuern).

Ausblick

Die zunehmende Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien und der parallele Abbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten werden zukünftig den Flexibilitätsbedarf erhöhen. Flexible Nachfrageprozesse können diese Flexibilität grundsätzlich direkt am EOM bereitstellen. Allerdings ist der Aufwand einer direkten Börsenteilnahme und des direkten Handels recht groß. Aus diesem Grund lagern energieintensive Unternehmen diese Aufgabe zumeist an Stromhändler oder Energieversorger aus. Eine Möglichkeit für die Bereitstellung ist, Stromlieferverträge so zu gestalten, dass die Preissignale des EOM für das Unternehmen sichtbar werden, beispielsweise über zeitvariable Tarife, die sich an den Börsenpreisen orientieren bzw. diese direkt als

Echtzeitpreise weitergeben.¹⁵ Kurzfristige Preisunterschiede (Spreads) aus dem Markt werden somit sichtbar und können durch Nachfrageflexibilität genutzt werden. Allerdings müssen die im Folgenden beschriebenen regulatorischen Rahmenbedingungen und deren Entwicklungen beachtet werden. Hemmnisse auf Ebene der Entgeltsystematik sowie des Bilanzkreismanagements haben neben den Strompreisen an der Börse selbst ebenso Auswirkungen auf die Möglichkeiten der Vermarktung und spielen daher eine zentrale Rolle in der Beurteilung der Vermarktungsmöglichkeiten.

2.2 Systemdienstleistungen

Unter dem Begriff der Systemdienstleistungen lassen sich im Allgemeinen Maßnahmen zusammenfassen, mittels derer die Frequenz, die Spannung und die Leitungsbelastungen eines Stromnetzes innerhalb zulässiger Grenzwerte gehalten oder nach Störungen wieder in den Normalbereich geführt werden. Diese Maßnahmen werden in der Regel von den Netzbetreibern organisiert und durchgeführt. In Deutschland sind dies die Übertragungsnetzbetreiber (50 Hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW), die nach § 13 EnWG zur Gewährleistung der Systemstabilität gesetzlich verpflichtet sind. Zur Beseitigung von Störungen und Gefährdungen steht ihnen eine Vielzahl unterschiedlicher Systemdienstleistungen zur Verfügung, unterteilt in netzbezogene (z.B. Netzschaltungen) und marktbezogene Maßnahmen (z.B. Regelenergie, Engpassmanagement, zu- und abschaltbare Lasten) sowie zusätzliche Reservekapazitäten. Detaillierter erläutert werden im Folgenden der Regelenergiemarkt sowie die ab- und zuschaltbaren Lasten, da diese für die Vermarktung flexibler Industrieprozesse eine zentrale Rolle spielen.

2.2.1 Regelenergiemarkt

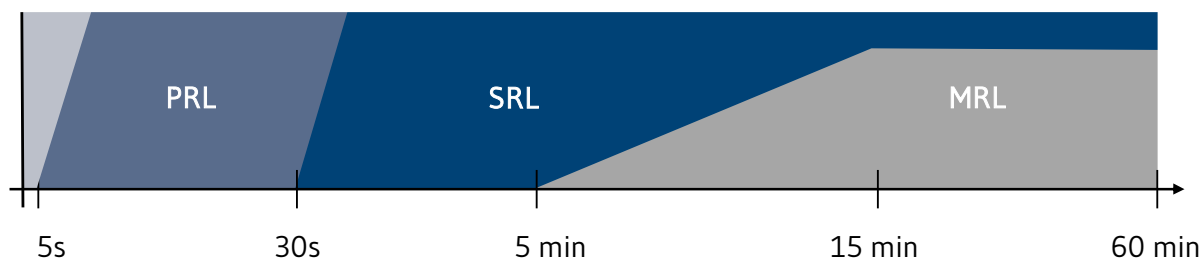
Unter Regelenergie versteht man den kurzfristigen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage nach Handelsschluss zum Zeitpunkt der physikalischen Lieferung. Es handelt sich dabei um eine Systemdienstleistung zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, genauer gesagt zur Aufrechterhaltung der Sollfrequenz von 50,0 Hz. Hierbei unterscheidet man zwischen positiver Regelenergie (falls die Nachfrage größer ist als das Angebot) und negativer Regelenergie (falls die Nachfrage kleiner ist als das Angebot). Die Verantwortung für den Regelenergiemarkt obliegt den Übertragungsnetzbetreibern, die seit 2008 im Netzregelverbund (NRV) zusammenarbeiten und deren gemeinsame Kommunikation über die Plattform regelleistung.net erfolgt. Seit 2011 wurde der Verbund schrittweise international ausgeweitet (International Grid Control Cooperation, IGCC). Über die Plattform regelleistung.net schreiben die Übertragungsnetzbetreiber drei Reservetypen aus: die sogenannte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL), die im Zeitverlauf sukzessive eingesetzt werden und sich daher unter anderem betreffend ihrer Kurzfristigkeit, ihrem Zeithorizont und ihrer Anforderungen an die Bieter unterscheiden. Die Ausschreibung der Primärregelleistung erfolgt länderübergreifend innerhalb der „Frequency Containment Reserve-Cooperation“ und umfasst Deutschland, Österreich, Belgien, die Niederlande, Frankreich und die Schweiz.

Für eine erfolgreiche Präqualifikation zur Teilnahme am Regelenergiemarkt müssen bestimmte Bedingungen erfüllt sein. Diese beinhalten einige Anforderungen bezüglich der Vorhaltung der Regelleistung, d.h. der gesicherten Verfügbarkeit einer Anlage für einen bestimmten Zeitraum, sowie bezüglich des tatsächlichen Einsatzes bei Abruf (Regelarbeit). Um den Anforderungen der europäischen „Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“

¹⁵ Für Unternehmen, die nicht selbstständig am EOM handeln, kann die Weitergabe von Echtzeitpreisen jedoch aufgrund der erforderlichen Informationsflüsse nicht praktikabel sein. Dies gilt es insbesondere dann zu beachten, wenn ein Drittpartei-Vermarkter tätig sein soll.

(„SO GL“; Verordnung (EU) 2017/1485 der Europäischen Kommission vom 02. August 2017) Rechnung zu tragen, haben die vier Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands im Oktober 2018 neue Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten für Minuten-, Sekundär- und Primärregelleistung veröffentlicht. Diese sollen ab spätestens Ende 2019 vollständig Anwendung finden. Mit den Anpassungen kommen die Übertragungsnetzbetreiber der Verordnung nach, die Präqualifikationsbedingungen für technische Einheiten (Stromerzeugungssowie Verbrauchsanlagen) zur Erbringung von Regelleistung auf der europäischen Ebene zu harmonisieren. Außerdem wurden die Präqualifikationsbedingungen weiterentwickelt, um der zunehmenden Anzahl von Aggregatoren Rechnung zu tragen. Aggregatoren bündeln kleine und mittlere Anlagen und vermarkten diese an den Regelenergiemärkten. Um dies zu vereinfachen, wurde für einzelne Anlagen die Möglichkeit geschaffen, zukünftig in sogenannten Reserveeinheiten (identischer Netzanschlusspunkt) oder Reservegruppen (unterschiedliche Netzanschlusspunkte innerhalb einer Regelzone) aggregiert zu werden. Durch die Bündelung soll die Marktliquidität erhöht werden. Anlagen, die wie bisher einzeln betrachtet die Präqualifikationsbedingungen nicht erfüllen konnten, können nun im Verbund als Reserveeinheit oder Reservegruppe agieren und jeweils gemeinsam die Präqualifikationsbedingungen erfüllen. Ebenso enthalten die Präqualifikationsbedingungen weitere neue Regelungen, beispielsweise hinsichtlich des Speichermanagements sowie zur Berücksichtigung von Nachholeffekten.

Generell sind die technischen Anforderungen an die Primärregelenergie am anspruchsvollsten, da diese innerhalb von maximal 30 Sekunden verfügbar sein muss, während die Sekundärregelung eine Aktivierungszeit von bis zu 5 Minuten und die Minutenreserve eine von bis zu 15 Minuten hat (siehe Abbildung 2).¹⁶



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2 Dreistufiges Regelungskonzept im kontinentaleuropäischen Stromverbund

Die Reservetypen unterscheiden sich außerdem hinsichtlich der Abrufdauer, die im äußersten Fall identisch mit der Länge der Produktzeitscheibe sein kann, der Steuerung des Abrufs sowie der Verfügbarkeitsanforderungen, wie in Tabelle 1 aufgelistet ist. Zurzeit erfüllen 30 Anbieter die Präqualifikationsbedingungen der Primärregelenergie, 37 Anbieter die der Sekundärregelenergie und 45 Anbieter die der Minutenreserve. Flexible Industrieprozesse können prinzipiell alle drei Arten von Regelenergie anbieten, einfacher in der Umsetzung ist aber in der Regel die Teilnahme am Sekundär- und Minutenreservemarkt, was sich in der aktuellen Anbieterliste widerspiegelt.¹⁷

¹⁶ Die folgenden Beschreibungen beziehen sich auf § 6 StromNZV und die Beschlüsse der Bundesnetzagentur zu Verfahren der Ausschreibung von Regelenergie: BK6-10-097 (Primärregelenergie), BK6-10-098, BK6-15-158 (Sekundärregelenergie), BK6-10-099, BK6-15-159 (Minutenreserve) sowie den aktuellen Änderungsbeschlüssen BK6-18-019/-020 (Sekundär- und Minutenreserveleistung) und BK6-18-006 (Primärregelleistung).

¹⁷ <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste> (Stand 24.06.2019).

Tabelle 1 Anforderungen Regelleistung

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Aktivierungszeit	≤ 30 sec	≤ 5 min	≤ 15 min
Abrufdauer	0 ≤ t ≤ 15 min	30 sec < t ≤ 1 h bis zu 4 h bei mehreren Störungen	15 min < t ≤ 1 h bis zu 4 h bei mehreren Störungen
Abruf/ Steuerung	vollautomatisch	vollautomatisch	manuell durch ÜNB (elektronisch)

Der Regelenenergiemarkt wird über Ausschreibungen organisiert, welche sich wiederum je nach Reservetyp unterscheiden. Die zentralen Charakteristika sind in Tabelle 2 aufgelistet. Um an den Ausschreibungen der Primärregelleistung teilnehmen zu können, muss eine Anlage in der Lage sein, sowohl positive als auch negative Regelenenergie zur Verfügung zu stellen, da hierfür ausschließlich eine gemeinsame Ausschreibung stattfindet (symmetrisches Produkt). Für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve hingegen finden separate Ausschreibungen jeweils für positive und für negative Regelenenergie statt. Außerdem unterscheiden sich die Reservetypen hinsichtlich ihrer Produktscheiben. Am 1. Juli 2019 wurde die Produktscheibe der Primärreserve von einer Woche auf einen Tag verkürzt und wird nun werktäglich mit zwei Tagen Vorlaufzeit (D-2) ausgeschrieben. In der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve erfolgt die Ausschreibung kalendertäglich in sechs Zeitscheiben à vier Stunden.

In diesen Ausschreibungen geben Anlagenbetreiber ein Gebot ab, das einen Leistungspreis und im Fall der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve zusätzlich einen Arbeitspreis beinhaltet. Die Angebote werden in der Primärregelleistung nach Höhe der Leistungspreise bezuschlagt, beginnend beim niedrigsten Gebot (Merit Order). Bei der Primärregelleistung wird aufgrund der symmetrischen Ausschreibung ausschließlich die Vorhaltung der Leistung vergütet. Im Fall der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve werden die Vorhaltung von Regelleistung über den Leistungspreis und der tatsächliche Abruf von Regelenenergie über den Arbeitspreis separat vergütet. Die Bezuschlagung der Gebote für negative und positive Sekundärregelleistung und Minutenreserve erfolgt seit dem 15. Oktober 2018 allerdings nicht mehr separat nach Leistungs- und Arbeitspreis, sondern nach dem sog. Mischpreisverfahren.¹⁸ Im Juli 2019 hat das OLG Düsseldorf jedoch entschieden, dass das Mischpreisverfahren für Sekundärregelleistung und Minutenreserve wieder abgeschafft wird.¹⁹ Anstelle dessen wird für die Ausschreibungen seit dem 30. Juli 2019 das vorherige Bezuschlagungssystem – Sekundärregelleistung und Minutenreserve werden ausschließlich auf Basis des Leistungspreises bezuschlagt – wieder angewendet. Der Zuschlag für das Mischpreisverfahren wurde auf Grundlage des Zuschlagwerts (ZW) in aufsteigender Reihenfolge bis zur Deckung des Bedarfs durch folgende Formel erteilt:

$$\text{Zuschlagswert (ZW)} = \text{Leistungswert (LW)} \text{ in } \frac{\text{EUR}}{\text{MW}} \text{ Produktdauer in h} + \text{Arbeitswert (AW)} \text{ in } \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}}$$

Quartalsweise wurde der Gewichtungsfaktor durch das Verhältnis von abgerufener Sekundärregelleistung bzw. Minutenreserve und der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit der vergangenen zwölf Monate bestimmt. Die Ausschreibung findet regelzonenübergreifend statt. Im Falle eines gleichen Zuschlagwertes wurde der Zuschlag dem Anbieter mit dem niedrigeren Leistungspreis zugesagt und bei gleichem Leistungspreis nach Reihenfolge der Eingänge. Für den tatsächlichen Abruf wurde dann nach Höhe der Arbeitspreise entschieden.

¹⁸ BNetzA (2018).

¹⁹ BNetzA (2019b).

Am Sekundär- und am Minutenreservemarkt werden sowohl die Regelleistungsvorhaltung als auch die Regelarbeit nach dem jeweiligen Gebotspreis („pay-as-bid“-Verfahren) vergütet. Dies galt vor dem 1. Juli 2019 auch für den Primärregelmarkt. Seitdem wird für die Vergütung am Primärregelmarkt das Einheitspreisverfahren („marginal pricing“) angewendet. Die Mindestleistung zur Teilnahme am Primärregelmarkt liegt bei 1 MW. Am Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt liegt diese bei 5 MW²⁰, kann jedoch auch mittels regelzonenübergreifendem Pooling von verschiedenen Anlagen erreicht werden. Bei einer Angebotsgröße über der Mindestgröße ist ein Anlagenpooling allerdings nur innerhalb einer Regelzone möglich.²¹

Tabelle 2 Charakteristika Regelernergie

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Ausschreibungszeitraum	werktäglich	kalendertäglich	kalendertäglich
Ausschreibungstag	D-2 ²²	Vortag	Vortag
Angebotsabgabefrist	15 Uhr	08 Uhr	10 Uhr
Zuschlagserteilung	16 Uhr	09 Uhr	11 Uhr
Produktzeitscheiben	ein Tag	sechs (vierstündig)	sechs (vierstündig)
Zuschlagskriterium	Leistungspreis	Zuschlagswert	Zuschlagswert
Abrufkriterium	Solidaritätsprinzip	Arbeitspreis	Arbeitspreis
Mindestgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Richtung	symmetrisch	positiv u. negativ separat	positiv u. negativ separat

Die Abrechnung von Regelernergie erfolgt basierend auf § 8 StromNZV auf zwei Wegen. Die Kosten für Primärregelleistung sowie die Regelleistungsvorhaltung der Sekundärregelung und der Minutenreserve werden über die Netzentgelte, d.h. durch die Nutzer der Übertragungsnetze, finanziert. Die Kosten und Erlöse der Sekundärregel- und Minutenreservearbeit werden wiederum saldiert und nach dem Verursacherprinzip von denjenigen Bilanzkreisen getragen, die in dem jeweiligen Zeitpunkt für das Ungleichgewicht verantwortlich waren. Dafür wird der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) bestimmt, dessen genaue Berechnung im Zusammenhang mit dem Bilanzkreismanagement in Abschnitt 2.3.3 näher erläutert wird.

In den vergangenen Jahren zeichnet sich trotz steigender Anteile von Erzeugung aus Wind und Solar im Regelergergiemarkt ein Abwärtstrend ab, sowohl bezüglich der ausgeschriebenen Mengen als auch der gebotenen Preise. Der sinkende Bedarf ausgeschriebener Regelleistung lässt sich hauptsächlich auf Harmonisierungen zwischen den Netzgebieten (Netzregelverbund, Kooperationen im Rahmen der International Grid Control Cooperation und der Frequency Containment Reserve), verstärkte Regelungen im Bilanzkreismanagement und verbesserte Prognosen hinsichtlich der Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien zurückführen. Die

²⁰ Abweichend davon ist eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von SRL/MRL nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen SRL/MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt.

²¹ Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-099

²² Das heißt, dass die Ausschreibung für Mittwoch immer am Montag schließt, für Donnerstag am Dienstag, für Freitag am Mittwoch, für Samstag und Sonntag am Donnerstag und für den Montag und Dienstag der Folgewoche am Freitag. Eine Übersicht bietet der Ausschreibungskalender unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>.

niedrigeren Preise, sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise, sind vor allem durch den steigenden Wettbewerb unter den verschiedenen Flexibilitätsoptionen getrieben. Durch Veränderungen in den Rahmenbedingungen, beispielsweise durch angepasste Produktcharakteristika oder verkürzte Ausschreibungszeiträume sowie neu in den Markt tretende Technologien, steigt die Anzahl der Anbieter und der Wettbewerb intensiviert sich somit.

Hemmnisse einer Teilnahme am Regelergergiemarkt

Obwohl die Regelleistungsmärkte das am häufigsten genutzte Marktumfeld zur Bereitstellung von Nachfrageflexibilität waren²³, sind auch hier – trotz zahlreicher Anpassungen in den letzten Jahren – verschiedene Hemmnisse zu identifizieren, die eine noch umfangreichere Nutzung einschränken.

Eine erste Hürde zur Teilnahme stellt der Präqualifikationsprozess dar. Neben der zeitlichen Länge des Verfahrens ist dieser vor allem formal und technisch anspruchsvoll. Wichtige Schritte zur Beseitigung dieses Hemmnisses wurden im letzten Jahr mit der Weiterentwicklung der Präqualifikationsbedingungen eingeleitet. Die Einführung von Reserveeinheiten und Reservegruppen kann die Teilnahme für flexible Industrieprozesse deutlich vereinfachen.

Zum anderen sind die ausgeschriebenen Produkte historisch bedingt primär auf konventionelle Erzeugungstechnologien zugeschnitten und werden nach und nach im Rahmen der möglichen Sicherheitsanforderungen an die Charakteristika alternativer Flexibilitätsoptionen angepasst, um den Wettbewerb zu erhöhen und damit die Gesamtkosten zu senken. Das unterschiedliche Marktdesign der Spot- und Regelergergiemärkte, insbesondere die unterschiedliche zeitliche Taktung der einzelnen Märkte, kann zudem die Möglichkeiten der Arbitrage zwischen den Märkten vermindern. Dies verzerrt Preissignale und kann so zu einem ineffizienten Einsatz flexibler Kapazitäten sowie damit verbundenen höheren Kosten führen. Produktcharakteristika wie Mindestleistungen, die Anforderungen an die Wiederinbetriebnahme von Prozessen und weitere Restriktionen im Pooling mehrerer Prozesse stellen weitere Hürden dar. Die aktuellen Entwicklungen wie die Einführung kalendertäglicher Ausschreibungen am Vortag der Regelleistungserbringung für Sekundär- und Minutenreserve sowie die Verkürzung der Produktscheiben der Sekundärregelleistung sind wichtige Schritte, um alternative Flexibilitätsoptionen in den Regelergergiemarkt zu integrieren.

Ein weiteres zentrales Problem hinsichtlich der Teilnahme am Regelergergiemarkt ist für industrielle Lasten der Konflikt mit der momentanen Bestimmung der Netzentgelte, welcher in Abschnitt 2.3.2 ausführlich diskutiert wird.

Ausblick

Am 18.12.2017 ist die „Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätssystem“, auch bekannt als „Guideline on Electricity Balancing“ (GL EB), in Kraft getreten. Die Verordnung hat zum Ziel, die Beschaffung und Bereitstellung von Regelergergie auf europäischer Ebene weiter zu harmonisieren und sieht verschiedene, teilweise umfassende Änderungen der Rahmenbedingungen am deutschen Regelergergiemarkt vor. Die Übertragungsnetzbetreiber waren in Folge dessen aufgefordert, entsprechende Umsetzungsvorschläge zu erarbeiten und diese den nationalen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen. Dieses Verfahren ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht in allen Belangen abgeschlossen, wie etwa die Einführung eines sog. Regelarbeitsmarktes.²⁴

²³ Dena (2016).

²⁴ Eine Übersicht über laufende und bereits abgeschlossene EB-Verfahren kann abgerufen werden unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK06/BK6_84_Sys_Dienst/841_eb_verordnung/eb_node.html.

Einführung eines Regelarbeitsmarktes

Im April 2018 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber basierend auf der „Guideline on Electricity Balancing“ einen Entwurf zur Ausgestaltung der Modalitäten für Regelreserveanbieter erarbeitet. Dieser enthielt unter anderem Umsetzungsvorschläge zur Einführung eines Regelarbeitsmarktes und wurde der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt. Eine zum Jahresbeginn 2019 überarbeitete Fassung stand bis zum 27. März 2019 für alle Marktteilnehmer zur Konsultation offen.²⁵

Als eine zentrale Änderung des Marktdesigns sieht der Vorschlag die Abschaffung des im Oktober 2018 eingeführten Mischpreisverfahrens und die Wiedereinführung des Regelleistungsmarktes vor, was im Juli 2019 durch das OLG Düsseldorf beschlossen wurde.²⁶ Außerdem soll zusätzlich zum bekannten Regelleistungsmarkt ein Regelarbeitsmarkt eingeführt werden. Der Regelarbeitsmarkt soll gemäß dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber dem Regelleistungsmarkt zeitlich nachgeschaltet sein. Entsprechend öffnet zunächst der Regelleistungsmarkt und bezuschlagt entlang der Merit Order die Gebote mit den geringsten Leistungspreisen. Im Regelleistungsmarkt können optional bereits Arbeitspreise geboten werden, andernfalls werden die in der Leistungspreisauktion bezuschlagten Gebote mit einem Arbeitspreis von 0 EUR/MW in die Arbeitspreisauktion überführt. Nach Ende der Leistungspreisauktion öffnet der Regelarbeitsmarkt. Auf diesem können im Gegensatz zum jetzigen Verfahren alle präqualifizierten Marktteilnehmer unabhängig von einer Bezuschlagung am Leistungsmarkt Gebote auf Basis eines Arbeitspreises abgeben, sog. „free bids“. Diese Gebote können bis zum Ende der Regelarbeitsauktion – eine Stunde vor Beginn der Zeitscheibe – angepasst werden. Dies gilt ebenso für die im Regelleistungsmarkt gebotenen Arbeitspreise. Anschließend werden alle Gebote in Konkurrenz gesetzt und in eine gemeinsame Merit Order gebracht, entlang dieser die Regelarbeitsleistung abgerufen wird. Dadurch ist es im Regelarbeitsmarkt zukünftig möglich, dass Gebote aus dem Regelleistungsmarkt von günstigeren „free bids“ aus der Merit Order für den Regelenenergieabruf verdrängt werden können. Abgerufene Regelenenergie wird ausschließlich mit dem gebotenen Arbeitspreis vergütet. Die zuvor am Regelleistungsmarkt bezuschlagten Gebote, auch solche, die nachträglich aus der Regelarbeitsleistung verdrängt wurden, werden mit dem gebotenen Leistungspreis vergütet. Die Produktzeitscheiben des Regelarbeitsmarktes für Sekundärregelenergie und Minutenreserve sind identisch mit denen des Regelleistungsmarktes (6 Zeitscheiben à 4 h/Tag). Die Einführung des Regelarbeitsmarktes in Form der derzeit konsultierten Charakteristika entspricht noch nicht vollständig den Anforderungen des europäischen Zielsystems, welches beispielsweise viertelstündliche Merit-Order-Listen vorsieht. Dieses wird in den nächsten Jahren in einem mehrstufigen Implementierungsprozess und umfangreichen Harmonisierungsschritten angestrebt.

Einführung von Einheitspreisauktionen anstelle der „Pay-as-bid“-Auktionen

Die Einführung eines Einheitspreisverfahrens für die Sekundärregel- und Minutenreservearbeit wurde bereits 2015 im Weißbuch des Wirtschaftsministeriums sowie in einem Konsultationspapier der Bundesnetzagentur diskutiert.²⁷ Im Zuge des Strommarktgesetzes wurde daraufhin § 8 Abs. 1 StromNZV für alle Regelenenergieprodukte geltend dahingehend geändert, dass die

²⁵ Az. BK6-18-004 abzurufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/2018_0001bis0999/BK6-18-004/BK6-18-004-einf%C3%BChrung_regelarbeitsmarkt.html?nn=871866.

²⁶ Die folgenden Darstellungen beruhen auf den Unterlagen der Übertragungsnetzbetreiber (50 Hertz et. al., 2018 & 2019). Ein endgültiger Beschluss steht zum Stand Juli 2019 noch aus. Aktuelle Informationen abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/consultation-modalities-balancing-service-providers-2018-04>

²⁷ BMWi (2015); BNetzA (2015a).

Bundesnetzagentur per Festlegung das Verfahren zur Vergütung der Regelleistungs- und Regelarbeitspreise auf ein Einheitspreisverfahren umstellen kann.

Vorteile einer solchen Umstellung werden in potenziellen Kostensenkungen erwartet, da Anbieter angereizt werden würden, Arbeitspreisgebote in Höhe ihrer Grenzkosten abzugeben.²⁸ Die Bundesnetzagentur sieht hier jedoch die Gefahr von insgesamt steigenden Regelarbeitskosten, da im Fall teurer Grenztechnologien diese preissetzend für den gesamten Regelarbeitseinsatz wirken. Für den Sekundärreservemarkt lehnte die Bundesnetzagentur eine Umstellung des Preisverfahrens im 2015 veröffentlichten Bericht zunächst aufgrund der beobachteten Arbeitspreise ab, während sie die Umstellung für den Minutenreservemarkt grundsätzlich zur Diskussion gestellt hat.²⁹ Derzeit ist nicht bekannt, dass es seitens der Bundesnetzagentur Bestrebungen zur Änderung des Preisverfahrens im Sinne des § 8 Abs. 1 StromNZV gäbe. Im Zusammenhang mit der Einführung von Regelarbeitsmärkten und perspektivisch der Einführung von europäischen Regelarbeitsplattformen ist innerhalb der „Guideline on Electricity Balancing“ allerdings festgelegt, dass das Auktionsformat des Regelarbeitsmarkts auf dem Einheitspreisverfahren beruhen muss (GL-EB Art. 30). Somit können diesbezüglich in den nächsten Jahren noch weitere Anpassungen an den derzeit vorgeschlagenen regulatorischen Rahmenbedingungen des Regelarbeitsmarkts erwartet werden.

Weiterentwicklung der Primärregelung

Am 9. Januar 2017 starteten die Projektpartner der internationalen Primärregelungs-kooperation³⁰ eine öffentliche Konsultation zu verschiedenen Designoptionen der Primärregelenergie. Gemäß Art. 33 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/2195 (EB-Verordnung) für die Erstellung gemeinsamer harmonisierter Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung wurden jeweils verschiedene Optionen bezüglich der Auktionshäufigkeit und Produktlänge, des Gebotsdesigns, des Vergabealgorithmus, der grenzüberschreitenden Übergabe von Vorhalteverpflichtungen, dem Preisverfahren und der Harmonisierung der Marktregeln abgefragt. Gemeinsam mit einem Bericht der Konsultationsergebnisse legten die Übertragungsnetzbetreiber im April 2018 einen Entwurf zur Änderung der Primärregelenergie vor, welcher anschließend von den nationalen Regulierungsbehörden geprüft wurde. Die zentralen Änderungen betreffen insbesondere die Häufigkeit der Auktionen sowie die Produkte der Primärregelung. Seit dem 1. Juli 2019 wurden die bisher wöchentlichen Auktionen bereits auf täglich stattfindende Auktionen mit zwei Tagen Vorlaufzeit umgestellt. Ab dem 1. Juli 2020 ist geplant, die Primärregelung auf 4-h-Produkte sowie auf kalendertägliche Auktionen am Vortag um 8:00 Uhr (D-1) umzustellen.³¹

2.2.2 Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Im Kontext flexibler Industrieprozesse ist neben der Regelenergie insbesondere die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten relevant. Als abschaltbare Last definiert sind Stromverbraucher, die durch den Übertragungsnetzbetreiber im Falle von Netzengpässen steuerbar im Sinne einer Lastreduktion sind. Die Regelungen basieren auf §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG und werden in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) präzisiert. Anbieter können eine bestimmte Abschaltleistung vorhalten, wobei

²⁸ Vgl. BMWi (2015), S. 68.

²⁹ BNetzA (2015a), S. 10.

³⁰ Diese sind zurzeit die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie die Übertragungsnetzbetreiber Österreichs (APG), der Schweiz (Swissgrid), der Niederlande (TenneT Netherlands), Belgiens (elia) sowie seit 10. Januar 2017 Frankreichs (RTE) und in Planung Dänemarks (energinet.dk).

³¹ Weitere Informationen zum Konsultationsverfahren unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/consultation-international-prl-cooperation-2018-06>.

zwischen schnell abschaltbaren Lasten (SNL) und sofort abschaltbaren Lasten (SOL) unterschieden wird. Potenzielle Anbieter müssen zunächst einen Nachweis über die Erfüllung der technischen Anforderungen erbringen und in einem Vorverfahren einen Rahmenvertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber geschlossen haben (§§ 5, 9 AbLaV). Die Kontrahierung der abschaltbaren Lasten erfolgt ähnlich wie in der Regelenergie über Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sowohl der Leistungs- als auch der Arbeitspreis bestimmen sich durch die entsprechenden Gebote der bezuschlagten Anbieter („pay-as-bid“-Verfahren), wobei der Leistungspreis bei maximal 500 EUR/MW und der Arbeitspreis bei maximal 400 EUR/MWh gedeckelt ist.³² Zur Stärkung des Wettbewerbs und zur Kostensenkung wurden durch die Novellierung der Verordnung im August 2016 verschiedene Änderungen vorgenommen, die maßgeblich dazu beitragen sollen den möglichen Anbieterkreis zu erweitern.³³ Die Präqualifikationsbedingungen wurden unter anderem dahingehend angepasst, dass ein Anschluss nun auch schon in der Mittelspannung möglich ist, nur noch 5 MW statt 50 MW der Leistung abschaltbar sein müssen und zusätzliches Pooling von Lasten möglich ist, um die 5 MW-Grenze zu erreichen. Zusätzlich wurde der Ausschreibungszeitraum von einem Monat auf eine Woche verkürzt und die Produktarten wurden flexibilisiert, indem die Abruflaufzeit fortan von den Bietern selbst angegeben werden kann. Eine Übersicht der zentralen Änderungen ist in Tabelle 3 dargestellt.

Insgesamt sind die Ausschreibungen für abschaltbare Lasten deutlich stärker auf industrielle Lasten zugeschnitten als die der Regelenergie. Eine entscheidende Vereinfachung durch die AbLaV ist beispielsweise auch die geringere Vorhaltungszeit. Während in der Regelenergie die bezuschlagte Leistung für den gesamten Ausschreibungszeitraum vorgehalten werden muss, ist unter den Regeln der AbLaV eine Nichtverfügbarkeit von 120 Viertelstunden innerhalb des Ausschreibungszeitraums von einer Woche zulässig. Die AbLaV gewährt einem Einsatz auf dem Regelenergie- und dem Spotmarkt grundsätzlich Vorrang und dient daher als Ergänzung zu den Vermarktungsmöglichkeiten auf diesen Märkten.

Tabelle 3 Zentrale Änderungen der AbLaV 2016

Quelle: 50 Hertz et al. (2016b)

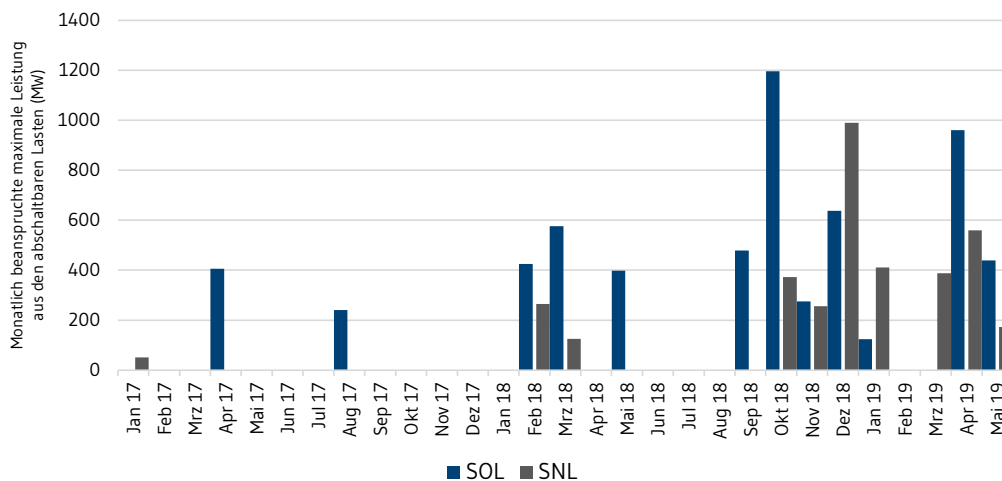
	AbLaV vom 28.12.2012	EnWG und AbLaV Novelle 2016
Mindestleistung	50 MW	5 MW
Mindesterbringung	A: Einzelne Viertelstunden (VS) bis zu 1 h, min. 4 x pro Woche B: 4 h am Stück, alle 7 Tage C: 8 h am Stück, alle 14 Tage Min. 16 h in einem Monat	Min. 4 VS am Stück, max. 32 VS am Stück, bis 1 h auch mehrere kurze Abrufe von mindestens 1 VS Min. 16 VS in einer Woche
Netzanschluss	Mindestens 110 kV	Mittelspannung und höher
Technische Mindestverfügbarkeit	Anzahl der Tage im Monat minus 4 Tage	Gesamtzahl der VS in der Woche minus 120 VS möglicher Nichtverfügbarkeit
Konsortium	Maximal 5 Verbraucher	Unbegrenzt
Ausschreibungszeitraum	1 Monat	1 Woche
Bedarf	1500 MW SOL, 1500 MW SNL	750 MW SOL, 750 MW SNL Festlegungskompetenz BNetzA

³² Diese Änderung gilt seit der Novellierung im August 2016. Die Vergütung der Leistungsvorhaltung erfolgt daher nicht mehr über den fixen Leistungspreis von 2 500 EUR/MW, sondern wird nun ebenso wie der Arbeitspreis anhand der Gebote bestimmt.

³³ 50Hertz et al. (2016a).

Produktarten	A-, B-, C-Produkt für SNL & SOL, d.h. insgesamt 6 Produkte	2 Produkte (SOL & SNL) mit Angabe der Abrufdauer zwischen 1 VS und 32 VS
Leistungspreis	2500 €/MW, fix	Max. 500 €/MW
Arbeitspreis	variabel zwischen 100-400 €/MWh	Max. 400 €/MWh
Zuschlagserteilung	1) Arbeitspreis 2) Systemtechnische Wirksamkeit 3) Zeitpunkt Angebotseingang	1) Leistungspreis 2) Arbeitspreis 3) Systemtechnische Wirksamkeit 4) Zeitpunkt Angebotseingang
Verbindliche Meldung von Nichtverfügbarkeiten	14:30 Uhr für Folgetag	14:30 Uhr für Folgetag und während des Abrufs für Zeitraum nach dem Abruf
Pausen nach Abruf	Automatisch nach Abruf, Anspruch entsprechend Produktart	Vom Anbieter gemeldet, flexibel im Ausschreibungszeitraum Anspruch von 48 VS Pause je 4 VS Abruf
Bedingung für vortägige Vermarktung am Spotmarkt	Day-Ahead-Preis > Arbeitspreis	Day-Ahead-Preis > Arbeitspreis und mindestens 200 €/MWh
Maximal zulässige Nichtverfügbarkeit	5 Tage im Monat keine ganztägige technische Verfügbarkeit	120 VS in der Woche

Nach einer Übergangsphase ist die Novelle der AbLaV im März 2017 in Kraft getreten. In der Folgezeit stieg die Anzahl der Rahmenverträge und damit die Menge kontrahierter Leistung aus flexiblen Industrieunternehmen an – für sofort abschaltbare Lasten von zwei auf vier Rahmenverträge über nun insgesamt 933 MW sowie von fünf auf elf für schnell abschaltbare Lasten (insgesamt 1471 MW).



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von netztransparenz.de

Abbildung 3 Monatlich beanspruchte maximale Leistung aus den abschaltbaren Lasten

Allerdings meldeten die Übertragungsnetzbetreiber im Juli 2018 gemäß § 8 Abs. 3 AbLaV einen aktualisierten Bedarf an abschaltbaren Lasten. Gegeben der Einsatzmöglichkeiten sowie der zwischen März 2017 und Juni 2018 erfolgten Abrufe, hat sich, verglichen mit dem in der Novelle festgelegten Leistungswert, ein geringerer Bedarf ergeben. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin

im Februar 2019 einen Festlegungsentwurf (BK4-19-004) zur Konsultation vorgelegt hat.³⁴ Der Entwurf sieht vor, die auszuschreibende Leistung für abschaltbare Lasten ab dem 1. Juli 2019 von 1500 MW auf 750 MW abzusenken.³⁵ Das Verfahren wurde allerdings nach Auswertung der Konsultationsphase am 10. April 2019 vorläufig ausgesetzt, da sich insbesondere in den Wintermonaten 2018/2019 die beanspruchte Leistung und die Anzahl der Abrufe für beide Produktkategorien deutlich erhöht hat (vgl. Darstellung 3).³⁶ Das Verfahren zur Anpassung der Gesamtabchaltleistung wurde daher zwar zunächst zurückgestellt, die aus der AbLaV zu erwartende Planbarkeit kann dadurch jedoch eingeschränkt sein.³⁷

Hemmnisse einer Vorhaltung abschaltbarer Lasten

Für die Vermarktung im Rahmen der AbLaV gilt, vergleichbar mit der Vermarktung am EOM oder in der Regelernergie, dass die Gebote der Unternehmen durch die Opportunitätskosten bestimmt werden. Diese sind insbesondere durch das Risiko einer Auswirkung des Produktionseingriffs auf die Qualität und Stabilität des Produktionsprozesses getrieben, weshalb eine Teilnahme an den Ausschreibungen der AbLaV trotz technischer Umsetzbarkeit unter Umständen nicht rentabel sein kann.

Ausblick

Aufgrund der Angleichung der Ausschreibungsbedingungen an die Regelernergie und die gleichzeitige Vereinfachung der Präqualifikations- und Teilnahmebedingungen für die Erbringung von Regelernergie bleibt auch nach der Novellierung der AbLaV unklar, ob diese für Industrieunternehmen neue Anreize zur Vermarktung flexibler Lasten entfalten kann. Hinzu kommt die Unklarheit über eine Neudimensionierung des Gesamtbedarfs durch die Bundesnetzagentur sowie das ohnehin in § 20 Abs. 2 AbLaV festgelegte Außerkrafttreten der Verordnung im Jahr 2022.

2.2.3 Zuschaltbare Lasten

Eine sogenannte zuschaltbare Last kann prinzipiell – analog zur abschaltbaren Last – von jedem Marktakteur angeboten werden, der sich im Falle eines Netzengpasses dem Übertragungsnetzbetreiber zur Steuerung zur Verfügung stellt. Zuschaltbare Lasten sind in ihrer Wirkung mit der negativen Regelernergie zu vergleichen und können theoretisch auch von flexiblen Industrieprozessen angeboten werden. Generell stehen die zuschaltbaren Lasten dem Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG als sogenannte marktbezogene Maßnahme zur Verfügung. Mit der Novellierung des EnWG in 2016 wurde jedoch eine zusätzliche technologiespezifische Neuregelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG aufgenommen, die explizit die Vereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Betreibern von Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK-Anlagen) regelt. Diese Neuregelung sieht vor, dass KWK-Anlagen im Falle von Netzengpässen die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz reduzieren und gleichzeitig zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung mittels Power-to-Heat-Anlagen Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen können.³⁸ Die Regelung kann nach

³⁴ BNetzA (2019).

³⁵ Dabei sollen 500 MW auf sofort abschaltbare Lasten und 250 MW auf schnell abschaltbare Lasten entfallen.

³⁶ Hintergrundinformationen zum Verwaltungsverfahren sind erhältlich unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/2019_0001bis0999/2019_0001bis0099/BK4-19-0001/BK4-19-0001_Konsultation_Ergaenzung.html?nn=269530.

³⁷ Stand Juni 2019. Abgerufen unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.

³⁸ Weiterführende Informationen in Buchmüller & Hennig (2016).

§ 13i Abs. 3 Nr. 4 EnWG durch eine präzisierende Verordnung ergänzt werden, allerdings sind zurzeit keine Entwürfe einer solchen Verordnung bekannt.

Hemmnisse einer Vorhaltung zuschaltbarer Lasten

Rechtlich ist es zulässig, auch außerhalb des § 13 Abs. 6a EnWG Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und zuschaltbaren Lasten zu schließen, so dass prinzipiell auch andere Flexibilitätsoptionen genutzt werden können.³⁹ Für Flexibilitätsoptionen, die nicht den Kriterien des § 13 Abs. 6a EnWG entsprechen, ist momentan jedoch noch unklar, ob und wenn ja wann die Vorhaltung zuschaltbarer Lasten eine realistische Vermarktungsoption darstellen kann.

Ausblick

Es bleibt daher abzuwarten, ob die Regelungen zu zuschaltbaren Lasten in der Zukunft durch weitere Verordnungen präzisiert werden und inwiefern sie technologieoffen auch für alternative Flexibilitätsoptionen ausgestaltet werden.

2.3 Regulatorische Rahmenbedingungen

In einem wettbewerblichen Marktdesign setzen die Marktpreise Signale hinsichtlich des Flexibilitätsbedarfs. Hemmnisse in der Umsetzung und Vermarktung von Flexibilität lassen sich nicht nur auf fehlende Preissignale zurückführen, sondern auch darauf, dass etwaige Preissignale im aktuellen Marktdesign aufgrund verschiedener regulatorischer Eingriffe verzerrt sind. Durch manche dieser Eingriffe bestehen selbst für lastganggemessene Industrieunternehmen mit börsengekoppelten Stromlieferverträgen verzerrte Anreize hinsichtlich einer Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem. Diese regulatorischen Hemmnisse werden im Folgenden diskutiert.

2.3.1 Abgaben, Umlagen und Steuern

Generell gilt, dass Letztverbraucher von Strom in Deutschland nicht nur den Großhandelspreis bezahlen, der sich an den oben beschriebenen Handelsplätzen einstellt, sondern dass neben den Vertriebskosten des Lieferanten je nach bezogener Strommenge und Zeitpunkt des Verbrauchs verschiedene administrative Preisbestandteile hinzukommen. Hierzu zählen die Strom- und Mehrwertsteuer, die Umlagen nach EEG, dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und § 19 Abs. 2 StromNEV, die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG, die Umlage der abschaltbaren Lasten, die Konzessionsabgabe sowie die Netzentgelte.⁴⁰ Die einzelnen Preisbestandteile und insbesondere die zahlreichen Ausnahmeregelungen werden im Folgenden kurz beschrieben, wobei die Netzentgeltsystematik separat in Abschnitt 2.3.2 diskutiert wird.

Der Stromsteuersatz liegt nach § 3 StromStG regulär bei 2,05 ct/kWh. Für die Stromsteuer gilt im produzierenden Gewerbe ein um ein Viertel ermäßigter Steuersatz (1,537 ct/kWh), sofern die Einsparung durch die reduzierte Steuer, d.h. der Entlastungsbetrag, 250 EUR übersteigt (§ 9b StromStG). Für bestimmte vom Gesetzgeber festgelegte Prozesse des produzierenden Gewerbes gilt eine vollständige Befreiung von der Stromsteuer (§ 9a StromStG), während der Spitzenausgleich (Stromsteuersatz von ca. 0,3 ct/kWh) den übrigen Unternehmen des produzierenden Gewerbes unter bestimmten Effizienzanforderungen und bei Einführung eines Energie- und Umweltmanagementsystems gewährt wird, wenn diese ihr Effizienzpotenzial noch nicht ausgeschöpft haben (§ 10 StromStG). Diese Ermäßigungen können auf Antragstellung rückwirkend geltend gemacht werden.

³⁹ Siehe dazu auch die Begründung der Bundesregierung in der Drucksache 18/8972 vom 28.06.2016, S. 31 f. Abgerufen am 15.02.2017 unter dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/089/1808972.pdf.

⁴⁰ BNetzA & BKartA (2016), S. 199ff.

Im Jahr 2019 liegt die EEG-Umlage bei 6,405 ct/kWh.⁴¹ Für stromintensive Unternehmen gilt die besondere Ausgleichsregelung nach §§ 60a, 63 und 64 EEG. Danach muss der Stromanteil bis 1 GWh mit der vollen EEG-Umlage bezahlt werden (sogenannter Selbsterhalt), während darüber je nach Stromkostenintensität nur noch ein geringerer Anteil gezahlt werden muss (vgl. § 64 EEG). Je nach Einzelfall kann die EEG-Umlage auf bis zu 0,1 ct/kWh, für Unternehmen der NE-Metallwirtschaft auf 0,05 ct/kWh reduziert werden (vgl. § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG). Die Umlage nach dem KWKG wird bundesweit von den Stromverbrauchern getragen und beträgt 2019 0,280 ct/kWh für nicht-privilegierte Letztverbraucher.⁴² Für stromkostenintensive Unternehmen, für die die EEG-Umlage begrenzt ist, ist analog nach den gleichen Kriterien auch die KWK-Umlage begrenzt. Hier ist jedoch ein Mindestsatz von 0,03 ct/kWh vorgegeben (§ 27 Abs. 1 KWKG).

Die Höhe der Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV unterscheidet sich nach drei Letztverbrauchergruppen und sieht dadurch eine Begrenzung für stromintensive Letztverbraucher (Gruppe C)⁴³ vor. Im Jahr 2019 liegt die Umlage bei 0,305 ct/kWh für Haushaltskunden (Gruppe A) und die für Letztverbraucher der Gruppe C bei 0,025 ct/kWh, was der gesetzlich festgelegten Begrenzung entspricht.⁴⁴ Auch die Offshore-Haftungsumlage wird je nach Letztverbrauchergruppe erhoben, für Gruppe C der stromintensiven Letztverbraucher ergibt sich im Jahr 2019 eine Umlage in Höhe von 0,025 ct/kWh, ebenfalls die gesetzlich festgelegte Begrenzung.⁴⁵ Die Umlage für abschaltbare Lasten wird einheitlich für jede verbrauchte Kilowattstunde Strom abgerechnet und liegt im Jahr 2019 bei 0,005 ct/kWh.⁴⁶

Die Höhe der Konzessionsabgabe unterscheidet sich nach Kundenart, wobei Industriebetriebe zu den Sondervertragskunden⁴⁷ zählen, deren Konzessionsabgabe 0,11 ct/kWh nicht übersteigen darf (§ 2 Abs. 3 Nr 1 KAV). Zudem gibt es die Möglichkeit der vollständigen Befreiung, sofern der eigene Durchschnittspreis je kWh (inkl. EEG-, KWK-Umlage und Stromsteuer) unter einem vom Statistischen Bundesamt jährlich berechneten Grenzpreis liegt.⁴⁸

Die zahlreichen Ausnahmen, für die wiederum jeweils unterschiedliche Bemessungsgrundlagen gelten, führen somit zu einem heterogenen Bild hinsichtlich der Belastung durch Abgaben, Entgelte und Umlagen. Abbildung 4 illustriert exemplarisch die administrativen Preisbestandteile, die sich aus den unterschiedlichen Ausnahmeregelungen im Jahr 2018 ergeben haben und die auf den Großhandelsstrompreis aufgeschlagen werden. Dafür werden Industrieabnehmer aus zwei Größenkategorien dargestellt, die entweder die minimalen oder die maximalen Entlastungsmöglichkeiten ihrer Größenkategorie erhalten.⁴⁹ Es handelt sich um Industrieabnehmer mit einem Jahresstromverbrauch von 24 GWh sowie energieintensive Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh. Abhängig von weiteren Kriterien, unter

⁴¹ <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht> (abgerufen am 02.06.2019).

⁴² <https://www.netztransparenz.de/KWKG/KWKG-Umlagen-Uebersicht> (abgerufen am 02.06.2019).

⁴³ Die Letztverbrauchergruppe C ist definiert als „Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Geschäftsjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 1.000.000 kWh hinausgehende Strombezüge maximal 0,025 ct/kWh“ (<https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-19-StromNEV/Umlage-2017> abgerufen am 13.02.2017).

⁴⁴ <http://dnn9.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht/-19-StromNEV-Umlage-2019> (abgerufen am 02.06.2019).

⁴⁵ <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-17f-EnWG> (abgerufen am 13.02.2017).

⁴⁶ <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht/AbLaV-Umlage-2019> (abgerufen am 02.06.2019).

⁴⁷ Sondervertragskunden müssen eine viertelstündliche Leistungsmessung nachweisen sowie einen Jahresstromverbrauch von mindestens 30.000 kWh und zweimalige Monatshöchstleistung über 30 kW pro Jahr (IHK Berlin 2016).

⁴⁸ IHK Berlin (2016).

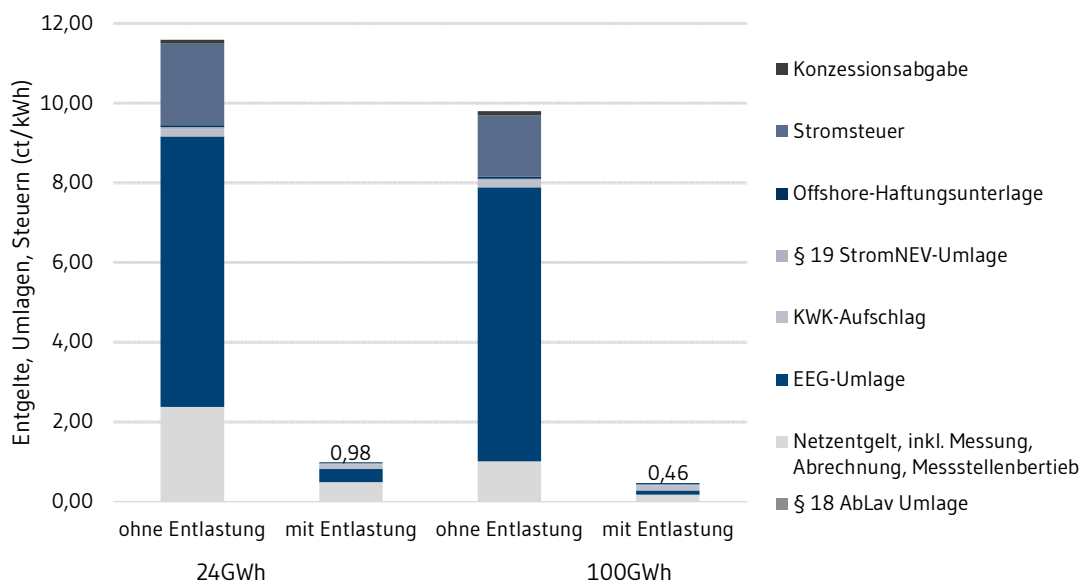
⁴⁹ Die Daten für Industrieabnehmer mit einem Jahresstromverbrauch von 24 GWh entstammen dem Monitoringbericht 2016 (BNetzA & BKartA 2016, S. 199 ff.), die Daten für Großabnehmer mit 100 GWh entstammen der Strompreisanalyse November 2016 (BDEW 2016, S. 29 ff.).

anderem Jahresnutzungsstunden, Jahreshöchstlast und Anschlussebene, können diese jeweils zusätzliche Entlastungen in Anspruch nehmen.

Hemmnisse verursacht durch Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelte

Allgemein gilt, dass die administrativ bestimmten Preisbestandteile eine preisverzerrende Wirkung auf den Endkundenpreis haben. Die gilt in zweierlei Hinsicht: Zum einen sind diese für Verbrauchergruppen ohne Vergünstigungen anteilig so hoch, dass jegliche Preissignale des Großhandelspreises nivelliert werden. Zum anderen setzt die Entgeltsystematik, historisch auf eine unelastische Nachfrage abgestellt, keine Anreize nachfrageseitige Prozesse zu flexibilisieren. Im Stromsystem der konventionellen Erzeugung war marktdienliches Verhalten charakterisiert durch einen möglichst kontinuierlichen Stromverbrauch und wurde durch die Entgeltsystematik explizit angereizt.

Neben der Netzentgeltsystematik, die maßgeblich von einem solchen Ansatz getrieben ist, stehen auch die übrigen Umlagen und Entgelte einer Nutzung von Flexibilitätsmaßnahmen im Wege. Beispielsweise kann die Kopplung von Ausnahmen an den Stromkostenanteil am Jahresumsatz einer vermehrten Lastverschiebung in Zeiten niedriger Strompreise entgegenstehen. Ebenso führen die Schwellenwerte der Ausnahmeregelungen dazu, dass Stromkostensparnisse aus einer Lastreduktion zwingend höher sein müssen als ein etwaiger Verlust einer Steuer- oder Abgabentlastung. Erschwert werden diese Abwägungen zusätzlich dadurch, dass die Ausnahmeregelungen der einzelnen administrativen Bestandteile nicht einheitlich definiert sind. Je nach Art der oben beschriebenen Abgaben, Umlagen und Entgelte unterscheiden sich die definierten Letztverbrauchergruppen durch variierende Kennzahlen und unterschiedliche Schwellenwerte. Dadurch können bei flexiblem Verhalten manche Ansprüche auf Ausnahmeregelungen verloren gehen, während andere fortbestehen, weshalb die Auswirkungen flexiblen Nachfrageverhaltens nicht pauschal beurteilt werden können.



Quelle: Eigene Darstellung. Die Daten für Industrieabnehmer mit einem Jahresstromverbrauch von 24 GWh entstammen dem Monitoringbericht 2016 (BNetzA & BKartA 2016, S. 199 ff.), die Daten für Großabnehmer mit 100 GWh entstammen der Strompreisanalyse November 2016 (BDEW 2016, S. 29 ff.).

Abbildung 4 Industriestrompreise unterschiedlicher Kategorien

Ausblick

Die Auswirkungen der aktuellen Entgeltsystematik und deren Anreizstruktur finden sich aktuell in der politischen Diskussion und wurden bereits unter anderem im SynErgie-Ergebnisdokument

„Positionspapier zu regulatorischen Änderungen“ sowie im Impulspapier 2030 des BMWi⁵⁰ thematisiert. Seitdem wurde eine Vielzahl an Konzepten zu einer Neugestaltung der Abgaben- und Umlagen-Systematik diskutiert, wie beispielsweise eine dynamische EEG-Umlage oder die Ausweitung der EEG-Umlage auf andere Sektoren.⁵¹ Die Bundesregierung hatte daher eine umfassende Prüfung der Lenkungswirkung von Umlagen, Entgelten und Abgaben angekündigt, welche bis Mitte 2017 abgeschlossen werden sollte.⁵² Zu den Ergebnissen dieser Prüfung liegen jedoch bisher keine öffentlich verfügbaren Informationen vor. In der jüngsten Diskussion steht vor allem das Thema CO₂-Bepreisung im Mittelpunkt.⁵³ Dies wird häufig vor dem Hintergrund diskutiert, dass Strom als Energieträger derzeit stärker mit Abgaben und Umlagen belastet ist als andere Energieträger, wie Gas, Heizöl, Diesel oder Benzin. Eine Reform der Umlagen, Abgaben und Steuern wird daher auch überwiegend im Kontext der Sektorenkopplung diskutiert, während im Kontext flexibler Nachfrageprozesse vor allem die aktuelle Netzentgeltsystematik im Vordergrund steht.

2.3.2 Netzentgelte

Netzentgelte werden zur Refinanzierung der Stromnetzinfrastruktur erhoben und sind grundsätzlich in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt sowie durch die Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden reguliert. Grundsätzlich sieht die aktuelle Netzentgeltsystematik vor, dass die Kosten, die in einem Netzgebiet anfallen, von denjenigen Verbrauchern getragen werden, die an dem jeweiligen Netz angeschlossen sind.⁵⁴ Von diesem Prinzip wird zukünftig auf der Übertragungsnetzebene abgewichen. Denn seit dem Beschluss über das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG), welches 2017 beschlossen und im April 2018 in einer entsprechenden Verordnung umgesetzt wurde, ist eine schrittweise, bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene vorgesehen. Diese hat zum Ziel, die zurzeit regional unterschiedlichen Kosten der Übertragungsnetze zukünftig gesamtheitlich auf alle Verbraucher bzw. nachgelagerten Netzebenen zu verteilen.

Ausgehend von der Übertragungsnetzebene erfolgt die Netzentgeltermittlung für jede Netz- bzw. Umspannebene nach dem Top-down-Prinzip. Die Netzentgelte beinhalten daher neben den direkten Kosten der Ebene, an der ein Netznutzer angeschlossen ist, ebenfalls die anteilig über die vorgelagerten Netzebenen gewälzten Kosten. Für die Ermittlung der Netzentgelte der jeweiligen Spannungsebenen werden zunächst die innerhalb der Betrachtungsperiode entstandenen Kosten im Rahmen der Kostenträgerrechnung (§§ 15-21 StromNEV) auf die Netz- oder Umspannebenen zugeordnet. In einem ersten Schritt werden die spezifischen Jahreskosten der höchsten Spannungsebene ermittelt, die sogenannte Briefmarke. Bei der Briefmarke handelt es sich um den Quotienten der Gesamtkosten und der Jahreshöchstlast der Ebene. Die von der nachgelagerten Netzebene zu zahlenden Netzentgelte, die über die vorgelagerten Netzebenen gewälzten Kosten, werden anhand der Höchstentnahmelast sowie des Bezugs der jeweiligen Netzebene aus der vorgelagerten Netzebene bestimmt. Dieser Wälzungsmechanismus wiederholt sich für jede Spannungsebene, bis in der untersten Spannungsebene, der Niederspannung, mittels des Entgelts die gesamten Kosten des Netzes gedeckt werden. Als Haupttreiber der Netzkosten bzw. der Briefmarke wird die Netzdimensionierung bzw. die Jahreshöchstlast der Netzebene angesehen. Da die Zuordnung der Netzkosten auf die Netznutzer dem

⁵⁰ BMWi (2016).

⁵¹ Beispielsweise in Frontier Economics (2016), Agora Energiewende (2017) und dena (2017).

⁵² BMUB (2016) S. 35 f.

⁵³ Einen aktuellen Überblick über verschiedene Ansätze bietet DIW (2019).

⁵⁴ Die folgende Darstellung der Netzentgeltsystematik basiert auf dem von der Bundesnetzagentur 2015 veröffentlichten Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität (BNetzA 2015b) sowie die entsprechenden Vorgaben der StromNEV.

Verursacherprinzip folgt, tragen Netznutzer, die einen höheren Beitrag zu der Jahreshöchstlast der Netzebene leisten, dementsprechend einen höheren Anteil der Kosten. Diese Zuordnung der Kosten auf die Netznutzer leistet die G-Funktion: Die G-Funktion gibt an, mit welchem Anteil ihrer Einzelhöchstlast die Netznutzer an der Jahreshöchstlast der Netzebene beteiligt sind. Die G-Funktion wird von jedem Netzbetreiber für jede Spannungsebene anhand empirischer Daten ermittelt. Durch Multiplikation der Steigung bzw. der Achsenabschnitte werden schließlich aus der Briefmarke die vier Entgeltpositionen ermittelt, jeweils ein Leistungs- und Arbeitspreis für Netznutzer mit weniger und mit mehr als 2 500 Benutzungsstunden.

Sonderformen der Netznutzung

Abweichend von den zu zahlenden allgemeinen Netzentgelten, besteht die Möglichkeit für Netznutzer nach § 19 Abs. 2 StromNEV, individuelle Netzentgelte mit dem jeweiligen Netzbetreiber zu vereinbaren, wenn die dort genannten Bedingungen erfüllt sind. Dabei wird derzeit unterschieden zwischen Netznutzern mit einem atypischen Verbrauchsverhalten und stromintensiven Netznutzern.

Eine atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV liegt vor, wenn die Einzelhöchstlast eines Netznutzers vorhersehbar und erheblich von der Jahreshöchstlast der Spannungsebene abweicht. Dazu veröffentlichen die Netzbetreiber für jedes Kalenderjahr die Hochlastzeitfenster der entsprechenden Netz- oder Umspannebene. Hierfür müssen zwei wesentliche Kriterien erfüllt sein. Erstens muss die Lastreduktion zwischen den Einzelhöchstlasten des Netznutzers innerhalb und außerhalb der Hochlastzeitfenster einen prozentualen Schwellenwert überschreiten, der sich je nach Spannungsebene unterscheidet. Zweitens muss die Leistungsdifferenz des Netznutzers mindestens 100 kW betragen. Das individuell vereinbarte Netzentgelt darf dabei einen Mindestanteil von 20 % am veröffentlichten Netzentgelt nicht unterschreiten.

Als zweite Sonderform gelten stromintensive Netznutzer (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Diese haben einen Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, wenn die Benutzungsstundenzahl über 7 000 h/a liegt und der Stromverbrauch 10 GWh/a überschreitet. Das individuelle Netzentgelt darf auch hier abhängig von der Benutzungsstundenzahl bestimmte Mindestanteile am veröffentlichten Netzentgelt nicht unterschreiten. D.h. bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 h/a liegt der Mindestanteil bei 20%, bei mehr als 7 500 h/a bei 15 % und bei einer Benutzungsstundenzahl über 8 000 h/a bei 10 % (§ 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV).

Zusätzlich zu den in der StromNEV geschaffenen Sonderformen, wurde mittels § 14a EnWG die Möglichkeit zur Netzentgeltreduktion für steuerbare Einrichtungen in der Niederspannung geschaffen. Die derzeitige Verordnungsermächtigung sieht vor, einen Anreiz für flexible Großverbraucher zu schaffen, um auf Ebene der Verteilnetze ihr Nachfrageverhalten insofern zu flexibilisieren, als dass sie sich dem Verteilnetzbetreiber zur netzdienlichen Steuerung als steuerbare Last anbieten können. Verteilnetzbetreiber sind dann verpflichtet, Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt anzubieten, sofern diese es dem Netzbetreiber ermöglichen, in kritischen Netzsituationen Lasten abzuschalten.

Hemmnisse für Nutzung der Nachfrageflexibilität durch die Netzentgeltsystematik

Ein grundsätzliches Hemmnis potenzieller Flexibilitätsmaßnahmen durch die aktuelle Netzentgeltsystematik liegt darin begründet, dass Netznutzer mit Leistungsmessung sowohl einen Arbeits- als auch einen Leistungspreis zu entrichten haben. Dabei begrenzt der Leistungspreis die individuelle Leistungsspitze des Netznutzers. Unterhalb dieses Wertes hat der Leistungspreis einen Flatrate-Charakter, da sich in diesem für das Netz unkritischen Bereich die flexible Last gegenüber dem Markt optimieren kann. Das bedeutet, dass flexible Großverbraucher einen Anreiz haben, ihre individuelle Höchstlast zu reduzieren bzw. diese nicht durch eine potenziell netz- bzw. marktdienliche Lastverschiebung zu erhöhen. Unterhalb der Leistungsspitze

bestehen jedoch Anreize zu einem flexiblen Nachfrageverhalten, sofern diese durch Preissignale gegeben sind.⁵⁵

Über die grundsätzliche Systematik hinaus, schränken die Regelungen zu individuellen Netzentgelten das Flexibilitätspotenzial flexibler Großverbraucher ein. Aktuell setzen die Regelungen zu den individuellen Netzentgelten für stromintensive Netznutzer nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV Anreize für ein gleichmäßiges Nachfrageverhalten. Unter der aktuellen Gesetzeslage können daher die Netzentgelte ansteigen, wenn stromintensive Netznutzer ihre Stromabnahme netz- bzw. marktdienlich ausrichten und damit ihre Leistungsspitze erhöhen. Dies wirkt sich auf die jährlich zu zahlenden Netzentgelte aus, während die Einnahmen aus der Bereitstellung der Flexibilität im Zweifel in nur einem einzigen Erbringungszeitraum angefallen sind. Die Beibehaltung der Leistungsspitze ist im Falle stromintensiver Netznutzer daher derzeit eine der zentralen Anforderungen an flexible Industrieprozesse.

Im Fall der atypischen Netznutzer nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV muss zwischen einer Teilnahme am Regenergiemarkt und den sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten unterschieden werden. Für den Regenergiemarkt gilt, dass Leistungsspitzen aus der Erbringung negativer Regelleistung bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallende Jahreshöchstlast nicht berücksichtigt werden und somit keine Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte haben.⁵⁶ Hieraus ergibt sich hinsichtlich der Bereitstellungsmöglichkeiten negativer Regenergie eine Benachteiligung von stromintensiven Netznutzern gegenüber atypischen Netznutzern. Im Falle aller anderen Vermarktungsmöglichkeiten gilt auch für atypische Netznutzer, dass eine Erhöhung der Leistungsspitze zumindest in Zeiten eines Hochlastzeitfensters problematisch ist, da dann der Anspruch auf die individuellen Netzentgelte verloren gehen kann. Hier ergeben sich wiederum Hemmnisse dadurch, dass die Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster ihrer Netz- oder Umspannebenen für die individuellen Netzentgelte aufgrund atypischer Netznutzung für ein Kalenderjahr im Voraus festlegen. Die Hochlastzeitfenster können im Nachhinein nicht an eine geänderte Netz- bzw. Marktsituation angepasst werden. Der zunehmende Anteil der Erzeugung erneuerbarer, volatiler Energien erfordert jedoch eine Anpassung der Hochlastzeitfenster in kürzeren Zeitabständen, um den sich schnell ändernden Netzzuständen gerecht zu werden. Eine unflexible Hoch- und Niedertariffdifferenzierung entspricht daher nicht unbedingt den tatsächlichen Netzerfordernissen und setzt für flexible Großverbraucher unter Umständen falsche Anreize, sodass diese ihre Nachfrage nicht an die jeweilige Netz- bzw. Marktsituation anpassen.⁵⁷

Insgesamt schaffen die unterschiedlichen Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Absatz 2 StromNEV somit unterschiedliche Ausgangssituationen, insbesondere zur Bereitstellung von Regenergie, die sich sowohl in ihrer Art als auch in ihrem Umfang auf einen Einsatz flexibler Industrieprozesse unterscheiden. Der potentielle Verlust von Netzentgeltreduzierungen spiegelt sich in den Opportunitätskosten der Industrieunternehmen wider und benachteiligt diese gegenüber anderen Regenergieanbietern, wie beispielsweise Erzeugungsanlagen, die ein solches Risiko bei der Erbringung von Leistungsspitzen nicht berücksichtigen müssen.

⁵⁵ BNetzA (2015b).

⁵⁶ BNetzA (2015c).

⁵⁷ BNetzA (2015b).

Ausblick

In der politischen Diskussion befinden sich bereits seit einigen Jahren unterschiedliche Reformvorschläge zur aktuellen Netzentgeltsystematik und im Jahr 2018 hat sich die Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag zum Ziel gesetzt „mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachergerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit [zu] verteilen und bei Stromverbrauchern unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit mehr Flexibilität [zu] ermöglichen.“⁵⁸ Zum jetzigen Zeitpunkt steht eine Reform der Netzentgeltsystematik allerdings nach wie vor aus. Der folgende Abschnitt zeigt einen Ausschnitt der verschiedenen Reformmöglichkeiten. Der Fokus liegt dabei auf Ansätzen, die einen Einfluss auf die Anreize flexibler Verbraucher haben, ihre Last netzdienlich auszurichten.⁵⁹

Variable Netzentgelte

Die Netzentgelte für das Folgejahr werden gemäß § 20 EnWG i.V.m. § 17 ARegV jeweils zum 15. Oktober eines Jahres von den Netzbetreibern veröffentlicht. Die Netzentgelte sind dabei statisch, d.h. Netzentgelte werden unterjährig nicht aufgrund einer geänderten Markt- oder Netzsituation angepasst. Es wird jedoch aktuell diskutiert, ob mittels variabler Netzentgelte Anreize zu markt- und netzdienlichem Verhalten gesetzt werden können. Im Folgenden werden drei diskutierte Varianten variabler Netzentgelte dargestellt sowie die induzierten Anreizwirkungen kritisch betrachtet.

Eine Einführung zeitlich variabler Netzentgelte ermöglicht es Netzbetreibern zum Beispiel unterschiedliche Netzentgelte in vorab fixierten Zeitfenstern festzulegen (sogenannte Time-of-use-Tarife). Dadurch können Anreize für eine netz- oder marktdienliche Lastverschiebung gesetzt werden. Um ein marktdienliches Verbrauchsverhalten anzureizen, müssten sich die zeitlich variablen Netzentgelte nach dem Stromangebot bzw. der Stromnachfrage richten. Netzdienliche zeitvariable Netzentgelte hingegen müssten sich an der Netzauslastung orientieren. Eine Einführung zeitlich variabler Netzentgelte würde demnach Anreize für Großverbraucher setzen, ihre Stromnachfrage flexibler an der aktuellen Markt- bzw. Netzsituation auszurichten. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist jedoch eine Einführung von zeitvariablen Netzentgelten abzulehnen, da zum einen eine marktdienliche Synchronisierung des Stromangebots und der Stromnachfrage schwer zu realisieren sei und zum anderen zeitvariable Netzentgelte eine hohe Komplexität aufweisen, die eine verlässliche Kalkulation der Lieferanten unmöglich machen würde.⁶⁰

Engpassorientierte Netzentgelte wiederum orientieren sich an der regionalen Netzauslastung und können Anreize für netzdienliches Verhalten der Verbraucher setzen. Je stärker ausgelastet ein Netzabschnitt ist, desto höher wären auch die engpassorientierten Netzentgelte in der jeweiligen Netzregion. Eine Einführung engpassorientierter Netzentgelte würde demnach ebenso wie eine Einführung zeitvariabler Tarife Anreize für netzdienliches Verbrauchsverhalten setzen, sie würden aber sozusagen als Zusatzkosten ausschließlich in den überlasteten Netzabschnitten anfallen. Auch die Einführung engpassorientierter variabler Netzentgelte lehnt die Bundesnetzagentur ab, da „eine engpassorientierte Bepreisung von überlasteten Netzabschnitten in vermaschten Elektrizitätsnetzen kaum praktikabel“ sei.⁶¹

⁵⁸ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (2018) abzurufen unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906>.

⁵⁹ Eine sehr umfassende Diskussion der aktuellen Netzentgeltsystematik sowie verschiedener alternativer Ansätze findet sich im Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte (dena, 2018) sowie in Consentec/Fraunhofer ISI (2018).

⁶⁰ Diese und die folgenden Aussagen der Bundesnetzagentur entstammen ebenfalls dem Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität (BNetzA 2015b).

⁶¹ BNetzA (2015b), S. 68.

Eine weitere mögliche Reform der Netzentgeltsystematik ist eine Kopplung der Netzentgelte mit Marktpreisen. Diese Marktpreise können Börsenpreise, aber auch Preise aus außerbörslichen Transaktionen sein. Eine Kopplung der Netzentgelte mit dem Strompreis würde Marktsignale verstärken und somit stärkere Anreize für ein marktdienliches Verhalten (z.B. eine Lastverschiebung) setzen. Die Bundesnetzagentur spricht sich jedoch auch gegen an den Strompreis gekoppelte Netzentgelte aus, da dies die Gefahr einer Übersteuerung im Markt berge und so zu neuen Netzengpässen führen könne.⁶²

Es bleibt abzuwarten, wie sich die nationale Ausgestaltung der Netzentgelte im Zuge der europäischen Harmonisierung durch das Clean Energy Package in den nächsten Jahren entwickelt. Gemäß Art 18 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt dürfen Netzentgelte ausdrücklich keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung setzen. Sollten die Sonderformen der Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bis zum Zeitpunkt des Geltungsbeginns am 01.01.2020 nicht geändert worden sein, liegt ein eindeutiger Verstoß gegen diese Verordnung vor.

Herausrechnen von Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung

Die aktuelle Netzentgeltsystematik benachteiligt die Verbraucher gegenüber den Erzeugern bei der Möglichkeit zur Bereitstellung von negativer Regelleistung. Erhöht ein Verbraucher seine individuelle Leistungsspitze aufgrund der Bereitstellung negativer Regelleistung, kann dies unter den oben diskutierten Umständen zu einer Erhöhung der Netzentgeltbelastung führen, die in der Regel die Einnahmen aus der Regelenergiebereitstellung überkompensiert. Dieses Kostenrisiko müssen industrielle Verbraucher bei ihrer Angebotsstellung berücksichtigen und sind demnach gegenüber Erzeugern benachteiligt. Um einen fairen Wettbewerb von Verbrauchern und Erzeugern bei der Bereitstellung negativer Regelleistung zu ermöglichen, wird von der Bundesnetzagentur diskutiert, die Leistungsspitzen nach der Inanspruchnahme von negativer Regelleistung bei der Netzentgeltberechnung herauszurechnen. Dadurch würden Kosten sozialisiert und gleiche Rahmenbedingungen für Verbraucher und Erzeuger geschaffen. Die Bundesnetzagentur hält diesen Vorschlag für geeignet, um den Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten zu stärken, welcher zu geringeren Preisen für Regelleistung führen könnte.

Individuelle Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 StromNEV

Die derzeitigen Regelungen zu den individuellen Netzentgelten setzen keine Anreize für flexibles Verhalten industrieller Großverbraucher. Aus diesem Grund wurde bereits im Weißbuch des BMWi „Ein Strommarkt für die Energiewende“ vom Juli 2015 festgesetzt, die besonderen Netzentgelte für die Begünstigung von mehr Lastflexibilität zu öffnen. So soll es Netzbetreibern zum einen ermöglicht werden, die Hochlastzeitfenster mit kürzerer Vorlaufzeit festzulegen. Hier wird eine Verkürzung auf wöchentliche und perspektivisch auf vortägige Zeitfenster möglich. Eine kurzfristigere Festlegung der Hochlastzeitfenster würde den veränderten Rahmenbedingungen im Stromsektor gerecht werden und eine flexiblere Lastanpassung industrieller Großverbraucher ermöglichen. Außerdem plant die Bundesregierung umzusetzen, dass ein flexibles Verbrauchsverhalten durch Regelleistungsbereitstellung nicht mehr zu einem Verlust der individuellen Netzentgelte führen soll. Weitere geplante Änderungen umfassen, Verbrauchsreduktionen bzw. -erhöhungen flexibler Großverbraucher in Hochpreiszeiten bzw. Zeiten mit negativen Preisen zu ermöglichen. Dazu sollen Großverbraucher, die bei Strompreisen oberhalb einer bestimmten Strompreisschwelle ihre Last reduzieren, weiterhin die Voraussetzungen für die individuellen Netzentgelte erfüllen können. Außerdem sollen Verbrauchserhöhungen in Zeiten niedriger bzw. negativer Preise nicht mehr zu einem Verlust der

⁶² BNetzA (2015b), S. 68.

individuellen Netzentgelte führen. Die Bundesnetzagentur hat diesbezüglich am 14.09.2016 ein Festlegungsverfahren (BK4-13-739A01) eröffnet und ein entsprechendes Konsultationsverfahren durchgeführt. Im Dezember 2016 wurde jedoch beschlossen, die endgültige Beschlussfassung vorerst zurückzustellen.⁶³ Daher bleiben die Regelungen zur Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV zunächst unberührt und bringen weiterhin die oben diskutierten Nachteile hinsichtlich der Nutzung von Nachfrageflexibilität und einer Nachfrageflexibilisierung mit sich.

2.3.3 Bilanzkreismanagement

Bilanzkreise dienen als sogenanntes „virtuelles Energiemengenkonto“ und sorgen zusammen mit der Regelleistung dafür, dass zu jedem Zeitpunkt so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Ein Bilanzkreis muss aus mindestens einer Einspeise- oder einer Entnahmestelle bestehen, kann aber davon abgesehen beliebig groß sein (§ 4 Abs. 1 StromNZV). Ziel ist es, die ein- und ausgespeiste Strommenge innerhalb eines virtuell begrenzten Raumes während jeder Zeiteinheit im Gleichgewicht zu halten. Hierfür wird ein sogenannter Fahrplan erstellt, welcher die Prognose der Last/Verkäufe und der Erzeugung/Einkäufe im Bilanzkreis beinhaltet und täglich bis 14:30 Uhr beim Übertragungsnetzbetreiber für den jeweils nächsten Tag angemeldet wird.⁶⁴ Die Leitung des Bilanzkreises obliegt dem Bilanzkreisverantwortlichen, der einen Vertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber schließt und sich verpflichtet, seinen Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu halten. Dabei fungiert der Bilanzkreisverantwortliche als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Übertragungsnetzbetreiber und trägt die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen der ein- und ausgespeisten Strommenge (§ 4 Abs. 2 StromNZV). Die Funktion des Bilanzkreisverantwortlichen kann ein Händler oder Versorger übernehmen. In der Praxis wird das Bilanzkreismanagement häufig vom Versorger übernommen.⁶⁵ Zur Wahrung des bilanziellen Gleichgewichts kann der Bilanzkreisverantwortliche Handel am Intraday-Markt betreiben und Absicherungsgeschäfte mit Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise flexiblen Industrieprozessen, abschließen.

Die Gesamtheit aller Bilanzkreise innerhalb des Gebietes eines Übertragungsnetzbetreibers bildet zusammen eine Regelzone. Die sich hieraus ergebenden vier Regelzonen in Deutschland bilden zusammen den Netzregelverbund. Falls ein Bilanzkreis nicht ausgeglichen ist, d.h., wenn sich prognostizierte und tatsächliche Stromein- und -ausspeisung im Bilanzkreis nicht entsprechen, kommt die sogenannte Ausgleichsenergie zum Einsatz. Bei der Ausgleichsenergie handelt es sich zunächst nur um die bilanzielle Differenzmenge eines Bilanzkreises. Summiert sich – wie gewöhnlich – diese bilanzielle Differenzmenge innerhalb des Netzregelverbundes nicht auf null, muss innerhalb des Netzregelverbundes Regelleistung abgerufen werden, die dann dem physikalischen Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone dient.

⁶³ Mitteilung unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_700bis799/BK4-13-0739/BK4-13-0739A01_Anpassung%20der%20Festlegung.html?nn=358408.

⁶⁴ Das Bilanzkreismanagement wird derzeit basierend auf § 4-5 StromNZV und den präzisierenden Regelungen zum Fahrplanmanagement und Fahrplanformat im Beschluss BK6-06-013 der Bundesnetzagentur vom 29.06.2011 durchgeführt. Am 12. April 2019 hat die Bundesnetzagentur den „Antrag gemäß EU VO 2017/2195 (EB-Verordnung) Art. 18(1)B) - Modalitäten für Bilanzkreisverantwortliche“ der Übertragungsnetzbetreiber genehmigt (BK6-18-061). Dieser enthält Anpassungen des Bilanzkreisvertrags, die auf Grundlage der Europäischen Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EU-2017/2195, EB-VO) notwendig geworden sind. Der neue Bilanzkreisvertrag wird mit Wirkung zum 01.05.2020 Anwendung finden. Weitere Informationen und begleitende Dokumente unter <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/EB-Verordnung/Bilanzkreisvertrag>.

⁶⁵ Dena (2016).

Über die Arbeitspreise der Regelernergie ergibt sich der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP).⁶⁶ Seine Höhe hängt vom jeweiligen Bedarf an Regularbeit in einer bestimmten Viertelstunde ab. Seit 2012 gibt es für den reBAP allerdings Schwellenwerte, die an den Intraday-Strompreis gekoppelt sind. Im Fall eines positiven Saldos des deutschen Netzregelverbands entspricht der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot der Untergrenze für den reBAP für die jeweilige Viertelstunde. Im Fall eines negativen Saldos bildet der Spotmarktpreis die Obergrenze. In jenen Viertelstunden, in denen mehr als 80 % der vorgehaltenen Regelleistung abgerufen werden, wird im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung bei Unterspeisungen ein Zuschlag und bei Überspeisungen ein Abschlag auf den reBAP von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh erhoben. Diese Ober- und Untergrenzen stellen sicher, dass für den Bilanzkreisverantwortlichen immer ein Anreiz besteht, Fahrplanabweichungen durch Handel am Intraday-Markt auszugleichen anstatt Regelleistung in Anspruch zu nehmen. Die aus der Regularbeit entstandenen Kosten werden dann entsprechend der bilanziellen Ungleichgewichte, also der genutzten Ausgleichsenergie, viertelstündlich über den reBAP auf jene Bilanzkreisverantwortliche umgelegt, die von ihrem vorgesehenen Fahrplan abgewichen sind. Somit sollte jederzeit der Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen bestehen, ihre Bilanzkreistreue zu wahren.

Eines der zentralen Hemmnisse, insbesondere für die Regelleistungsbereitstellung von Kleinpotezialen, war in der Vergangenheit die Geschäftsbeziehung zwischen Bilanzkreisverantwortlichen, Netzbetreibern, Industrieunternehmen und gegebenenfalls zusätzlichen DSM-Vermarktern.⁶⁷ Dies galt insbesondere für die Vermarktung von Sekundärregelung und Minutenreserve. Da die Bereitstellung von Regelernergie einem Eingriff in den Fahrplan des Bilanzkreises entspricht, muss das Unternehmen zunächst die Zustimmung seines Bilanzkreisverantwortlichen einholen. Seit der Novelle der StromNZV im Zuge des Strommarktgesetzes im Juli 2016 ist der Bilanzkreisverantwortliche nach § 26a Abs. 1 StromNZV grundsätzlich verpflichtet, seinen Bilanzkreis für die Bereitstellung von Minutenreserve und auch Sekundärregelung gegen ein angemessenes Entgelt zu öffnen. Für die Umsetzung der Regelung wurde in Zusammenarbeit von Energieversorgern, Netzbetreibern, Aggregatoren und industriellen Verbrauchern im Dezember 2016 ein Branchenleitfaden zur „Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren gem. § 26a StromNZV“⁶⁸ Dieser wurde durch die „Festlegung zur Regelung der Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher in Stromlieferverträgen“ am 14.09.2017 durch die Bundesnetzagentur beschlossen (BK6-17-046). Der Beschluss regelt, dass der Aggregator die Bilanzkreise der Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen durch Beauftragung des Letztverbrauchers (des Regelleistungserbringers) korrigieren kann. Abweichend vom Vorschlag im Branchenleitfaden, stellt der Beschluss der Bundesnetzagentur klar, dass die wirtschaftlichen Risiken im Falle von Bilanzungleichgewichten vom Letztverbraucher übernommen werden. Außerdem lehnt es die Bundesnetzagentur ab, Vorgaben bezüglich der Höhe der Entgeltzahlungen zwischen dem Aggregator und dem Lieferanten zu machen. Zur Umsetzung sind zwei Phasen geplant. Phase 1 dient als Interimslösung, während derer bestehende Hemmnisse beseitigt und Standardisierungsschritte eingeleitet werden sollen. Diese sind Gegenstand des Beschlusses BK6-17-046 der Bundesnetzagentur. Der Branchenleitfaden enthält darüber hinaus bereits Vorschläge zur Umsetzung in einer zweiten Phase. So soll als Ziellösung beispielweise spätestens beginnend in 2020 der Datenaustausch vollautomatisiert ablaufen,

⁶⁶ BNetzA (2012)

⁶⁷ Als DSM-Vermarkter agieren Dienstleister, die die Vermarktung von Demand-Side-Management (DSM), d.h. von einzelnen oder aggregierten flexiblen Nachfrageprozessen übernehmen.

⁶⁸ 50 Hertz et al. (2016b).

entsprechend der für die sternförmige Marktkommunikation vorgesehenen Umsetzungsmaßnahmen (vgl. § 60 Abs. 2 MsbG).

Hemmnisse für flexible Nachfrage durch Bilanzkreisregelungen

Grundsätzlich haben die verschiedenen Formen der Vermarktung von Nachfrageflexibilität unterschiedliche Auswirkungen auf das Bilanzkreismanagement. Daher wird im Folgenden zwischen Vermarktung von Nachfrageflexibilität als Absicherungsgeschäft mit einem Bilanzkreisverantwortlichem sowie den Vermarktungsmöglichkeiten des Spotmarktes, der Regelleistungsmärkte und der abschaltbaren Lasten differenziert.

Prinzipiell sollten die wirtschaftlichen Anreize zu aktivem Bilanzkreismanagement für die Bilanzkreisverantwortlichen ausreichend stark sein, so dass diese ein Eigeninteresse daran haben, die finanziellen Risiken einer Fahrplanabweichung zu reduzieren, beispielsweise über Handel am Intraday-Markt oder individuell abgeschlossene Absicherungsgeschäfte. Aktuell tragen die Bilanzkreisverantwortlichen jedoch lediglich die Kosten des Regelleistungsabrufs, nicht aber die der Regelleistungsvorhaltung, obwohl sie auch diese langfristig beeinflussen. Da die Kosten der Regelleistungsvorhaltung über die Netzbetreiber auf die Endkunden umgelegt werden, werden nicht alle Kosten eines unausgeglichenen Bilanzkreises internalisiert und somit Anreizstrukturen zur Bilanzkreistreue verzerrt. Dies führt dazu, dass Regelleistung ineffizient oft eingesetzt werden muss und die Systemkosten steigen. Eine Stärkung der Bilanzkreistreue könnte jedoch nicht nur die Gesamtkosten des Systems reduzieren, sondern durch Stärkung der Preissignale für Flexibilität zum einen die Vermarktung am Intraday-Markt weiter anreizen und zum anderen durch Anreizung bilateraler Absicherungsgeschäfte weitere Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Industrieprozesse schaffen.

Ausblick

Auch auf europäischer Ebene soll im Rahmen des Clean-Energy-Packages die Marktrolle des Aggregators gestärkt werden, um die Vermarktung von Demand Response umfassender zu ermöglichen. Hierfür stellen die Mitgliedstaaten gem. Art. 13 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften über den Elektrizitätsbinnenmarkt (RL/EU 2019/944) sicher, dass Kunden ohne Zustimmung des Stromlieferanten einen Vertrag mit einem Aggregator schließen können. Daneben soll jedem Aggregator das Recht gewährt werden, ohne Zustimmung der anderen Marktteilnehmer auf den Markt zu gelangen (Art. 17 Nr. 3 lit. a RL/EU 2019/944).

Stärkung der Bilanzkreistreue

Mit dem Ziel, die Anreize zur Bilanzkreistreue zu stärken, hat der Gesetzgeber der Bundesnetzagentur im Zuge des Strommarktgesetzes die Möglichkeit eingeräumt, durch ein Festlegungsverfahren zu bestimmen, dass die Vorhaltekosten für Regelleistung zumindest teilweise an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergegeben werden (§ 8 Abs. 2 StromNZV). Ziel ist eine verursachergerechte Kostenverteilung sowie die Stärkung der Anreize zur Bilanzkreistreue. Durch diese Regelungen würden die Ausgleichskosten für Bilanzkreisverantwortliche im Fall einer Fahrplanabweichung steigen. Dies würde wiederum zu stärkeren wirtschaftlichen Anreizen für die Bilanzkreisverantwortlichen führen, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten, und somit zu stärkeren Anreizen, Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise flexible Vertriebsverträge mit industriellen Großverbrauchern, einzukaufen und entsprechend zu vergüten. Ebenso auf die Stärkung der Bilanzkreistreue abzielend sind die Reformoptionen hinsichtlich der Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises, die unter anderem im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums diskutiert werden.⁶⁹ Im Mittelpunkt stehen die Kopplung der Intraday-Preise als Referenzpreis sowie der Umgang mit sogenannten Nulldurchgängen. Erstere werden derzeit als mengengewichtete, stündliche Mittelwerte genutzt und im Zusammenspiel mit

⁶⁹ Vgl. BMWi (2015), S. 62f.

einer viertelstundenscharfen Bilanzkreisbewirtschaftung als problematisch angesehen. Vorgeschlagen wird, die Ausgleichsenergiepreise stattdessen an einen Viertelstundenpreis zu koppeln, wie etwa abgeleitet vom kontinuierlichen Viertelstunden-Intraday-Handel oder den Viertelstunden-Auktionen. Bei Nulldurchgängen wiederum handelt es sich um Viertelstunden, in denen der saldierte Regelenergieeinsatz nahe null liegt, was durch die Berechnung als Quotient zu hohen Ausgleichsenergiepreisen führt.⁷⁰ Dies jedoch widerspricht dem Grundgedanken, dass die Höhe der Ausgleichsenergiepreise die Stabilität bzw. Instabilität des Systems widerspiegeln sollen. Die Entwicklung der Leistungs- und Arbeitspreisgebote seit Einführung des Mischpreisverfahrens im Oktober 2018 lässt zudem vermuten, dass sich die Anreize zur Bewirtschaftung eines Bilanzkreises verringert haben, da die Leistungspreise gestiegen und Arbeitspreise tendenziell gesunken sind.⁷¹

3 Metastudie Nachfrageflexibilität

3.1 Überblick über die wissenschaftliche Literatur

Demand Side Management und Demand Response

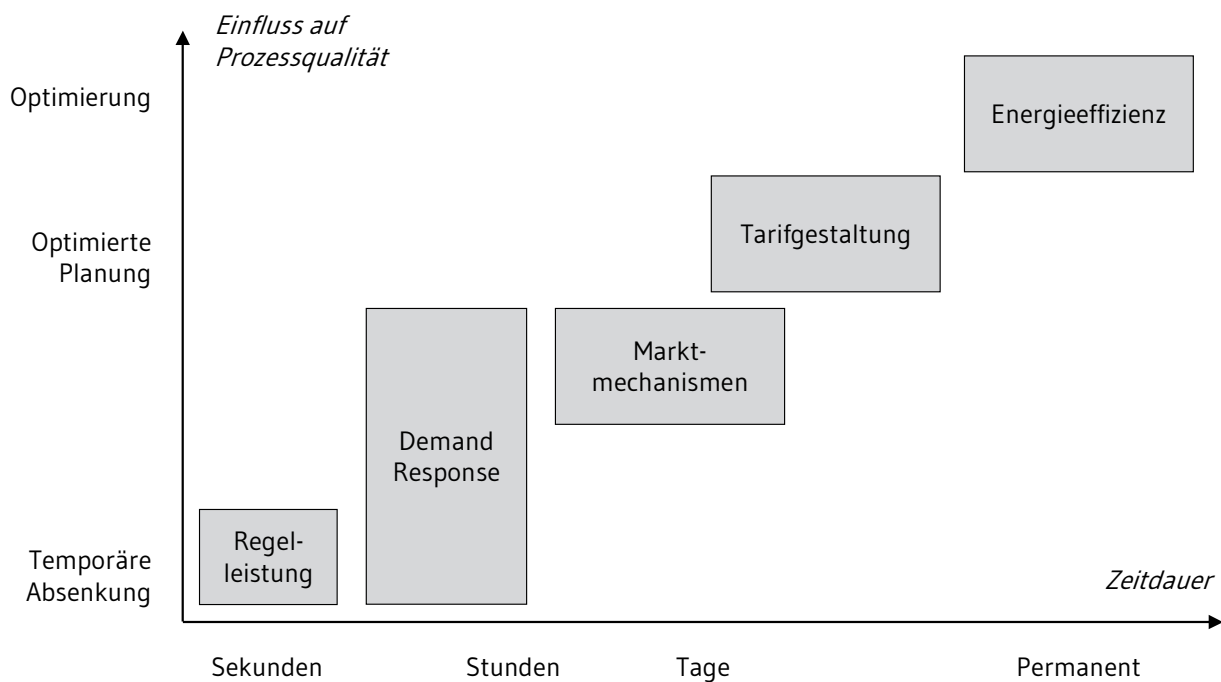
Der Begriff Demand Side Management (DSM) wird im Allgemeinen als Oberbegriff für Maßnahmen verstanden, die die Höhe oder den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs beeinflussen. Diese dienen der Anpassung des Strombedarfs an das Stromangebot, d.h. vor allem an die gegenwärtige Erzeugung. Mögliche DSM-Maßnahmen betreffen daher überwiegend die kurze, jedoch auch die lange Frist: Am unteren Ende dieses zeitlichen Kontinuums steht das Vorhalten einer sehr kurzfristigen Regelleistung, um innerhalb von Sekunden Regelenergie bereitstellen zu können (Palensky und Dietrich 2011). In der langen Frist werden DSM auch Programme zugerechnet, die Energiespar- oder -effizienzmaßnahmen seitens der Verbraucher fördern (Feuerriegel und Neumann 2014). Abbildung 5 vermittelt einen Überblick über diese Spanne.

Auf eher kurzfristige Anpassungseffekte sind dabei die Maßnahmen von Demand Response (DR) ausgerichtet, die als Unterkategorie von DSM verstanden werden. Mittels Anreizzahlungen oder veränderlichen Strompreisen bewirken von Netzbetreibern und Energieversorgern veranlasste DR-Aktivitäten Veränderungen der Stromnachfrage (Albadi und El-Saadany 2008; Märkle-Huß et al. 2016). Bewegt durch derartige Preissignale, entscheiden sich teilnehmende Stromverbraucher selbstständig, Flexibilität ihrer Energienachfrage bereitzustellen (Palensky und Dietrich 2011). Ihre Verbrauchsanpassung umfasst einen Zeitraum von Minuten bis Stunden. Einen Schritt weiter geht mit derselben Fristigkeit die sogenannte Laststeuerung, welche die vom Energieversorger oder vom Netzbetreiber veranlasste Lastzuschaltung, Lastabschaltung oder Lastverschiebung umfasst (Jazayeri et al. 2005).

Ein bidirektionaler Kommunikationskanal überträgt die für DR-Maßnahmen benötigten und damit verbundenen Daten und Signale: Verbraucher übermitteln hierdurch ihrem Versorger aktuelle Verbrauchsdaten und Versorger den Verbrauchern Preis- und Steuerungssignale. Verbrauchsdaten werden dabei durch sog. Smart Meter aufgezeichnet und an den Versorger übertragen, auf Verbraucherseite ggf. auch verarbeitet und dargestellt.

⁷⁰ Die Dokumentation der reBAP-Ermittlung findet sich auf [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap). Abgerufen am 09.05.2017 unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap>.

⁷¹ Vgl. Aengenvoort et al. (2019)



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Palensky und Dietrich 2011

Abbildung 5 Zeitliche Dauer verschiedener Maßnahmen des Demand Side Management

DR-Ansätze

DR-Aktivitäten werden danach eingeteilt, ob sie durch in Aussicht gestellte Anreizzahlungen oder veränderliche Preise gesteuert werden. Zu den anreizbasierten Programmen werden dabei jene gezählt, bei denen der Programmdurchführende den Teilnehmer durch direkte Zahlungen (seltener durch nichtmonetäre Kompensation) an entstehenden wirtschaftlichen Vorteilen beteiligt. Hierzu gehören auch Programme mit direkter Laststeuerung, die also bspw. eine Verringerung oder vollständige Unterbrechung der Stromzufuhr veranlassen können und in die der Verbraucher zuvor eingewilligt hat. Tang et al. (2011) stellen dar, dass derartige Anreiz- oder Kompensationszahlungen entweder bereits im Voraus („pay in advance“) oder im Gleichgang mit der DR-Durchführung („pay as you go“) gewährt werden.

Preisbasierte Programme werden typischerweise in drei Unterkategorien gegliedert (Palensky und Dietrich 2011; Watson et al. 2013): Real-time pricing liegt vor, wenn der Energieversorger Preisveränderungen am Strommarkt in Echtzeit an den Verbraucher weiterreicht. Time-of-use-Tarife geben dem Verbraucher unterschiedliche Preise in bestimmten Tageszeitintervallen vor (z.B. Haupt-/Nebenzeit). Hiervon ist Critical peak pricing eine weitere Variante, die Preiszuschläge an hohen Abweichungen vom mittleren Lastgang bemisst. Diese bieten dem Energieversorger die Möglichkeit, Kosten für die Erhaltung der Netzstabilität und (erwartete) ungünstige Börsenstrompreise in verstärktem Maße weiterzureichen.

Wert flexibler Energienachfrage

Verbraucher, die dem Energieversorger oder dem Netzbetreiber gestatten, ihre Geräte durch Laststeuerung anzusprechen, übergeben ihnen hierdurch Flexibilität. In der Forschung sind Ansätze entwickelt worden, derartige Nachfrageflexibilität monetär bewertbar zu machen, d.h. die durch Laststeuerung erzielbaren Einsparungen zu bemessen.

Biegel et al. (2014a), Fridgen et al. (2016) und Gottwalt et al. (2011) beziehen sich hierbei auf die Ebene einzelner Haushalte bzw. Verbraucher. Sie entwickeln jeweils mathematische Modelle, um optimale Zeitpunkte für die Einleitung von Lastverschiebungen zu bestimmen. Biegel et al. (2014a)

schätzen durch Lastverschiebung erzielbare, von der Höhe des Verbrauchs abhängige Erträge ab. Fridgen et al. (2016) bemessen das Potenzial der Nachfrageflexibilität mit Hilfe einer Optionsmodellierung, die sich auch für den Echtzeit-Einsatz bei Durchführung eines Laststeuerungsprogramms eignet. Die durch Simulation berechneten Einsparpotenziale werden mit einer Sensitivitätsanalyse auf ihre Veränderlichkeit in Bezug auf Jahreszeit, Länge des Flexibilitätsfensters und Modellparameter untersucht. Gottwalt et al. (2011) leiten ihre Potenzialschätzungen aus den Lastprofilen von Haushalten ab. Aus ihren Ergebnissen schließen sie, dass für einen einzelnen Haushalt einer zu tätigenen Investition nur geringe erwartete Vorteile gegenüberstehen.

In einer Makrobetrachtung aggregieren Feuerriegel und Neumann (2014) die Potenzialermittlung auf Ebene eines Energieversorgers. Auf statistischen Daten aufbauend, leiten sie ein Optimierungsproblem für die Fragestellung ab, wann Lastverschiebungen lohnend erscheinen. Ihre Ergebnisse bzgl. der für einen programmdurchführenden Marktteilnehmer zu erwartenden Erträge beruhen auf der nachgelagerten Simulation von Lastverschiebungs-Vorgängen auf Grundlage vergangener Strompreise. Märkle-Huß et al. (2016) betrachten das Potenzial der Lastverschiebung aus nationaler Perspektive für den deutsch-österreichischen Markt. Dieser Ansatz berücksichtigt, dass durch DR induzierte Nachfrageänderungen Strommarktpreise beeinflussen und sich somit auch auf die Profitabilität weiterer DR-Maßnahmen auswirken können.

Alle Autoren simulieren ihre Modelle jeweils unter der Verwendung realer Marktdaten und berechnen so im jeweiligen Markt theoretisch mögliche Einsparungen. Mit dem speziellen Bezug auf Elektromobilität gehen weitere Ansätze in ähnlicher Form vor: Richter und Lindenberger (2010) führen eine szenarienbasierte Analyse der Potenziale von Elektromobilität im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration auf nationaler Ebene durch, mit dem Ergebnis, dass Fahrzeugbatterien als Speicher bei der Integration erneuerbarer Energien eine wichtige Rolle spielen können. Fridgen et al. (2014) simulieren Lastverschiebungen durch das zeitversetzte Laden von Elektrofahrzeugen, deren Nutzer dem Energieversorger Informationen über den Beginn ihrer nächsten Fahrt zur Verfügung stellen. Goebel (2013) untersucht das kontrollierte Laden einer Flotte von Elektrofahrzeugen und ermittelt durch den Einsatz eines optimierten Ladeplans mögliche Einsparpotenziale. In ähnlicher Weise entwickeln Kahlen und Ketter (2015) einen Algorithmus, der es einer Flotte von Elektrofahrzeugen – ähnlich einem virtuellen Regelenergie-Kraftwerk – ermöglicht, zum Gleichgewicht des Stromnetzes beizutragen.

Paulus und Borggreffe (2009) untersuchen in einer modellbasierten Analyse die Auswirkungen von Investitionen in Nachfrageflexibilität (sowohl durch Haushalte als auch durch Industrieprozesse) auf den Regelenergie- und den Spotmarkt und ermitteln das dadurch erzielbare Einsparungspotenzial für das Gesamtsystem. Wang und Li (2015) untersuchen industrielle Nachfrageflexibilität im Hinblick auf die Veränderung der für Strom aufgewendeten Gesamtkosten industrieller Kunden mit Time-of-use-Bepreisung. Sun et al. (2013) beschreiben die Umsetzung eines DR-Programms unter Beteiligung der Stahlindustrie: Veränderliche Strompreise führen hier zu Planungsproblemen, wobei Energie als knapper Produktionsfaktor anzusehen ist.

DR-Kosten

Den möglichen Vorteilen, die mit DR verbunden sind, stehen einmalige sowie laufende Kosten für derartige Programme gegenüber. Diese lassen sich danach unterscheiden, zu welchen Teilen sie der Programmdurchführende – der Netzbetreiber oder Energieversorger – und die Programmteilnehmer – bspw. Industrieunternehmen oder Endverbraucher – tragen (Albadi und El-Saadany 2008).

Zu den einmaligen Kosten zählen demnach diejenigen für die Beschaffung und Installation notwendiger Zähler- und Kommunikationsinfrastruktur (Advanced Metering Infrastructure)

ebenso wie für die Einweisung der Programmteilnehmer und Errichtung eines Abrechnungssystems. Typischerweise werden diese sämtlich durch den Programmdurchführenden getragen. Dem Programmteilnehmer obliegen hingegen Kosten für die Einführung bzw. Ablösung der technologischen Infrastruktur und der Prozesse oder Pläne, die während laststeuernden Eingriffen zum Tragen kommen (Albadi und El-Saadany 2008).

Laufende Kosten entstehen insbesondere dem Programmdurchführenden durch die laufende Verwaltung, den Betrieb der Kommunikationsinfrastruktur und den Marktauftritt, die Erfolgsbeobachtung des Programms und – vor allem – durch an die Programmteilnehmer zu leistende Anreizzahlungen (Tang et al. 2011). Der Programmteilnehmer hat demgegenüber Opportunitätskosten durch ungünstige Einwirkung der DR-Maßnahmen auf den betrieblichen Ablauf. Derartige kostenverursachende Auswirkungen können von der Notwendigkeit der Neuplanung bis hin zu entgangenen Aufträgen reichen (Palensky und Dietrich 2011).

DR-Hindernisse

Neben den Kosten untersucht die wissenschaftliche Literatur weitere technische, regulatorische oder finanzielle Hemmnisse, die der Durchführung oder der Vermarktung von DR entgegenstehen können (Alcázar-Ortega et al. 2015; Kim und Shcherbakova 2011; Nolan und O'Malley 2015; O'Connell et al. 2014; Strbac 2008).

Die bisher umfassendste Analyse marktlicher Hindernisse führen Alcázar-Ortega et al. (2015) im europäischen Kontext durch: In Interviews mit 57 Teilnehmern des Markt- und Stromsystems arbeiten sie insgesamt 34 verschiedene Hindernisse für die Vermarktung von DR-Maßnahmen heraus. In einem weiteren Schritt werden die Hindernisse nach Kritikalität und Lösbarkeit priorisiert – mit dem Ergebnis, dass vor allem regulatorische Hindernisse beseitigt werden müssen.

Rahimi und Ipakchi (2010) untersuchen, inwieweit DR-Aktivitäten schon durch handelbare Produkte auf verschiedenen Märkten innerhalb der USA verwertet werden können. Um eventuelle regulatorische Hindernisse zu umgehen, können Intermediäre wie z.B. Aggregatoren genutzt werden. Behrangrad (2015) stellt eine Übersicht über mögliche Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit der Vermarktung von DSM auf den Energiemärkten auf. Es wird gezeigt, dass für DR-Maßnahmen eine größere Anzahl potenzieller Geschäftsmodelle zur Verfügung steht als für Maßnahmen der Energieeffizienz. Allerdings enthält diese Untersuchung keine Analyse von Risiken oder Berücksichtigung verschiedener Marktdesigns.

Kim und Shcherbakova (2011) widmen sich der Untersuchung gesellschaftlicher Hindernisse für DR-Maßnahmen durch Betrachtung theoretischer und empirischer Ergebnisse. Demnach bestehen die größten Hindernisse für eine erfolgreiche DR-Implementierung in unzureichenden Informationen auf Seiten der Verbraucher, Kosten zur Schaffung der technologischen Voraussetzungen sowie mangelhaften Reformprozessen.

Ein weiteres Kernproblem im Umgang mit DR stellen laut Nolan und O'Malley (2015) uneinheitliche Begriffsverwendungen sowie sprachlich unklare Abgrenzungen von verschiedenen DR-Programmen dar. Dadurch werde der Vergleich unterschiedlicher DR-Programme erheblich erschwert. Zudem sei es notwendig, die Vor- und Nachteile von DR-Programmen nicht separat, sondern stets im Kontext des übergeordneten Energiesystems, in dem sie eingesetzt werden, und unter Berücksichtigung damit verbundener Interdependenzen zu betrachten und zu bewerten.

Die Bewertung der Hindernisse für die Vermarktung von DR wurde in der wissenschaftlichen Literatur anhand einiger Anwendungsfälle untersucht. Dabei beziehen sich die wissenschaftlichen Untersuchungen meist auf einzelne Länder wie etwa Untersuchungen von Greening (2010) und Cappers et al. (2013) für die USA, Katz (2014) für Dänemark oder Prügler (2013) für Österreich. Strbac (2008) untersucht die Potenziale und Hindernisse für die Umsetzung von DSM im

britischen Strommarkt. Zu den wichtigsten identifizierten Hindernissen für eine erfolgreiche Implementierung von DSM zählen demnach eine unzureichend ausgebaute IKT-Infrastruktur, unzulängliche Marktstrukturen sowie fehlende (regulatorische) Anreize zur Umsetzung von DSM in Großbritannien.

Speziell für den deutschen Strommarkt vergleichen Feuerriegel und Neumann (2016) Umsetzungsmöglichkeiten von DR. Sie bestimmen den monetären Vorteil, den die Anwendung von Lastverschiebungen Haushalten und Dienstleistern eröffnet. Zudem argumentieren sie, dass geringere Mindestgebote und verkürzte Lieferintervalle im Stromhandel ebenso wie eine verringerte Verzögerung zwischen Transaktionen und physischer Lieferung die Umsetzbarkeit von DR-Maßnahmen fördern können. Koliou et al. (2014) untersuchen, welche Hindernisse für die Beteiligung von Aggregatoren an deutschen Regelleistungsmärkten bestehen. Sie erzielen das Ergebnis, dass die bestehenden Mechanismen die Teilnahme kleinerer Lasten am Lastausgleich verhindern und dass die speziellen Regularien bezüglich Ausgleichsverantwortlichkeit und Leistungserbringung die Anwendung von DR untergraben.

DR-Projekte

Die zunehmende praktische Erfahrung mit DR-Programmen wird auch in der wissenschaftlichen Literatur dargestellt. Ausgehend vom dänischen DR-Programm „iPower“ bestimmen Biegel et al. (2014b) Anforderungen, die erfüllt werden müssen, um den Verbrauch flexibler Geräte am kurzfristigen Energiemarkt auszurichten. Torriti et al. (2010) berichten über Erfahrungen aus DR-Programmen in Italien, Spanien und Großbritannien. Strüker und van Dinther (2012) stellen weitere europäische DR-Programme mit Förderung durch die Europäische Union dar. Saele und Grande (2011) beschreiben Erfahrungen im einjährigen Pilotprogramm eines norwegischen Verteilnetzbetreibers. Dieser lud Bestandskunden zur freiwilligen Teilnahme an DR-Maßnahmen ein, dabei übernahm er jeweils die Kosten der technischen Installation (Saele und Grande 2011). Jazayeri et al. (2005) beschreiben Erfahrungen aus vier nordamerikanischen Märkten mit DR-Maßnahmen sowohl bei Großkunden als auch bei Endverbrauchern. Die Mehrzahl der beschriebenen Programme zielt auf die Markt- und Preisstabilität ab. Konkret eingesetzte DR-Maßnahmen unterscheiden sich jedoch nach Vorlaufzeit, Dauer und Vergütung. So führt etwa ein Energieversorger aus Alberta eine beschränkende Laststeuerung über mindestens vier Stunden mit mindestens einstündigem Vorlauf durch. Ein Energieversorger in Kalifornien bepreist Spitzenlast in den Nachmittagsstunden (12 bis 18 Uhr) überdurchschnittlich. Im Bundesstaat New York existieren DR-Programme, die von vierstündiger Dauer mit 21-stündigem Vorlauf bis zu variabler Dauer mit zweistündigem Vorlauf reichen können.

3.2 Auswertung bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte

Motivation/Zielsetzung

Mit dem Ansatz einer Metastudie untersuchen wir im Rahmen der vorliegenden Analyse abgeschlossene und parallel zu SynErgie laufende öffentliche Forschungsprojekte. Zielsetzung unserer Betrachtung ist es, einen Überblick über die aktuelle Forschungslandschaft im Themenbereich Energienachfrageflexibilität und Demand Response – mit besonderem Bezug zur Anwendung im industriellen Kontext – zu geben. Zudem schätzen wir die Projektergebnisse dahingehend ein, dass solche mit besonders hoher Relevanz für den Kontext des Projekts SynErgie darin aufgegriffen werden können.

Datenherkunft

Um eine breite Auswahl öffentlicher Forschungsprojekte heranziehen zu können, greifen wir zu deren Gewinnung auf vorhandene Forschungsübersichten (BDEW 2016; Giordano et al. 2011; Strüker und van Dinther 2012), auf die deutschsprachige Datenbank EnArgus (Zentrales

Informationssystem Energieforschungsförderung, www.enargus.de) sowie auf eine ergänzende Google-Suche zurück. Die Datenbank EnArgus umfasst bislang ca. 22.000 geförderte Forschungsvorhaben zu Energiethemen seit dem Jahr 1968. Die von einem Projektkonsortium unter der Leitung des Fraunhofer-Instituts für Angewandte Informationstechnik FIT entwickelte Datenbank bündelt die Informationen bereits existierender staatlicher Datenquellen. Ziel ist es, Politik, Projektträgern sowie der interessierten Öffentlichkeit einen einfachen Zugang zu Energieforschungs-Vorhaben in Deutschland zu ermöglichen. Für die Datenbanksuche verwenden wir fünf einschlägige Schlüsselwörter, die den Studiengegenstand umreißen:

„*Demand Response* OR *Demand Side Management* OR *Flexibilität* OR *Lastmanagement* OR *Lastverschiebung*“ (wobei * jeweils Platzhalter darstellen). Wir erhalten hierdurch eine Gesamtheit von 130 Projekten, die einer genaueren Untersuchung zu unterziehen sind. Zu dieser Gesamtheit zählen separat gezählte Teilprojekte übergeordneter Vorhaben, sofern unterschiedliche Organisationen diese verantworten. Nach unserer Einschätzung handelt es sich hierbei um vier Vorhaben, die jeweils zwei bzw. drei separat gezählte Teilprojekte umfassen.

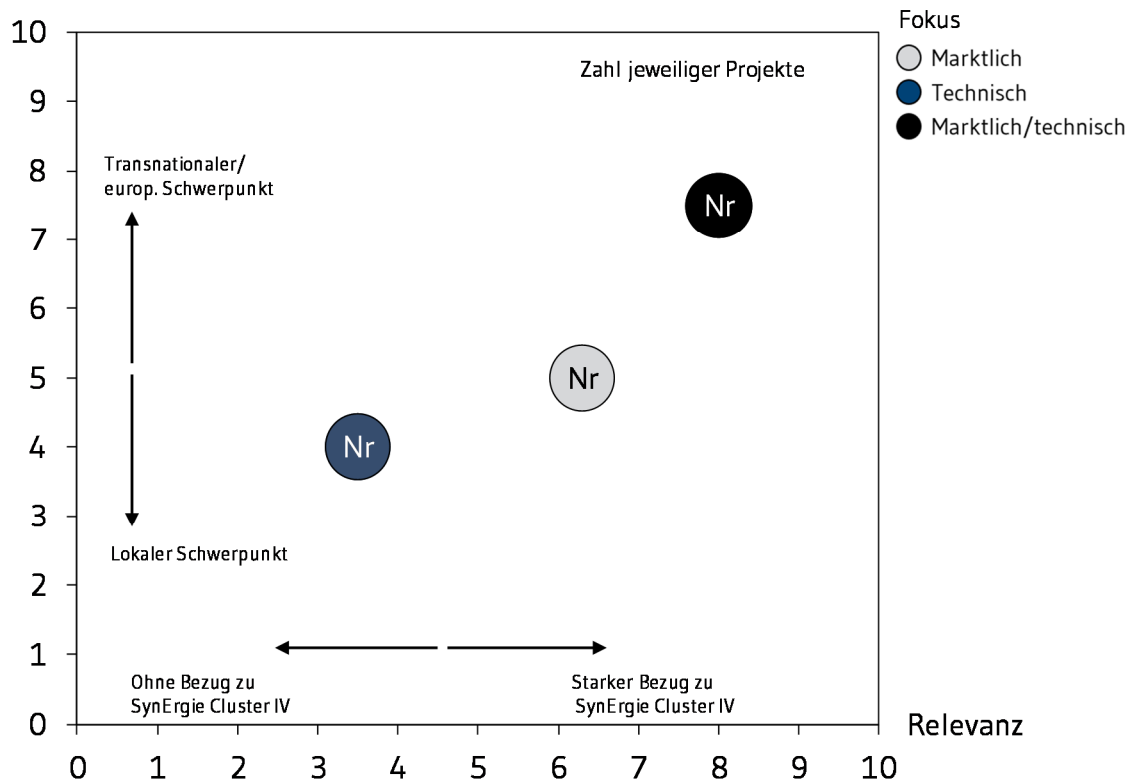
Auswertungskriterien

Zur Bewertung, in welcher Weise sich die Projekte in den Kontext des Projektes SynErgie einfügen, definieren wir vier Kriterien: Stufe, Relevanz, geografischer Umfang und Fokus der Projekte. Diese Kriterien und deren Bewertung spezifizieren wir wie folgt:

- **Stufe:** Mit der Stufe eines Projekts bewerten wir die Umsetzungsnähe des Projektzwecks. Die Codierung folgt der Unterscheidung in Projekte zur Analyse und Bewertung (1), über die Simulation und Vorhersage (2) und Konzeptionierung und Entwicklung (3) bis hin zum Test und Validierung in der praktischen Umsetzung (4). Zwischenstufen (z.B. 2,5) sind in der initialen Codierung denkbar. Die Auswertung folgt einer Darstellung mit ganzzahliger Rundung.
- **Relevanz:** Als Relevanz bewerten wir auf einer ganzzahligen Skala von 0 bis 10 konkrete Projektinhalte mit Bezug zur Weiterentwicklung des Markt- und Stromsystems, die auch Cluster IV des Verbundvorhabens SynErgie anstrebt. Mit 10 wird bewertet, wenn ein Projekt sich im selben Kontext wie SynErgie mit industrieller Nachfrageflexibilität beschäftigt. Hierdurch wird ein Schwerpunkt auf Projekte mit industrieller Perspektive gelegt. Eine allgemeine Passung zum Thema Smart Grid entspricht einer Bewertung mit 5, eine vollständige Themenferne hingegen einer Bewertung mit 0. Dadurch können im Einzelfall Projekte, die einen Bezug zu anderen Themenbereichen als der Weiterentwicklung des Markt- und Stromsystems – wie sie in weiteren SynErgie-Clustern bearbeitet werden – besitzen, eine Bewertung höher als 0 (da nicht komplett themenfern), jedoch geringer als 5 erhalten. Derartige Themenbereiche sind etwa Produktionsinfrastruktur/-anlagen, isolierte Betrachtungen eingesetzter Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Potenzialanalysen für Nachfrageflexibilität.
- **Geografischer Umfang:** Mit dem geografischen Umfang bewerten wir den geografischen Bezug der betrachteten Projekte. Wir beziehen dies einerseits vorwiegend auf regionale (Bundesländer oder einzelne Kommunen), nationale (Staaten wie DE, DK) und multinationale Einheiten (EU-Ebene oder transnationale Zusammenarbeit). Eine Bewertung von 10 gibt einen großen multinationalen Umfang wieder, eine Bewertung von 5 entspricht regelmäßig einer nationalen Betrachtung. Beispielhaft würde die Beschränkung auf eine einzelne Kommune typischerweise zu einer Bewertung zwischen 1 und 3 führen. Andererseits lassen wir die Netzausprägung einfließen – von einem lokal beschränkten Netz (Microgrid), über regionale Verteilnetze bis hin zum überregionalen Übertragungsnetz, ggf. sogar mit multinationaler Marktkopplung. Eine Bewertung des geografischen Umfangs lässt sich hierfür nach oben wie nach unten anpassen, um die Netzperspektive zu integrieren.
- **Fokus:** Als Fokus beurteilen wir, ob sich ein Projekt inhaltlich auf eine marktliche Betrachtung (M), eine technische Betrachtung (T) oder auf eine Mischung beider (M/T) konzentriert.

Abbildung 6 gibt die Dimensionen wieder, anhand derer die bisherigen Pilot- und Forschungsprojekte in der Folge grafisch systematisiert werden.

Geogr. Umfang



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6 Dimensionen zur grafischen Darstellung bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte

Die Bewertung sämtlicher Ausprägungen wird auf Grundlage der dargelegten Spezifikationen durch vier sachkundige Personen unabhängig und unbeeinflusst voneinander vorgenommen, um sich durch intersubjektive Objektivität einer objektivierten Bewertung anzunähern. Die Zusammenführung der Bewertung erfolgt durch varianzgesteuerte Mittelwertbildung. Bei Vorliegen einer geringen Standardabweichung wurde jeweils der Mittelwert (in der Auswertung gerundet dargestellt) als Bewertung angenommen. Bei einer hohen Standardabweichung, die aufgrund der Streuung der Bewertungen 50 % der jeweils maximal möglichen Standardabweichung übersteigt, wird statt auf den – wegen Streuung aussagearmen – Mittelwert auf den Modalwert abgestellt, d.h. die von zwei Sachkundigen unabhängig voneinander vorgenommene, deckungsgleiche Bewertung. Eine nachträgliche Diskussion macht sich bei fehlendem Ergebnis aus beiden Alternativen erforderlich. Hieraus resultiert in unserer Untersuchung bei 24 Projekt-Datensätzen (18,5 % der Auswahl) eine nachträgliche Anpassung der Relevanzbewertung.

Verschlagwortung

Um innerhalb der vorliegenden Metastudie den Inhalt der betrachteten Projekte übersichtsartig wiedergeben zu können, fasst eine Person jeweils den Projektinhalt durch eine gekürzte Fassung des Projektziels (siehe Tabelle 4) und beschreibende Schlagworte (siehe Tabelle 6 im Anhang) zusammen.

3.3 Überblick über bisherige Pilot- und Forschungsprojekte

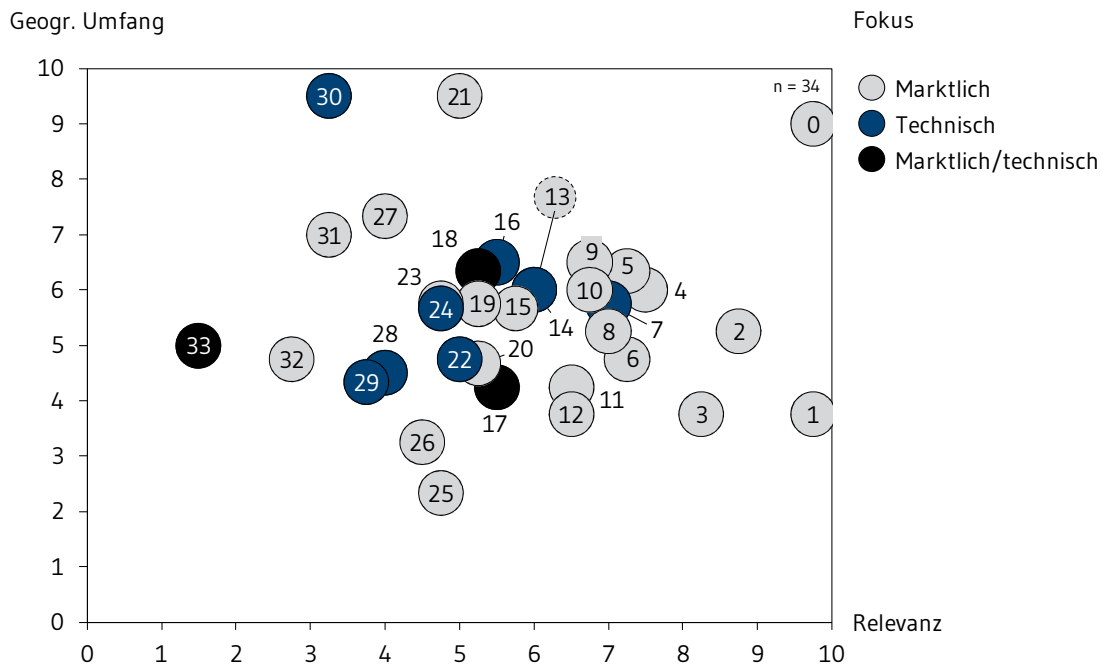
Als exemplarischer Ausschnitt des Untersuchungsergebnisses wird in der Folge eine Übersicht von 24 Projekten angeführt (Tabelle 4). Diese Projekte zeichnen sich dadurch aus, dass sie auf die Weiterentwicklung des Markt- und Stromsystems bezüglich der Einbindung industrieller Nachfrageflexibilität ausgerichtet sind. Sie haben deshalb eine Relevanzbewertung größer als 7 erhalten, welche einen inhaltlichen Bezug zum Betrachtungsgegenstand des SynErgie Cluster IV ausdrückt. Separat gezählte Teilprojekte werden hierbei auf Ebene des jeweiligen Verbundvorhabens gemeinsam dargestellt (Projekt „PHI-Factory“).

Bei der Mehrzahl der untersuchten Projekte ist ein auf marktliche oder technische Fragestellungen gerichteter Fokus (41,5 % bzw. 43,8 %) klar erkennbar. Hingegen werden in einigen Fällen (14,6 %) beide Themen gleichwertig adressiert, oder eine eindeutige Zuordnung ist nicht möglich gewesen. Beispielhaft beschäftigen sich Projekte mit marktlichem Fokus mit der Definition neuer Marktrollen für Akteure des Strommarktes sowie mit der Konzeption von Marktdesigns (Projektbsp. 5 „Nemar“ bzw. 70 „Optimate“). Dagegen umfassen Projekte mit technischem Fokus zum Beispiel die Erforschung von Speichersystemen sowie von Voraussetzungen für einen effizienten Ausbau und die Automatisierung von Smart Grids (Projektbsp. 16 „Potentiale elektrochemischer Speicher“ bzw. 22 „web2energy“). Projekte, die sowohl marktliche als auch technische Inhalte behandeln, betrachten zum Beispiel Ausgestaltungsmöglichkeiten neuer Geschäftsmodelle, die aus dem Ausbau von Smart Grids erwachsen, und notwendige technische Voraussetzungen zur Realisierung solcher marktlichen Potenziale. Relevant sind diese Untersuchungen beispielsweise für Betreiber von virtuellen Kraftwerken oder Verteilnetzen (Projektbsp. 51 „WindNODE“ sowie 73 „Grid Integration“).

Die Abbildungen 7 bis 10 bilden die im Rahmen der Metastudie betrachteten Pilot- und Forschungsprojekte in grafischer Form ab. Die Verteilung gemäß Stufe (Zweck) der Projekte sowie die auf den Achsen abgebildeten Dimensionen Relevanz und geografischer Umfang erlauben die Anordnung der Projekte nach ihren Charakteristika. Die fortlaufende Nummerierung der 130 Projekte geht aus der vollständigen Projektliste im Anhang (Tabelle 5) hervor.

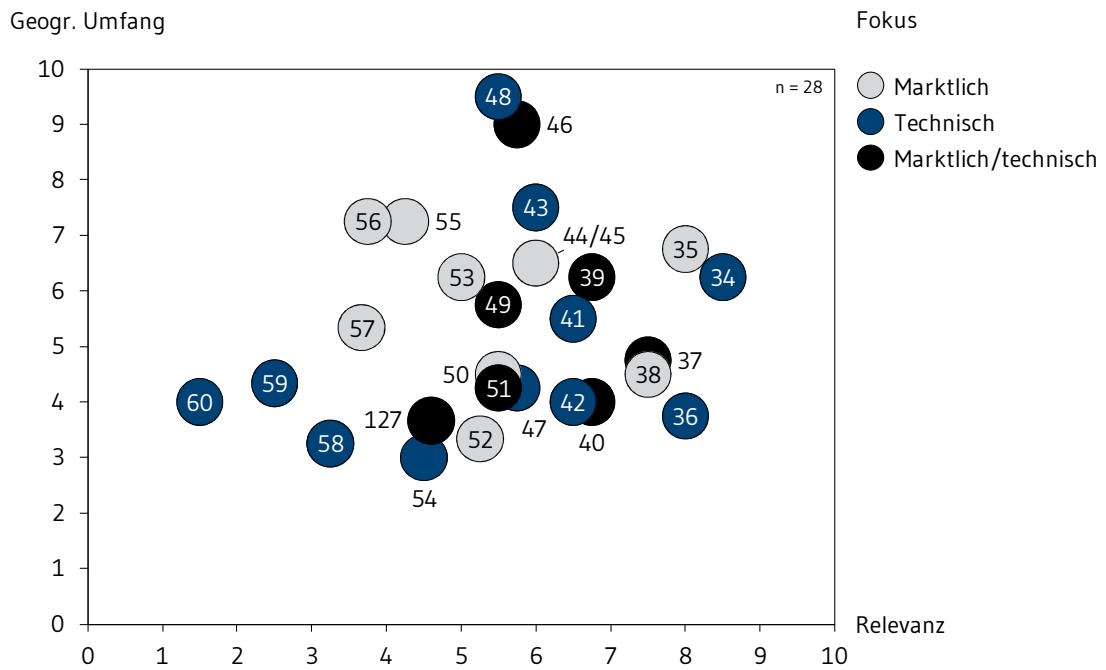
Die grafischen Abbildungen geben wieder, dass sich die Mehrzahl der betrachteten Projekte (37,7 %) mit der Konzeptionierung und Entwicklung beschäftigt. In dieser Kategorie lässt sich mit neun relevanten Projekten eine besonders hohe Zahl themennaher Vorhaben für den Kontext Markt- und Stromsystem feststellen (vgl. oben: Relevanz > 7). Ein in den Bereichen Analyse und Bewertung gelagerter Schwerpunkt ist bei mehr als einem Viertel der Projekte zu finden (26,2 %). Von diesen werden sechs als besonders relevante Projekte erachtet. Ein inhaltlicher Fokus auf Simulation und Vorhersage liegt bei mehr als einem Fünftel der Projekte vor (22,3 %). Eine besondere Relevanz ist bei fünf dieser Projekte zu erkennen. Demgegenüber legen nur wenige Projekte ihren Betrachtungsschwerpunkt auf die Anwendung in Feldstudien (Test und Validierung, 13,8 %). Hiervon sind nur drei Projekte als besonders relevant für den Kontext Markt- und Stromsystem zu erachten. Die Abbildungen ermöglichen so einen direkten Überblick über für SynErgie Cluster IV relevanten Projekte. Projektbeispiele sind jeweils aus Tabelle 4 ersichtlich.

Zu beobachten ist weiterhin, dass sich der geografische Umfang bei etwa der Hälfte der betrachteten Projekte auf Regionen oder einen einzelnen Staat bezieht (Projektbsp. 40 „NEW 4.0 Norddeutsche Energiewende“ bzw. 34 „enera“). Bei mehr als einem Drittel der Projekte erstreckt sich der geografische Umfang über mehrere Staaten (Projektbsp. 19 „Smart Planning“). Etwa jedes zehnte Projekt weist sogar einen europaweiten Fokus auf (Projektbsp. 21 „SUSPLAN“). Die verbleibenden Projekte beziehen sich auf kommunale Einheiten verschiedener Größe, also Gemeinden, Städte oder Großstädte (Projektbsp. 96 „MoMa“, 120 „WindNODE“, 89 „Low Carbon London“).



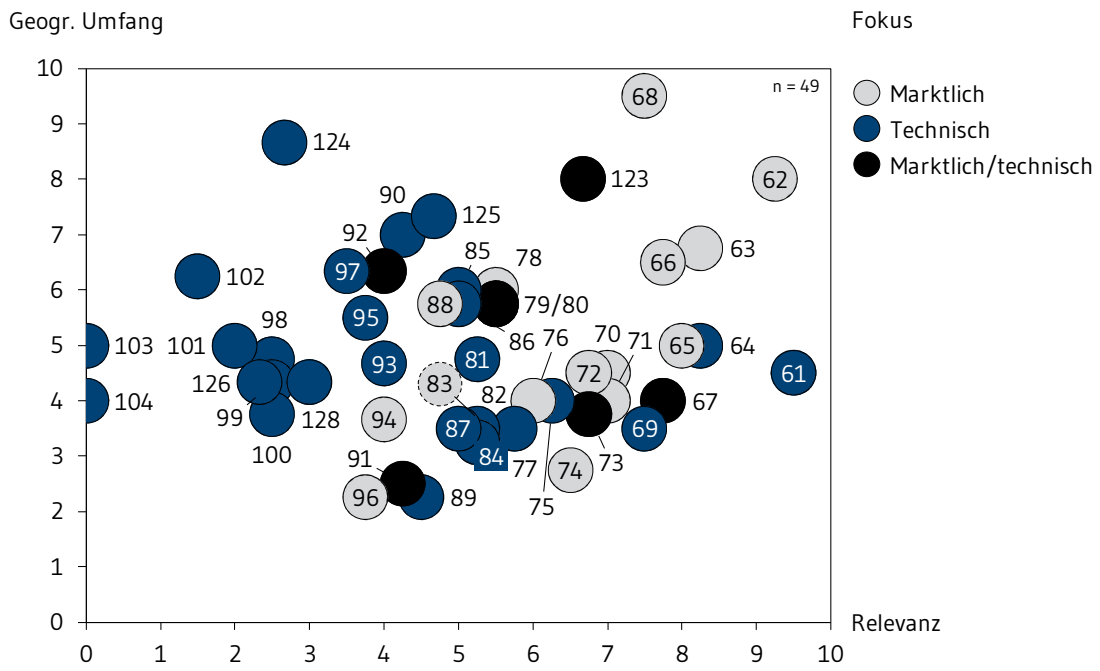
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 7 Projekte der Stufe „Analyse und Bewertung“



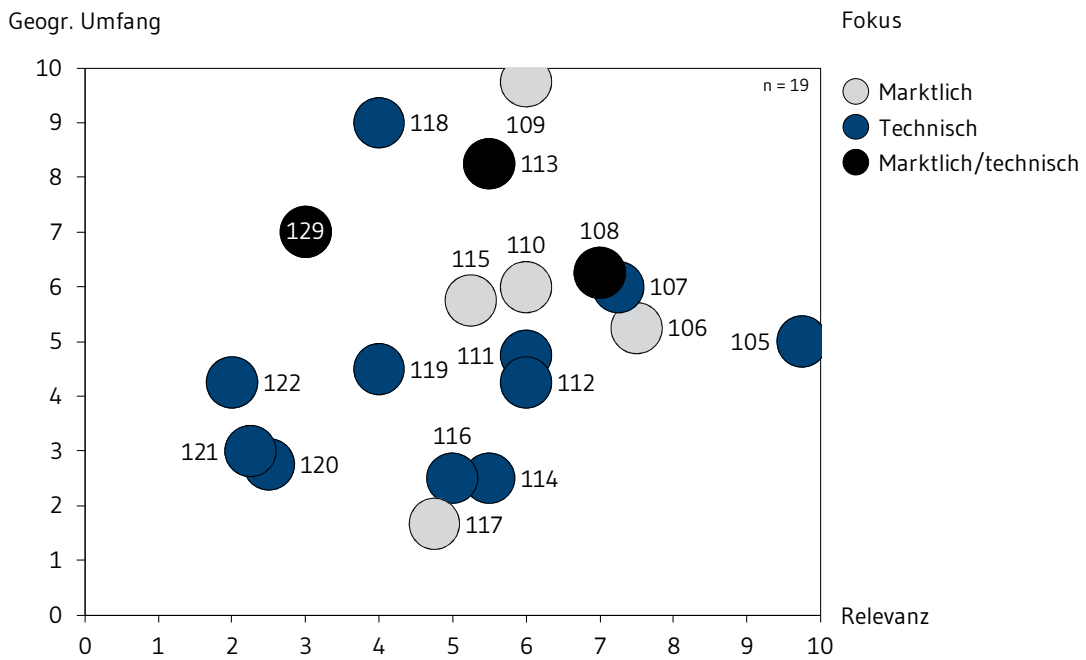
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 8 Projekte der Stufe „Simulation und Vorhersage“



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 9 Projekte der Stufe „Konzepte und Entwicklung“



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 10 Projekte der Stufe „Test und Validierung“

Tabelle 4 Übersicht bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte

Projektbezeichnung	Nr.	Projekt- laufzeit	Projektkoordina- tor	Projektziel (gekürzt)	Stufe	Relevanz	Geografischer Umfang	Fokus
IndustRE	0	2015 – 2017	WIP Renewable Energies, München (DE)	<i>Identifying the flexibility potential of industrial electricity demand in energy-intensive industries as an opportunity for growth and integration of variable renewable energy, while reducing industrial electricity costs through innovative business models and regulatory improvements.</i>	1	10	9	M
DENA – Pilotprojekte Demand Side Management Bayern / Baden-Württemberg	1	2014 – 2016	Dena (DE)	<i>Identifizierung und Vermarktung vorhandener Lastverlagerungspotenziale in Unternehmen.</i>	1	10	4	M
PHI-Factory: Energetische Flexibilisierung von Fabriken zur Optimierung der energierelevanten Kosten unter Einbezug der Auswirkungen auf die Energieeffizienz und der Anforderungen zukünftiger Verteilnetze	3, 61, 105	2016 – 2019	Technische Universität Darmstadt, Darmstadt (DE)	<i>Entwicklung techn. und org. Lösungen, mittels derer Industriebetriebe als aktives Regelement zeitgleich Energiekosten einsparen und das Stromnetz stützen können, sowie deren Integration und experimentelle Erprobung in einer Forschungsfabrik.</i>	1, 3, 4	8, 10, 10	4, 5, 5	M, T, T
DRIP – Demand Response in Industrial Production	62	2012 – 2015	RWE AG (DE)	<i>Analyse, Bemessung und Zertifizierung des DSM-Potentials der Prozesskette industrieller und gewerblicher Stromverbraucher. Feldtestuntersuchungen zur Demonstration.</i>	3	9	8	M
Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotentiale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor	2	2008 – 2010	energy & meteo systems GmbH, Oldenburg (DE)	<i>Ermittlung kurz- bis mittelfristig realisierbarer Marktpotentiale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor.</i>	1	9	5	M
Verbundvorhaben: enera - Der nächste große Schritt der Energiewende. Teilvorhaben: Flexibilitätsuntersuchungen sowie Betriebs- und	34	2017 – 2020	EWE – Forschungs- zentrum für Energietechnologie e. V., Oldenburg (DE)	<i>Erstellung einer Simulationsplattform zur Bewertung von Flexibilitätspotenzialen. Entwicklung von Betriebs- sowie Zukunftsszenarien des Netzes unter dem Einsatz realer Flexibilitätsoptionen. Erfassung und Modellierung der im Projekt durch die Industriepartner bereitgestellten</i>	2	9	6	T

Zukunftsszenarien des Netzes unter dem Einsatz realer Flexibilitäten				<i>Flexibilitäten. Quantifizierung des nachfrageseitigen deutschlandweiten Flexibilitätpotenzials.</i>				
Demand response medium sized industry consumers	65	2009 – 2011	Danish Technological Institute (DK)	<i>Introducing flexible electricity demand and regulation power to Danish Industry consumers via a price- and control signal from the electricity supplier. Development of a valuable solution and test of the system.</i>	3	8	5	M
Price elastic electricity consumption and electricity production in industry	66	2006 – 2010	Dansk Energi Analyze a/s (DK)	<i>Promoting industry's access to price-elastic electricity consumption. Developing the contractual conditions in the electricity markets.</i>	3	8	7	M
Flexiciency - energy services demonstrations of demand response, FLEXibility and energy efficiency based on metering data	68	2015 – 2019	ENEL (IT)	<i>Entwicklung und Demonstration neuer Endkunden-Services für den Strommarkt. Beschleunigung der Einführung dieser neuen Marktprodukte und Dienstleistungen durch einen europaweiten Marktplatz mit standardisierten Prozessen zwischen den europäischen Energiewirtschaftsunternehmen. Erprobung im Rahmen von fünf Feldtests.</i>	3	8	10	M
Kibernet	69	2009 – 2011	INEA d.o.o. (SL)	<i>Development of a system prototype for control of industrial loads and dispersed electrical power plants on a distribution electrical grid.</i>	3	8	4	T
Verbundvorhaben NET-Control: Entwicklung intelligenter Netzregelungs-Elektroniken zur Netzstabilisierung durch Regelung des Lastverhaltens mittels flexibler Strom-Einspeisung und -Entnahme. Teilvorhaben: Optimales Netz-Prozess-Management für komplexe, verteilte Systeme	64	2015 – 2018	Technische Universität Kaiserslautern - Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Kaiserslautern (DE)	<i>Entwicklung netzangepasster Prozessregelung für eine Teilnahme industrieller Produktions- und Versorgungsprozesse an Netzlaststeuerung. Entwicklung von Grundsätzen eines integrativen Netz-Prozess-Energiemanagementsystems für flexible Laststeuerung. Anforderungs- und Potenzialanalyse. Case-Study.</i>	3	8	5	T
Verbundvorhaben: Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor. Teilvorhaben: Fundamentale Elektrizitätsmarktanalyse dezentraler Flexibilitätsoptionen	35	2016 – 2018	Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart (DE)	<i>Entwicklung wissenschaftlicher Methoden zur Kopplung eines fundamentalanalytischen Elektrizitätsmarktmodells (E2M2) und eines agentenbasierten Elektrizitätsmarktmodells (AMIRIS). Analyse divergierender Modellaussagen und Ergebnisharmonisierung. Analyse regulatorischer Instrumente und Marktgegebenheiten zum Anreiz für den optimalen Ausbau erneuerbarer Energien und die</i>	2	8	7	M

				<i>zielgerichtete Nutzung komplementärer dezentraler Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssystem.</i>				
Verbundvorhaben: Envira-Management4Grid – Prozessbasierte Lastmanagementpotentialbestimmung umwelttechnischer Anlagen zur Verbesserung der Netzstabilität. Teilvorhaben: TUB	36	2015 – 2018	Technische Universität Berlin - Institut für Energietechnik - Fachgebiet Energieverfahrenstechnik und Umwandlungstechniken regenerativer Energien, Berlin (DE)	<i>Untersuchung der Lastmanagementpotenziale typischer entsorgungstechnischer Prozesse. Entwicklung einer Methodensammlung zur Abschätzung des Lastmanagementpotenzials verschiedener umwelttechnischer Anlagen. Schätzung des Lastmanagementpotenzials für die deutsche Entsorgungswirtschaft.</i>	2	8	4	T
Verbundvorhaben: Gekoppelte Optimierung von Flexibilität in Energieerzeugung sowie Verbrauch unter Berücksichtigung der Auskopplung in andere Märkte (Wärme). Teilvorhaben: Analyse der regulatorischen und strommarktrelevanten Rahmenbedingungen	63	2013 – 2017	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe (DE)	<i>Gekoppelte Optimierung von Flexibilitätsangeboten auf verschiedenen Märkten. Entwicklung von Geschäftsmodellen auf Basis betriebswirtschaftlicher und rechtlicher Rahmenbedingungen.</i>	3	8	7	M
Verbundvorhaben: Grid Friends - Optimierung lokaler Energieressourcen von Energiegenossenschaften und Analyse einer nutzbringenden Interaktion intern sowie mit weiteren Genossenschaften und Märkten. Teilvorhaben: 'Design und Implementierung einer Energiemanagementlösung für Energiegenossenschaften.	106	2016 – 2019	Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), Kaiserslautern (DE)	<i>Entwicklung und Bewertung von dezentralisierten Koordinierungsmechanismen für Energiegenossenschaften. Entwicklung einer Energiemanagementplattform und Einsatz in Demonstratoren.</i>	4	8	5	M
Verbundvorhaben: PolyEnergyNet - Resiliente Polynetze zur sicheren Energieversorgung.	38	2014 – 2017	B.A.U.M. Consult GmbH, München (DE)	<i>Identifizierung, Bewertung und Nutzung von flexiblen Kapazitäten in der Erzeugung und dem Verbrauch sowie der Infrastruktur des Energiesystems. Entwicklung eines Modells für die Stromnutzung in kleinen Betrieben.</i>	2	8	5	M

Teilvorhaben: PEN.Flex, B.A.U.M.
Consult GmbH

Verbundvorhaben: Schaufenster Designetz: Baukasten Energiewende – Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft. Teilvorhaben: Wissenschaftliche Begleitung und Durchführung einer nutzergestützten Bewertung von Flexibilitäts- und Beteiligungsoptionen	4	2017 – 2020	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, Berlin (DE)	<i>Untersuchung der Einflussfaktoren auf die Bewertung und Akzeptanz von Flexibilitätsoptionen durch verschiedene Nutzergruppen. Untersuchung möglicher Maßnahmen zum Abbau von Hemmnissen. Besondere Berücksichtigung von Partizipationsmöglichkeiten der Nutzergruppen. Zusammenfassung zu übergreifenden Handlungsempfehlungen und exemplarische Umsetzung im Rahmen von Demonstrationsprojekten. Produkt- und Geschäftsmodellentwicklung.</i>	1	8	6	M
Service-Plattform-Verteilnetz zum integralen Lastmanagement Teilvorhaben: Pilot- und Feldtest der Service-Plattform	37	2015 – 2019	ENSO NETZ GmbH, Dresden, Sachsen	<i>Intelligenter Betrieb des Verteilnetzes unter Berücksichtigung von dezentralen EE-Anlagen und Nutzung verschiebbarer Lasten. Einsatz einer Service-Plattform für die Kommunikation, Netzzustandserkennung, Moderation der Marktanforderungen und Laststeuerung bei drohenden Netzengpässen und Qualitätsproblemen.</i>	2	8	5	M/ T
Verbundvorhaben: C/sells - Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands Teilvorhaben: Demand-Side-Management von Industrie- und Gewerbebetrieben für die Teilnahme am regionalen Flexibilitätsmarkt	67	2017 – 2020	FZI Forschungszentrum Informatik am Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, Baden-Württemberg	<i>Entwicklung eines zellulär strukturierten Energiesystems zur Erschließung, Integration und Demonstration von Flexibilitäten in der Industrie und beim Gewerbe. Bewertung verschiedener Industrie- und Gewerbetypen zur Erbringung von Flexibilitäten. Implementierung technischer Methoden zur Flexibilitätsnutzung und -vermarktung. Umsetzung von Lastmanagement bei Industrie/Gewerbekunden.</i>	3	8	4	M/ T
NEMAR – Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle	5	2014 – 2017	Fraunhofer ISE (DE)	<i>Entwicklung eines Mechanismus zur Mobilisierung dezentraler Flexibilitätspotenziale. Ausführung durch eine neue Marktrolle, deren Aufgabe die effiziente Bündelung der Flexibilitäten und deren optimierter dezentraler Einsatz und Ausbau ist.</i>	1	7	6	M
Tertiary reserve power with zero CO2 emission	107	2011 – 2014	Elektro-Slovenija (SI)	<i>Integration of demand side management and renewable producers into the TSO's ancillary services as additional tertiary reserve power for load frequency control.</i>	4	7	6	T
Verbundvorhaben: Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle - Entwicklung und	6	2014 – 2017	SevenZone Informationssysteme	<i>Entwicklung eines Mechanismus zur Mobilisierung dezentraler Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz. Entwicklung einer neuen Marktrolle zur Bündelung der</i>	1	7	5	M

Umsetzung der Datenplattform PANERO			me GmbH, Karlsruhe (DE)	<i>Flexibilitäten und deren optimiertem dezentralen Einsatz und Ausbau. Konzeptentwicklung, modellbasierte Untersuchungen, Umsetzung im Testbetrieb.</i>					
CoordiNet - Large-scale demonstrations of innovative network services through demand response, storage and small-scale distributed generation	123	2019 – 2022	ENEL (IT)	<i>CoordiNet fokussiert alternative Ansätze zur leichteren Beteiligung kleiner „Energieprosumer“ an den Märkten über Game-Changer-Technologien wie IoT, künstliche Intelligenz, Big Data, P2P-Energiehandelsplattformen und der Blockchain-Technologie.</i>	3	7	8	M/ T	

3.4 Ergebnisse ausgewählter abgeschlossener Forschungsprojekte

Ausgehend von der Relevanz der zuvor betrachteten Studien werden im folgenden Abschnitt die Ergebnisse der vier relevantesten und bereits abgeschlossenen Forschungsprojekte vorgestellt:

Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor (Lfd. Nr. 2)

Dieses Projekt unter der Federführung der energy & meteo systems GmbH und des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) nahm zwischen 2009 und 2011 zunächst eine Abschätzung der technischen Flexibilitätspotenziale verschiedener Technologien vor. Das Projekt mit verhältnismäßig kleinem Umfang (Projektvolumen ca. 100 000 Euro) ging von theoretischen Überlegungen aus und nahm davon ausgehend Hochrechnungen vor. Dabei erfolgte einerseits die Betrachtung nach bestimmten Technologien (Wasserversorgung, Gewächshäuser, Kühlhäuser und Elektroöfen), andererseits wurden auch explizit Branchen (Papier-, Zement- und Recyclingindustrie) in die Betrachtung einbezogen. Zudem untersuchte diese Studie die Anwendung von Lastmanagement zur Ausregelung von Windprognosefehlern. Für SynErgie Cluster IV ist vor allem die Ermittlung des realisierbaren Marktpotenzials relevant. Allerdings erfolgte eine monetäre Evaluation ausschließlich anhand der Preise für Minutenreserve im Jahr 2009. Der ermittelte Erlös zwischen 15 000 und 30 000 Euro pro Jahr pro MW gibt somit nur beschränkt Auskunft über das tatsächlich erzielbare wirtschaftliche Potenzial von Demand Response und Lastverschiebungsmaßnahmen.

DRIP – Demand Response in Industrial Production (Lfd. Nr. 62)

Das europäische Projekt Demand Response in Industrial Production (DRIP) hatte zum Ziel, die Integration erneuerbarer Energien durch die Nutzung des Flexibilitätspotenzials in Prozessen der industriellen Verbraucher zu vereinfachen. Durch dieses zwischen 2012 und 2015 durchgeführte Projekt wurde somit eine wichtige Vorarbeit für SynErgie geleistet. In Abgrenzung zu SynErgie beschränkte sich die Untersuchung des Projekts DRIP auf nur zwei Industriebranchen, in welchen vor allem die Potenziale und Hindernisse von Demand Response betrachtet wurden. Das Konsortium bestand aus sechs Teilnehmern, unter welchen sich ein Netzbetreiber, ein Energieversorger, ein Zertifizierungsunternehmen und vier Industrieunternehmen aus insgesamt drei verschiedenen Ländern der Europäischen Union (Deutschland, Spanien und den Niederlanden) befanden. Die Ergebnisse des Projektes wurden adressatengerecht aufbereitet und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Die Adressaten wurden in industrielle Verbraucher, Netzbetreiber, Energieversorger/Aggregatoren sowie Regulierungsbehörden und Gesetzgeber unterschieden. Wesentliche Ergebnisse des Projektes waren:

- **Bewertung des Flexibilitätspotenzials bei den Industriepartnern:**
Hierbei konnte vor allem ein hohes Flexibilitätspotenzial innerhalb der Trocknungs- und Reifeprozesse sowie innerhalb der Kühlprozesse bei dem teilnehmenden Unternehmen aus der Lebensmittelindustrie identifiziert werden. Bei dem Unternehmen aus der Papierindustrie wurde das höchste Potenzial bei der Produktion des Zellstoffs sowie bei der Veränderung der Fahrgeschwindigkeit der Papiermaschinen gefunden, wobei letztere aus Kostengründen nicht weiter betrachtet wurde.
- **Abschätzung der monetären Vorteile von Demand Response für Industriekunden, Strommarkt und Stromnetze:**
Um die Auswirkungen der Demand-Response-Maßnahmen auf das Markt- und Stromsystem zu evaluieren, wurden verschiedene Szenarien untersucht. Durch den länderübergreifenden Charakter des Projektes wurde die Evaluierung dementsprechend auch in drei verschiedenen Ländern vorgenommen, allerdings lag der Fokus ausschließlich auf den Regelleistungsmärkten. Es wurde untersucht, inwiefern Kosten für

das System durch Demand Response vermieden werden können und welchen Nutzen Industriekunden – bei gleichmäßiger Aufteilung der Vergütung – aus der Maßnahme ziehen können. Mit 39 Euro pro MWh Flexibilität unter den gegebenen Rahmenbedingungen liegt das Ergebnis des deutschen Szenarios zwischen dem niederländischen und dem spanischen Szenario, mit dem Verweis auf regulatorische Hürden in Spanien, die eine Nutzung verhindern.⁷²

- **Entwicklung von Voraussetzungen für die Demand-Response-Zertifizierung:**
Da mit der ISO 50001 zwar bisher eine international anerkannte Norm und Zertifizierung für Energieeffizienz, jedoch nicht für Demand Response existiert, wurde durch das Projekt versucht, Grundlagen für eine DR-Zertifizierung zu schaffen. Als Voraussetzung werden drei verschiedene Arten der Präqualifizierung gesehen: die Präqualifizierung von DR-Anbietern, die Präqualifizierung von DR-Produkten und die Präqualifizierung von DR-Händlern.
- **Bewertung der marktlichen Hindernisse, die einer Implementierung von Demand Response entgegenstehen:**
Mit Hilfe von Interviews wurden verschiedene Stakeholder zu Hindernissen in technischer, ökonomischer, umweltbezogener und regulatorischer Hinsicht befragt. Die Hindernisse wurden zudem nach Kritikalität, Lösbarkeit und Verantwortlichkeit bewertet – mit dem Ergebnis, dass die vier schwerwiegendsten Hindernisse durch die Regulierungsbehörden überwunden werden müssen. Diese Hindernisse wurden im Rahmen der wissenschaftlichen Veröffentlichung von Alcázar-Ortega et al. (2015) aufgegriffen und dem Fachpublikum zur Verfügung gestellt.
- **Roadmap zur Implementierung von Demand-Response-Maßnahmen:**
Um den industriellen Verbrauchern einen Leitfaden zur Nutzung von Demand Response mitzugeben, wurde zudem eine dreiphasige Roadmap für Industrieunternehmen entwickelt, welche sich aus den Phasen Evaluation, Zertifizierung und Flexibilitätsangebot zusammensetzt. Allerdings setzt dieses Konzept bereits voraus, dass sich eine standardisierte Flexibilitätszertifizierung etabliert, wodurch die Anwendbarkeit zum jetzigen Zeitpunkt noch unzureichend gegeben ist.

Pilotprojekte Demand Side Management Bayern und Baden-Württemberg (Lfd. Nr. 1)

Im Rahmen dieser – von den jeweiligen Staatsministerien in Bayern und Baden-Württemberg beauftragten – Studien führte die Deutsche Energie-Agentur (dena) umfassende Studien auf Ebene der beiden Bundesländer zum industriellen Lastmanagement durch. Die Einbindung der teilnehmenden Unternehmen erfolgte dabei in mehreren Schritten: Zunächst wurde eine dreistellige Anzahl an Unternehmen vorausgewählt und Vorgespräche geführt, um im Anschluss durch Diskussionen, Analysen und Begehungen die Anzahl der relevanten Unternehmen auf eine niedrige zweistellige Anzahl einzugrenzen.

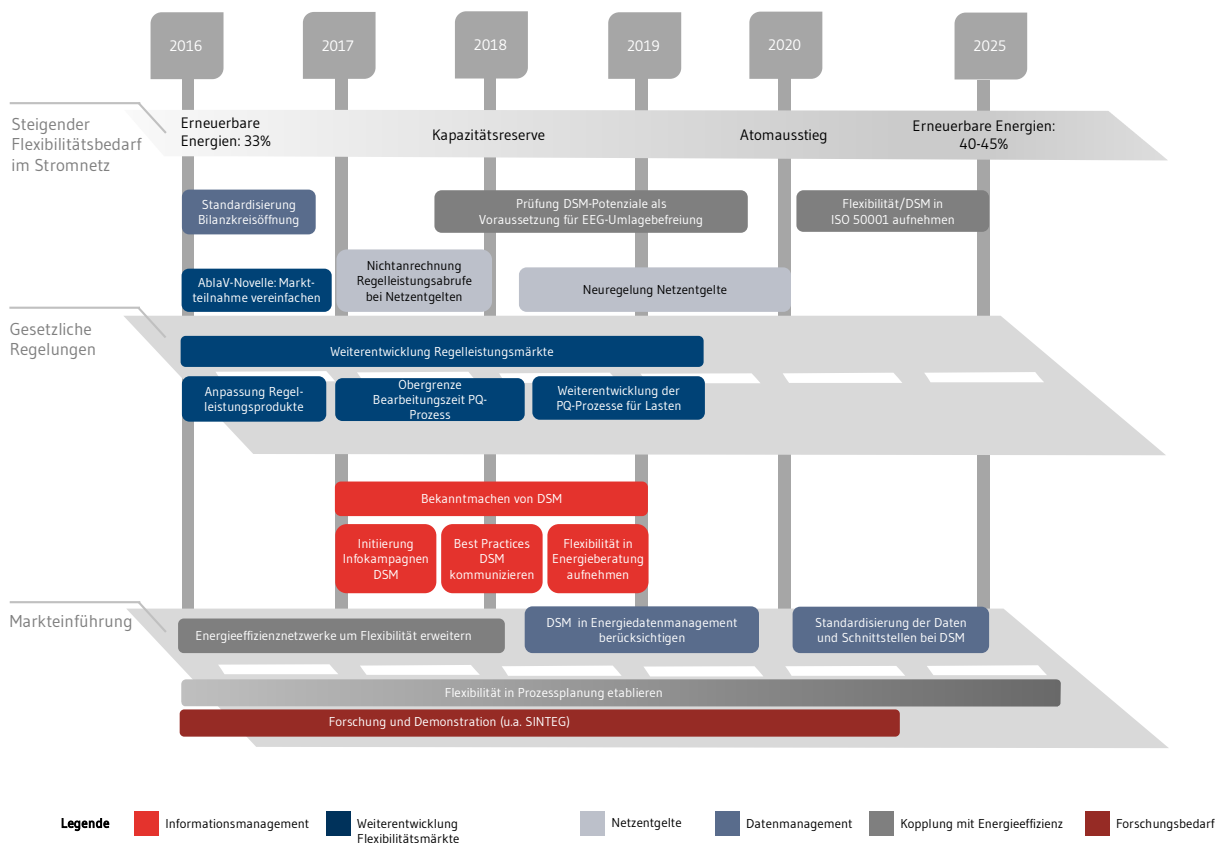
Im Rahmen der Aktivitäten in Bayern wurde insbesondere analysiert, welche Eigenschaften auf ein hohes Demand-Response-Potenzial hindeuten. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die Unternehmenseigenschaften für DR-Potenziale nachrangig sind, entscheidend sind hingegen die Eigenschaften einzelner Prozesse. Geeignete Branchen für DR sind energieintensive Industrien, Stadtwerke und Wasserversorger. Um Potenziale in betrieblichen Prozessen zu identifizieren, ist als relevante Indikatoren für den Energiebedarf auf eine hohe Jahreshöchstlast und einen hohen Jahresstromverbrauch zu achten. Prozessarten mit Energiebedarf im relevanten Maßstab sind demnach elektrisch betriebene Wärme- und Kälteprozesse, Pumpprozesse sowie Stromeigenversorgung und Notstromaggregate. Hohe Leistungen (> 500 kW), kurze Vorankündigungsdauern vor Schaltungen (ideal < 5 min), einzeln ansteuerbare Prozesse sowie

⁷² https://www.drip-project.eu/datas/DRIP_Action_B2_Report_on_the_flexibility_assessment_20140528.pdf.

leistungsfähige Prozessleittechnik sind Prozesseigenschaften, die auf für DR geeignete Prozesse hindeuten.

Als weiteres Projektergebnis aus der Studie Demand Side Management Bayern wurde eine Roadmap entwickelt, welche weniger auf ein Vorgehen für die einzelnen industriellen Verbraucher als vielmehr auf Empfehlungen für die übergeordneten Stakeholder abzielt. Dabei werden zunächst konkrete Hindernisse auf genereller, energiewirtschaftlicher, wissenschaftlicher und technischer Ebene identifiziert. Im Rahmen des SynErgie Cluster IV sind dabei insbesondere folgende Herausforderungen und die daraus resultierenden Empfehlungen relevant:

- Demand Response auf Verteilnetzebene
- Quantifizierung von Demand Response-Potenzialen
- Fehlende Marktkennnisse bezüglich Demand Response
- Mangelnde finanzielle Anreize für Demand Response
- Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte und Präqualifizierung
- Konflikte zu bestehenden Regelungen (Netzentgelte)
- Level Playing Field auf Flexibilitätsmärkten
- Unklare Rollenverteilung BKV / DSM-Vermarkter



Quelle: http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Konferenz/dena_Abschlusskonferenz_DSM_Bayern.pdf
(abgerufen am 28.02.2017)

Abbildung 11 Roadmap des Pilotprojektes Demand Side Management Bayern

Innerhalb einer Roadmap werden für diese Hindernisse konkrete Gegenmaßnahmen auf mehreren Ebenen in einem Zeithorizont bis 2025 vorgeschlagen (vgl. Abbildung 10). Viele der Empfehlungen decken sich mit Teilzielen im SynErgie-Projekt und insbesondere auch in Cluster IV, sodass an dieser Studie gut angeknüpft werden kann.

Im Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg wurde – in Ergänzung zur Untersuchung in Bayern – die Bedeutung von Nachholeffekten bei der Regelleistungserbringung durch flexible Lasten (DSM)⁷³ untersucht. Unternehmen standen in der Regel mehrere Vermarktungsmöglichkeiten für Nachfrageflexibilität offen, einschließlich des Regelleistungsmarktes. Als Projektergebnis wurden dabei vier zentrale Erfolgsfaktoren für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität herausgestellt:

- **Wirtschaftlichkeit:** In vielen durch das Projekt untersuchten Fällen erwies sich die Vermarktung von Nachfrageflexibilität als nicht wirtschaftlich lohnend. Wie auch die vorliegende Studie in Kapitel 2 ausführlich beleuchtet, bestehen – trotz unterschiedlichen Wegen der Vermarktung – im aktuellen Marktumfeld diverse Hemmnisse, die durch DR-Maßnahmen erzielbare Erlöse schmälern.
- **Mess- und Steuerungstechnik:** Notwendige technische Lösungen, um die Flexibilisierung industrieller Prozesse zu unterstützen, sind vorhanden. Hierzu zählen auch IKT, die die Kommunikation mit Energieversorgern, Netzbetreibern oder Flexibilitäts-Aggregatoren ermöglichen.
- **Rahmenbedingungen:** Ein widerspruchsfreier regulatorischer Rahmen ist eine notwendige Bedingung, um Unternehmen, die ihre Voraussetzungen flexibler Nachfrage umsetzen, Investitionssicherheit zu bieten. Hierzu zählen insbesondere auch klar definierte Marktmechanismen und -rollen.
- **Einbindung des Managements:** Die Einführung von DR-Maßnahmen erforderte unternehmensintern nicht nur die Unterstützung durch das Top-Management. Zudem erwies es sich als günstig, einen zentralen Koordinator für die Weiterentwicklung von Prozessen und Schaffung sonstiger Voraussetzungen zur Vermarktung von Nachfrageflexibilität zu benennen.

3.5 Bedeutung und Implikationen für das Verbundvorhaben SynErgie

Aus den in der vorangegangenen Metastudie vorgestellten Ergebnissen ergeben sich nach Beurteilung der Autoren folgende Implikationen für das Verbundvorhaben SynErgie.

Einordnung der wissenschaftlichen Literatur

Es ist erkennbar, dass der wissenschaftliche Rahmen für das Betrachtungsfeld des Verbundvorhabens grundsätzlich gesetzt erscheint. Seit den 1980er Jahren hat sich die internationale wissenschaftliche Literatur mit der Entwicklung des Konzepts Demand Side Management befasst. Die Auswertung hat gezeigt, dass sich diese Entwicklung auch in den vergangenen Jahren fortgesetzt hat. Die fortgeführte wissenschaftliche Auseinandersetzung mit Demand Side Management erweitert sich zunehmend auf Disziplinen außerhalb der Ingenieurwissenschaften, der Makroökonomie und der Energiewirtschaft, so etwa auf die prozessorientierte Betriebswirtschaftslehre und die Informatik. Insbesondere fällt auf, dass nach einer ursprünglich stark technologisch orientierten Konzeption von Methoden und Instrumenten in den vergangenen Jahren häufiger marktliche Potenziale vertieft untersucht wurden.

Die Nutzung kurzfristiger Nachfrageflexibilität ist dabei unter der Kategorie DR einzuordnen. Die wissenschaftliche Forschung zu marktlichen DR-Potenzialen betrachtet dabei vor allem Haushalte einschließlich flexibler Geräte, Heizungsenergie und Elektromobilität. Demgegenüber nimmt wissenschaftliche DR-Forschung in der Industrie, d.h. mit Bezug auf industrielle Prozesse,

⁷³ http://www.dsm-bw.de/fileadmin/content/Downloads/Diskussionspapier_DSM_BW_Nachholeffekte_Regelleistungserbringung_flexible_Lasten.pdf (abgerufen am 28.02.2017).

einen geringeren Umfang ein. Sie umfasst bislang vor allem Potenzialstudien. Die ökonomische Bewertung der flexiblen Energienachfrage im Rahmen dieser Studien sowie im Allgemeinen basierte dabei regelmäßig auf Regelleistungsmärkten.

Dass sich DR aber auch hier als Forschungsgegenstand etabliert hat, bedeutet, dass aus den Projektaktivitäten des Verbundvorhabens SynErgie gewonnene Erkenntnisse auch zur wissenschaftlichen Veröffentlichung geführt werden können. Diese Möglichkeit ergibt sich insbesondere aus den Lücken, die in der aktuellen Forschungslandschaft zum Thema DR bestehen. Denn trotz der verstärkten Auseinandersetzung mit den Konzepten lässt sich beobachten, dass Begrifflichkeiten in der Literatur unterschiedlich aufgefasst und verwendet werden, also häufig ein einheitliches Begriffsverständnis fehlt. Beispielhaft sei auf den inkonsistenten Gebrauch der Kategorie DR verwiesen, die häufig entweder synonym zu Demand Side Management oder in variierender Abgrenzung zu diesem Begriff gebraucht wird. Ebenso hat sich in der wissenschaftlichen Literatur noch keine einheitliche Betrachtung der Dimensionen und Typen von Nachfrageflexibilität herausgebildet.

Einordnung der Pilot- und Forschungsprojekte

Die Auswertung bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte zeigt, dass schon eine gewisse Zahl für SynErgie als relevant zu erachtender Projekte durchgeführt worden ist. Derartige Projekte bewegen sich auf mehreren Stufen der Umsetzungsnähe (Analyse und Bewertung, Simulation und Vorhersage, Konzeptionierung und Entwicklung, Test und Validierung), unterscheiden sich in ihrem Fokus (marktlich, technisch) und in ihrem geografischen Umfang (europaweiter oder transnationaler Verbund, nationale Ebene, deutsche Bundesländer, kleinere Regionen sowie kommunale Einheiten).

In einigen Arbeitspaketen (insbesondere zur steuernden Informations- und Kommunikationstechnologie in Cluster III) kann weiterhin auf diesen umfangreichen Vorarbeiten aufgesetzt werden. Daher empfiehlt es sich, dass eine Abstimmung mit den aktuellen Projektaktivitäten erfolgt. Auffällig ist, dass die bisherigen Arbeiten den Schwerpunkt ihrer Betrachtung auf technische Themen oder – bzgl. wirtschaftlicher Themen – häufig auf eine reine Potenzialanalyse ausrichteten. Es ist sinnvoll, dass das Verbundvorhaben SynErgie die technische und die wirtschaftliche Perspektive auf DR konsequent verknüpft.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie sind zudem viele laufende, in hohem Maße angewandte Projekte zu beobachten, die von den Entwicklungen in den SynErgie-Projektaktivitäten (Cluster IV, aber auch andere) stark profitieren können. Auch hieraus lässt sich schließen, dass es erfolversprechend erscheint, im Rahmen des Verbundvorhabens gewonnene Erkenntnisse zu publizieren. Aus den genannten Gründen ist das Ziel des Verbundvorhabens SynErgie berechtigt, in der Forschung den intensiven Austausch mit der Praxis zu suchen und gemeinsam an Lösungen zu arbeiten, die zukünftig den Weg weisen können.

Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, APG, ELIA, Energinet.dk, RTE, swissgrid, TenneT Netherlands, TenneT Germany, TransnetBW (2017): Public consultation on „FCR Cooperation“ potential market design evolutions. Abgerufen am 14.02.2017 unter <https://consultations.entsoe.eu/markets/fcr-cooperation-potential-market-design-evolutions/>.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2016a): Übersicht der Änderungen der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Abgerufen am 06.02.2017 unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/ablaAenderungenUebersicht>.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, BDEW, BEE, Bitkom, BNE, Dena, GEODE, VKU (2016b): Branchenleitfaden Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren gem. §26a StromNZV. Abgerufen am 14.02.2017 unter <http://www.bne-online.de/de/content/branchenleitfaden-drittpartei-aggregatoren>.

50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2018): Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Artikel 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. Abgerufen am 17.06.2019 unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/consultation-modalities-balancing-service-providers-2018-04>.

50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019): Begleitdokument für die Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Artikel 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. Abgerufen am 17.06.2019 unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/consultation-modalities-balancing-service-providers-2018-04>.

Aengenvoort, J.; Sperling, C. (2019): Ramschware Regelenergie?. Abgerufen am 09.07.2019 unter <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/versorgungssicherheit-mischpreisverfahren>.

Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin, April 2017.

Albadi, M. H.; El-Saadany, E. F. (2008): A summary of demand response in electricity markets. In: Electric Power Systems Research 78 (11), S. 1989–1996.

Alcázar-Ortega, Manuel; Calpe, Carmen; Theisen, Thomas; Carbonell-Carretero, José Francisco (2015): Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response. Application to European electricity markets. In: Energy Policy 86, S. 529–543.

BDEW (Hg.) (2016): Metastudie Smart Grid. Forschungsüberblick intelligente Stromnetze.

Behrangrad, M. (2015): A review of demand side management business models in the electricity market. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 47, S. 270–283.

Biegel, B.; Hansen, L. H.; Stoustrup, J.; Andersen, P.; Harbo, S. (2014a): Value of flexible consumption in the electricity markets. In: Energy 66, S. 354–362.

Biegel, B.; Westenholz, M.; Hansen, L. H.; Stoustrup, J.; Andersen, P.; Harbo, S. (2014b): Integration of flexible consumers in the ancillary service markets. In: Energy 67, S. 479–489.

Buchmüller, C., Hennig B. (2016) Zuschaltbare Lasten, Innovationsausschreibungen, Experimentierklauseln und vieles mehr – Die Entstehung eines Rechtsrahmens für die Sektorkopplung? In: ZNER, Heft 5, S. 384-391.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2016). Klimaschutzplan 2050 – Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 15.02.2017 unter www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten.../Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015) Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Abgerufen am 15.02.2017 unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/13/Meldung/weissbuch.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016) Impulspapier Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Abgerufen am 15.02.2017 unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.html>.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2012) Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems. Az: BK6-12-024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015a) Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve – Konsultation von Eckpunkten. Az: BK6-15-158, Az: BK6-15-159.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015b) Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Abgerufen am 15.02.2017 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/netzentgeltsystematik-node.html.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015c) BK4-12-1656 Festlegung § 19 StromNEV. Abgerufen am 19.04.2017 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2012/2012_1100bis1999/2012_1600bis1699/BK4-12-1656_BKV/Festlegung_BF.html.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018) *Bundesnetzagentur ändert Zuschlagmechanismus bei Ausschreibung von Regelenergie*. Abgerufen am 05.07.2019 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2018/20180516_Regelenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019a) BK4-19-001 Festlegung der Gesamtabchaltleistung für sofort und schnell abschaltbare Lasten gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m § 8 Abs. 4 Nr. 2 AbLaV. Abgerufen am 17.06.2019 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/2019_0001bis0999/2019_0001bis0099/BK4-19-0001/BK4-19-0001_ABLA-Bedarfsbericht_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019b) BK6-18-019 und BK6-18-020 Aufhebung des Mischpreisverfahrens zur Bezuschlagung von Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenreserveleistung (mFRR). Abgerufen am 01.08.2019 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/2018_0001bis0999/BK6-18-019/BK6-18-019-20_OLG_Entscheidung_22_07_2019.html.

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2016) Monitoringbericht 2016 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.

Cappers, P.; MacDonald, J.; Goldman, C.; Ma, O. (2013): An assessment of market and policy barriers for demand response providing ancillary services in U.S. electricity markets. In: Energy Policy 62, S. 1031–1039.

Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2018) Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Dertinger, A.; Schill, W.-P (2019) Ansätze zur Umgestaltung von Abgaben und Umlagen auf Strom sowie Heiz- und Kraftstoffe. No. 127. DIW Roundup: Politik im Fokus.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2016) Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2017) dena-Studie Alternativen zur Finanzierung des EEG.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2018) Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte. Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten.

DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin / Brüssel (Hrsg.) (2017) Faktenpapier Strompreise in Deutschland – Bestandteile, Entwicklungen, Strategien.

EEX Group (2017a) Im Zentrum des Energie- und Commodity Handels – Märkte und Produkte 2017. Abgerufen am 13.02.2017 unter <https://www.eex.com/download/de/63996>.

EEX Group (2017b) 2016: EEX-Gruppe verzeichnet erneut Rekordjahr. Abgerufen am 13.02.2017 unter <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/2016--eex-gruppe-verzeichnet-erneut-rekordjahr/62816>.

Ehrhart, K.-M.; Belica, M.; Ocker, F. (2015) Positionspapier: Umstrukturierung des deutschen Sekundärregelleistungsmarktes.

Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH (etv GmbH) (2007). Energiehandel – Eine Erklärung der wichtigsten Begriffe. Abgerufen am 08.03.2017 unter http://www.et-energie-online.de/Aktuelles/Glossar_Energiehandel.aspx.

EPEX Spot (2014) 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem Intraday. Abgerufen am 13.02.2017 unter <http://www.epexspot.com/de/extras/download-center/broschueren>.

EPEX Spot (2017a) Day-Ahead Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen. Abgerufen am 13.02.2017 unter <https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>.

EPEX Spot (2017b) Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen. Abgerufen am 13.02.2017 unter <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland>.

EPEX Spot (2017c). Press Release: EPEX SPOT Intraday markets reach all-time high in 2016. Abgerufen am 08.03.2017 unter https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_Intraday_markets_reach_all-time_high_in_2016.

Feuerriegel, S.; Neumann, D. (2014): Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers. In: Energy Policy 65, S. 359–368.

Feuerriegel, S.; Neumann, D. (2016): Integration scenarios of Demand Response into electricity markets. Load shifting, financial savings and policy implications. In: Energy Policy 96, S. 231–240.

Fridgen, G.; Häfner, L.; König, C.; Sachs, T. (2016): Providing Utility to Utilities: The Value of Information Systems Enabled Flexibility in Electricity Consumption. In: Journal of the Association for Information Systems 17 (8), S. 537–563.

Fridgen, G.; Mette, P.; Thimmel, M. (2014): The Value of Information Exchange in Electric Vehicle Charging. In: Proceedings of the 35th International Conference on Information Systems (ICIS 2014). Auckland, New Zealand.

Frontier Economics Ltd., BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2016) Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage.

Giordano, V.; Gangale, F.; Fulli, G. (2011): Smart Grid projects in Europe. Lessons learned and current developments. Luxembourg: Publications Office of the European Union (JRC Reference Reports, 24856). Abgerufen am 15.02.2017 unter https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart_grid_projects_in_europe.pdf

Goebel, C. (2013): On the business value of ICT-controlled plug-in electric vehicle charging in California. In: *Energy Policy* 53, S. 1–10.

Gottwalt, S.; Ketter, W.; Block, C.; Collins, J.; Weinhardt, C. (2011): Demand side management—A simulation of household behavior under variable prices. In: *Energy Policy* 39 (12), S. 8163–8174.

Greening, L. A. (2010): Demand response resources. Who is responsible for implementation in a deregulated market? In: *Energy* 35 (4), S. 1518–1525.

Hirth, L. (2018): What caused the drop in European electricity prices? A factor decomposition analysis. In: *EJ* 39 (1).

Industrie- und Handelskammer zu Berlin (IHK Berlin) (2016): Entlastungsmöglichkeiten bei Stromabgaben und -umlagen, Stromsteuer und Netzentgelten. Dok-Nr. 2769742.

Jazayeri, P.; Schellenberg, A.; Rosehart, W. D.; Doudna, J.; Widergren, S.; Lawrence, D. et al. (2005): A Survey of Load Control Programs for Price and System Stability. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 20 (3), S. 1504–1509.

Kahlen, M. T.; Ketter, W. (2015): Aggregating Electric Cars to Sustainable Virtual Power Plants: The Value of Flexibility in Future Electricity Markets. In: *Proceedings of the Twenty-Ninth AAAI Conference on Artificial Intelligence. AAAI-15. Austin, Texas*, S. 665–671.

Katz, J. (2014): Linking meters and markets. Roles and incentives to support a flexible demand side. In: *Utilities Policy* 31, S. 74–84.

Keles, D.; Genoese, M.; Möst, D.; Fichtner, W. (2012): Comparison of extended mean-reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices. In: *Energy Economics* 34 (4), S. 1012–1032.

Kim, J.-H.; Shcherbakova, A. (2011): Common failures of demand response. In: *Energy* 36 (2), S. 873–880.

Koliou, E.; Eid, C.; Chaves-Ávila, J. P.; Hakvoort, R. A. (2014): Demand response in liberalized electricity markets. Analysis of aggregated load participation in the German balancing mechanism. In: *Energy* 71, S. 245–254.

Koschker, S.; Möst, D. (2016): Perfect competition vs. strategic behaviour models to derive electricity prices and the influence of renewables on market power. In: *OR Spectrum* 38 (3), S. 661–686.

Märkle-Huß, J.; Feuerriegel, S.; Neumann, D. (2016): Decision model for sustainable electricity procurement using nationwide demand response. In: *2016 49th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*. Koloa, HI, S. 1010–1019.

Nabe, C. A.; Borchert, J. (1999). Risikomanagement von EVU in liberalisierten Strommärkten. *Liberalisierung des Energiemarktes, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik*, 8, 203-216.

- Nolan, S.; O'Malley, M. (2015): Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation. In: *Applied Energy* 152, S. 1–10.
- O'Connell, N.; Pinson, P.; Madsen, H.; O'Malley, M. (2014): Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 686–699.
- Palensky, P.; Dietrich, D. (2011): Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. In: *IEEE Trans. Ind. Inf.* 7 (3), S. 381–388.
- Papaefthymiou, G.; Haesen, E.; Sach, T. (2018): "Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems." *Renewable energy* 127 (2018): S. 1026–1035.
- Pape, C.; Hagemann, S.; Weber, C. (2016): Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. In: *Energy Economics* 54, S. 376–387.
- Paraschiv, F.; Erni, D.; Pietsch, R. (2014): The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. In: *Energy Policy* 73, S. 196–210.
- Pardo, A.; Meneu, V.; Valor, E. (2002): Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load. In: *Energy Economics* 24 (1), S. 55–70.
- Paulus, M.; Borggrefe, F. (2009): Economic potential of demand side management in an industrialized country—the case of Germany. In: 10th IAEE European conference. *Energy, Policies and Technologies for Sustainable Economies*. Vienna, Austria.
- Preiß, S. (2019): Steigender Anteil erneuerbarer führt zu erhöhtem Flexibilitätsbedarf im Stromnetz. EUWID Neue Energie. Abgerufen am 09.07.2019 unter <https://www.euwid-energie.de/steigender-anteil-erneuerbarer-fuehrt-zu-erhoehtem-flexibilitaetsbedarf-im-stromnetz/>
- Prügler, N. (2013): Economic potential of demand response at household level. Are Central-European market conditions sufficient? In: *Energy Policy* 60, S. 487–498.
- Prügler, N.; Prügler, W.; Wirl, F. (2011): Storage and Demand Side Management as power generator's strategic instruments to influence demand and prices. In: *Energy* 36 (11), S. 6308–6317.
- Rahimi, F.; Ipakchi, A. (2010): Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 1 (1), S. 82–88.
- Richter, J.; Lindenberger, D. (2010): Potenziale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Endbericht, Juni 2010. Köln. Abgerufen am 28.02.2017 unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-07-02_Elektromobilitaet-Studie.pdf
- Saele, H.; Grande, O. S. (2011): Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 2 (1), S. 102–109.

Strbac, G. (2008): Demand side management. Benefits and challenges. In: Energy Policy 36 (12), S. 4419–4426.

Ströbele, W.; Pfaffenberger, W.; Heuterkes, M. (2012): Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik. Walter de Gruyter. ISBN 978-3-486- 70905-6.

Strüker, J.; v. Dinther, C. (2012): Demand Response in Smart Grids: Research Opportunities for the IS Discipline. In: Proceedings of the 18th Americas Conference on Information Systems (AMCIS 2012), Bd. 7.

Sun, L.; Harjunoski, I.; Castro, P. (2013): Resource-Task Network Based Approach for Industrial Demand Side Management of Steel Production. In: Andrzej Kraslawski und Ilkka Turunen (Hg.): 23rd European Symposium on Computer Aided Process Engineering, Bd. 32. Amsterdam, Lappeenranta: Elsevier (Computer-aided chemical engineering, 32), S. 259–264.

Tang, Y.; Zhang, S.; Liu, Y. (2011): Incentive Payment Design for Electricity Demand Response, S. 1–5.

Torriti, J.; Hassan, M. G.; Leach, M. (2010): Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. In: Energy 35 (4), S. 1575–1583.

Umweltbundesamt (Hrsg.) (2015) Strommarktdesign der Zukunft. ISSN 1862-4359.

Wang, Y.; Li, L. (2015): Time-of-use electricity pricing for industrial customers. A survey of U.S. utilities. In: Applied Energy 149, S. 89–103.

Watson, R. T.; Lawrence, T. M.; Boudreau, M.-C.; Johnsen, K. J. (2013): Design of a Demand Response System. Economics and Information Systems Alignment. In: ECIS 2013 Completed Research, Bd. 1

Anhang

Tabelle 5 Gesamtübersicht bisheriger Pilot- und Forschungsprojekte

Lfd. Nr.	Projektbezeichnung	Beginn	Ende	Projektkoordinator	Stichwortartige Beschreibung	Stufe	Relevanz	Geografischer Umfang	Fokus
0	IndustRE	2015	2017	Wirtschaft und Infrastruktur GmbH & Co. Planungs KG	<i>Flexibilitätsbewertung; Geschäftsmodelle; Marktdesign; EE-Integration</i>	1	10	9	M
1	DENA – Pilotprojekte Demand Side Management Bayern / Baden-Württemberg	2014	2016	DENA	<i>Lastverlagerungspotentiale; Leitfadenentwicklung; Einbindung Marktakteure</i>	1	10	4	M
2	Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotentiale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor	2008	2010	energy & meteo systems GmbH, Oldenburg, Niedersachsen	<i>Lastmanagement; Marktpotentiale; Gewerbesektor</i>	1	9	5	M
3	PHI-Factory: Flexible elektrische Fabriknetzführung zur systemübergreifenden Steigerung der Energieeffizienz unter den Anforderungen zukünftiger Verteilnetze mit regenerativer Energieerzeugung, Teilprojekt: Bestandaufnahme Adam Opel AG und Übertragung der wirtschaftlichen Projektergebnisse auf die Adam Opel AG	2016	2019	Adam Opel AG, Rüsselsheim, Hessen	<i>Lastmanagement und -prognosemodelle; PHI-Factory; Praxispartner</i>	1	8	4	M
4	Verbundvorhaben: Schaufenster Designnetz: Baukasten Energiewende - Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft Teilvorhaben: Wissenschaftliche Begleitung und Durchführung einer nutzergestützten Bewertung von Flexibilitäts- und Beteiligungsoptionen	2017	2020	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, Berlin, Berlin	<i>Flexibilitätsoptionen; soziale Aspekte und Akzeptanz; Geschäftsmodellentwicklung</i>	1	8	6	M
5	NEMAR – Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle	2014	2017	Fraunhofer ISE	<i>Markttrollenentwicklung; Bündelung von Flexibilitäten; Potentialforschung für Bereitstellung von Flexibilitäten</i>	1	7	6	M

6	Verbundvorhaben: Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle - Entwicklung und Umsetzung der Datenplattform PANERO	2014	2017	SevenZone Informationssysteme GmbH, Karlsruhe, Baden-Württemberg	<i>Bündelung dezentraler Flexibilitäten; Netzstabilität; Plattform; praktische Untersuchungen</i>	1	7	5	M
7	Verbundvorhaben OptNetzE - Optimierung des integrierten Betriebs von Übertragungs- und Verteilnetzen, Teilvorhaben B.A.U.M.	2015	2018	B.A.U.M. Consult GmbH, München, Bayern	<i>Netzbetrieb; Integration von Flexibilitäten; Versorgungssicherheit</i>	1	7	6	T
8	Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von Regenerativen Energien ' DESIRE	2012	2014	Trianel GmbH, Aachen, Nordrhein-Westfalen	<i>Flexibilität; Wirtschaftlichkeits- und Praktikabilitätsprüfungen</i>	1	7	5	M
9	Analyse einer Marktrolle zur Optimierung der dezentralen Strom- und Wärmenutzung	2014	2017	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg im Breisgau, Baden-Württemberg	<i>Bündelung dezentraler Flexibilitäten; Netzstabilität; volkswirtschaftliche Analyse</i>	1	7	7	M
10	Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen	2012	2014	Öko-Institut. Institut für angewandte Ökologie e. V. - Bereich Energie & Klimaschutz, Freiburg, Baden-Württemberg	<i>Wirtschaftlichkeit Flexibilitätsoptionen; Analyse Rahmenbedingungen</i>	1	7	6	M
11	Verbundvorhaben: NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, Teilvorhaben: Übergreifende Systemgestaltung, Modellierung, Standardisierung, Feldtests der Use Cases, SDL und Akzeptanz, Aus- und Weiterbildung	2016	2020	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Competence Center erneuerbare Energien & Energieeffizienz (CC4E), Hamburg, Hamburg	<i>Lastmanagement; Speicherung; Marktdesign; regulatorische Hindernisse</i>	1	7	4	M
12	Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse - EnSYS-FlexA	2016	2019	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, Baden-Württemberg	<i>Lastmanagement; Erlöspotentiale; Modellierung; Akzeptanz</i>	1	7	4	M
13	IMPROSUME - The Impact of Prosumers in a Smart Grid based Energy Market	2010	2011	Inkubator Halden, Norwegian Center of Expertise for Energy and Emission Trading (NO)	<i>Smart Grid; Prosumer; Anreize; Hindernisse</i>	1	6	6	M
14	Verbundvorhaben: MathEnergy - Mathematische Schlüsseltechniken für	2016	2020	Technische Universität Berlin - Fakultät VII - Wirtschaft und	<i>Sektorenkopplung; Energieträger; Modellierung; Datenaustausch</i>	1	6	6	T

	Energienetze im Wandel, Teilvorhaben: Energiewirtschaftliche Anforderungen			Management - Institut für Technologie und Management - Fachgebiet Energie- und Ressourcen- management, Berlin					
15	Market Based Demand Response	2005	2008	SINTEF Energy Research, (NO)	<i>Lastmanagement; Akzeptanz; zeitbasierte Tarife</i>	1	6	6	M
16	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischen Speichern in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Dynamische Modellierung und Aktivierung von elektrochemischen Speichern.	2012	2015	Zentrum für Sonnen- energie- und Wasserstoff- Forschung Baden- Württemberg (ZSW) - Standort Ulm - Fachgebiet Elektrochemische Energietechnologien, Ulm, Baden- Württemberg	<i>Elektrochemische Speichertechnologien; Alternativbetrachtungen: Netzausbau, Lastmanagement</i>	1	6	7	T
17	Flex power - perspectives of indirect power system control through dynamic power price	2010	2013	EA energianalyse, (DK)	<i>Demand Side Management; Preismechanismen; indirekte Steuerung</i>	1	6	4	M /T
18	Easy Street	2011	2014	Enexis (NL)	<i>Technologie; Anreize; Konsumentenverhalten; Flexibilitätsangebot</i>	1	5	6	M /T
19	Smart Planning ' Berücksichtigung von Einspeise- und Lastflexibilitäten sowie Gesamtprojektleitung	2014	2017	Technische Universität Dortmund - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft - Lehrstuhl Kommunikationsnetze, Dortmund, Nordrhein- Westfalen	<i>Netzplanung; Smart Grid; Bündelung von Flexibilitäten</i>	1	5	6	M
20	Dynamic tariffs	2010	2010		<i>Tarife; EE-Integration</i>	1	5	5	M
21	SUSPLAN	2008	2011	SINTEF ENERGIFORSKNING A/S (NO)	<i>Netzausbau; EE-Integration; Entwicklung von Richtlinien</i>	1	5	10	M
22	web2energy	2010	2012	HSE AG (DE)	<i>Netzausbau; Smart Metering; Netzautomatisierung; TSO</i>	1	5	5	T

23	Smart grids and energy markets	2009	2014	Cleen Oy, (FI)	<i>Smart Grid-Implementierung; Marktdesign; praktische Untersuchungen</i>	1	5	6	M
24	Application of smart grid in photovoltaic power systems, ForskEL (Smart Grid Project)	2010	2013	Danfoss Solar Inverters, (DK)	<i>EE-Integration ohne Netzausbau; Smart Grid; Systemdienstleistungen</i>	1	5	6	T
25	Agent based control of power systems, ForskEL	2006	2014	CET-DTU, (DK)	<i>Flexible Steuerung; Inselbetrieb; Agenten-basiert</i>	1	5	2	M
26	Service optimization of the distribution network	2009	2010		<i>Netzausbau; Verteilnetze; Regulierung</i>	1	5	3	M
27	Verbundvorhaben: Netzwerkanalyse und Simulation von Innovationsdynamiken neuer Schlüsseltechnologien im Energiebereich (InnoSEn) - Teilvorhaben: Identifikation und Zusammenhänge von Schlüsseltechnologien für Flexibilität im Energiesektor	2016	2019	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Fakultät 6 - Elektrotechnik und Informationstechnik - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), Aachen, Nordrhein-Westfalen	<i>Wissensintegration; Netzentwicklung; Hindernisse</i>	1	4	7	M
28	Verbundvorhaben: green2store ' Integrative Speichernutzung in der 'Cloud' für den Ausbau von regenerativen Energien	2012	2016	EWE NETZ GmbH - Netzmanagement Strom & Telekommunikation, Oldenburg, Niedersachsen	<i>Dezentrale Speichersysteme; IKT; praktische Untersuchungen</i>	1	4	5	T
29	Self-organizing distributed control of a distributed energy system with a high penetration of renewable energy	2007	2010	DTU Informatics, (DK)	<i>Netzautomatisierung; Netzausbau</i>	1	4	4	T
30	REALISEGRID	2008	2011	RSE (IT)	<i>Netzausbau</i>	1	3	10	T
31	Concept for Management of the Future Electricity System	2009	2011	Energinet.dk, (TSO), (DK)	<i>Konzeptentwicklung für zukünftige Energiesysteme</i>	1	3	7	M
32	DataHub project	2009	2012	Energinet.dk, (TSO), (DK)	<i>Transparenz; Standardisierung; Abbau von Informationsbarrieren</i>	1	3	5	M
33	Optimal Power Network design and Operation	2011	2014	Norwegian University of Science and Technology (NO)	<i>Netzstabilität; Informationsaustausch</i>	1	2	5	M /T
34	Verbundvorhaben: enera - Der nächste große Schritt der Energiewende; Teilvorhaben: Flexibilitätsuntersuchungen sowie Betriebs- und Zukunftsszenarien des Netzes unter dem Einsatz realer Flexibilitäten	2017	2020	EWE - Forschungszentrum für Energietechnologie e. V., Oldenburg, Niedersachsen	<i>Simulationsplattform; Modellierung; Flexibilitätpotentiale; reale Flexibilitätsoptionen</i>	2	9	6	T
35	Verbundvorhaben: Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit	2016	2018	Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und	<i>Marktmodelle; Flexibilitätsoptionen; Wirkungsmechanismen</i>	2	8	7	M

	komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor; Teilvorhaben: Fundamentale Elektrizitätsmarktanalyse dezentraler Flexibilitätsoptionen			Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, Baden-Württemberg					
36	Verbundvorhaben: Envira-Management4Grid ' Prozessbasierte Lastmanagementpotentialbestimmung umwelttechnischer Anlagen zur Verbesserung der Netzstabilität; Teilvorhaben: TUB	2015	2018	Technische Universität Berlin - Fakultät III - Prozesswissenschaften - Institut für Energietechnik - Fachgebiet Energieverfahrenstechnik und Umwandlungstechniken regenerativer Energien, Berlin, Berlin	<i>Lastmanagementpotentiale; Industrieprozesse; Praxispartner</i>	2	8	4	T
37	Service-Plattform-Verteilnetz zum integralen Lastmanagement Teilvorhaben: Pilot- und Feldtest der Service-Plattform	2015	2019	ENSO NETZ GmbH, Dresden, Sachsen	<i>Service-Plattform; Lastmanagement; praktische Untersuchungen</i>	2	8	5	M /T
38	Verbundvorhaben: PolyEnergyNet - Resiliente Polynetze zur sicheren Energieversorgung, Teilvorhaben: PEN.Flex, B.A.U.M. Consult GmbH	2014	2017	B.A.U.M. Consult GmbH, München, Bayern	<i>Stromnutzung kleiner Betriebe; Simulation Flexibilitäten; Feldversuch</i>	2	8	5	M
39	Verbundvorhaben: Analyse der Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der europaweiten Kopplung der Strommärkte (AVerS); Teilvorhaben: TU Dresden	2016	2019	Technische Universität Dresden - Fakultät Wirtschaftswissenschaften - Institut für Energietechnik - Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Dresden, Sachsen	<i>Versorgungssicherheit; länderübergreifende Marktkopplung; Lastmanagement; Modellierung</i>	2	7	6	M /T
40	Verbundvorhaben: NEW 4.0 Norddeutsche Energiewende; Teilvorhaben: Aufbau und Betrieb eines Netzampelkonzepts zur Netzengpassbewirtschaftung, Blindleistungserbringung, Regelenergiebereitstellung und eines Smart Markets'	2016	2020	Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn, Schleswig-Holstein	<i>Netzstabilität; 'Netzampel'; Intradayhandel</i>	2	7	4	M /T
41	Robuste Optimierung der Stromversorgungssysteme (ROSVS) - Teilvorhaben: Mathematische Modelle und Algorithmen für robuste Stromnetzplanung	2014	2016	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Fakultät 1 - Mathematik - Informatik - Naturwissenschaften - Fachgruppe Mathematik	<i>Optimierungsmethoden; Lastmanagement; Praxispartner</i>	2	7	6	T

				- Lehrstuhl II für Mathematik (Diskrete Optimierung), Aachen, Nordrhein-Westfalen					
42	Integratives virtuelles Regelkraftwerk für den Ausbau der erneuerbaren Energien	2012	2013	Trianel GmbH - Abt. Virtuelle Kraftwerke, Aachen, Nordrhein- Westfalen	<i>Virtuelle Kraftwerke; Sekundärregelenergie; steuerbare erneuerbare Energien</i>	2	7	4	T
43	STERN - Szenarien-Tool für die Erstellung von Residuallastzeitreihen für Netzausbaubedarfsanalysen	2014	2017	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Institutsteil Kassel, Kassel, Hessen	<i>Netzausbau; Modellierung; Einspeiseverhalten</i>	2	6	8	T
44	Instrumentendesign unter Unsicherheit und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen in Energie-Sektor-Modellen	2014	2017	Universität Duisburg- Essen - Fakultät für Wirtschafts- wissenschaften - Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Essen, Nordrhein-Westfalen	<i>Auswirkungen 'Informationsschocks' auf Marktgeschehen; Modellierung; flexible Lasten</i>	2	6	7	M
45	Verbundvorhaben: MuSeKo - Modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromüberschüsse durch die Kopplung der Stromversorgung mit Wärme-, Gas- und Verkehrssektor - Multi-Sektor-Kopplung - Teilvorhaben: SIMULATION VON EINZELSYSTEMEN	2016	2019	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM), Bremen, Bremen	<i>Sektorenkopplung; Modellierung; Flexibilität</i>	2	6	7	M
46	Gesamtvorhaben: Verbesserung von regenerativ-basierten Systemdienstleistungen durch bessere Zusammenarbeit der europäischen Regelzonen (REStable); Teilvorhaben: Fraunhofer IWES	2016	2019	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Institutsteil Kassel, Kassel, Hessen	<i>Virtuelle Kraftwerke; Sekundärregelenergie; praktische Untersuchungen</i>	2	6	9	M /T
47	Control and regulation of modern distribution system, ForskEL	2006	2010	Department of Energy Technology- Aalborg University (DK)	<i>Auswirkungen von Lastmanagement auf Echtzeitpreise</i>	2	6	4	T
48	Verbundvorhaben: Smart Guide ' Planungs- und Betriebsgrundsätze für europäische Smart Grids, Teilvorhaben: Deutsche Planungs- und Betriebsgrundsätze in europäischen Verteilungsnetzen	2016	2019	Bergische Universität Wuppertal - Fachbereich E - Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik - Lehrstuhl für Elektrische	<i>Netzausbau; Smart Grids; Simulation</i>	2	6	10	T

				Energie- versorgungstechnik, Wuppertal, Nordrhein- Westfalen					
49	E-price	2010	2013	Eindhoven University of Technology (NL)	<i>Framework; Anreize; Smart Grid</i>	2	6	6	M /T
50	GAD	2007	2010	Iberdrola Distribucion (ES)	<i>Demand Side Management; Verbrauchsoptimierung</i>	2	6	5	M
51	WindNODE ' Das Schauenfenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands; Teilvorhaben: Kombination von Erzeugung, Verbrauch, Stabilität und Flexibilität unter Nutzung eines virtuellen Kraftwerks	2016	2020	Energy2market GmbH, Leipzig, Sachsen	<i>Virtuelle Kraftwerke; IKT; Digitalisierungsgesetz</i>	2	6	4	M /T
52	Smart Grid Solar	2012	2017	ZAE	<i>Netzstabilität; Modellierung; EE-Integration; Lastmanagement; Speichertechnologien</i>	2	5	3	M
53	Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien - Eine ökonomische Modellanalyse der Wechselwirkungen auf dem Strommarkt bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (StoRES)	2011	2014	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, DIW Berlin (Institut für Konjunkturforschung), Berlin, Berlin	<i>Stromspeichertechnologien; Modellierung; Übertragungsausbau</i>	2	5	6	M
54	EnEff:Stadt - ForEVER: Flexibilitätspotenziale von Gebäudetechnik in elektrischen Verteilnetzen mit Beteiligung am Annex 67	2016	2019	E.ON Energy Research Center - Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimetechnik, Aachen, Nordrhein-Westfalen	<i>Flexibilitätspotenziale von Gebäudetechnik; Netzstabilität, -planung und -ausbau; Simulation</i>	2	5	3	T
55	Verbundvorhaben: Forschungsverbund zur Entwicklung neuer Methoden der Energiesystem-Modellierung, Teilvorhaben: Modellierung des Einflusses von Akzeptanz, Nachfrage und Flexibilitätsoptionen auf Dekarbonisierungspfade des Europäischen Strommarkts und komparative Modellanalyse	2016	2019	ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V., München, Bayern	<i>Modellierung; Akzeptanz</i>	2	4	7	M
56	Verbundvorhaben: Langfristige Planung und kurzfristige Optimierung des Elektrizitätssystems in Deutschland im europäischen Kontext, Teilvorhaben: Optimierung des kurzfristigen Netzmanagements und Wechselwirkungen mit dem Kraftwerkseinsatz, Wärme- und Gassektor.	2016	2018	Technische Universität Dresden - Fakultät Wirtschaftswissenschaften - Institut für Energietechnik - Lehrstuhl für	<i>Analyse von Unsicherheiten im Stromerzeugungs- und Netzbetrieb; Modellierung</i>	2	4	7	M

				Energiewirtschaft, Dresden, Sachsen					
57	VV: MODELLBASIERTE ANALYSE DER INTEGRATION ERNEUERBARER STROMÜBERSCHÜSSE DURCH DIE KOPPLUNG DER STROMVERSORGUNG MIT WÄRME-, GAS- UND VERKEHRSSSEKTOR (MUSEKO) TV: Entwicklungspfade einer Elektrifizierung der Erdgasinfrastrukturanlagen als Flexibilitätsoption zur Steigerung der Integration erneuerbarer Stromübersch	2016	2019	Gas- und Wärme-Institut Essen (E.V.), Essen, Nordrhein-Westfalen	<i>Sektorenkopplung; Modellierung; Flexibilität</i>	2	4	5	M
58	Verbundvorhaben: Verteilnetz2020 - Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen, Teilvorhaben: Datenmanagement	2014	2018	EMPURON AG, Erlangen, Bayern	<i>Netzstabilität; Lastmanagement; selbstlernende Verfahren; praktische Untersuchungen</i>	2	3	3	T
59	Verbundvorhaben: Netzstabilisierung auf Mittelspannungsebene [Netz-Patron] - Entwicklung einer Netzkopplungstechnologie zum Schutz von Industriebetrieben vor Spannungsstörungen; Teilvorhaben: Kennzahlen zur Netzqualität und Energie-Monitoring-System	2016	2019	Steinbeis-Transferzentrum Energie und EMV, Gerlingen, Baden-Württemberg	<i>Konzeptentwicklung; Lastmanagement; Informationsaustausch; Standardisierung</i>	2	3	4	T
60	Systems with High Level Integration of Renewable Generation Units	2007	2009	Department of Energy Technology – Aalborg University, (DK)	<i>Erdreichwärmeübertragung; Klimatisierung; Modellierung</i>	2	2	4	T
61	PHI-Factory: Energetische Flexibilisierung von Fabriken zur Optimierung der energierelevanten Kosten unter Einbezug der Auswirkungen auf die Energieeffizienz und der Anforderungen zukünftiger Verteilnetze. Teilprojekt: Zustandsbasiertes Energie-Monitoring System.	2016	2019	Software Aktiengesellschaft, Darmstadt, Hessen	<i>Verteilnetzanbindung; Energiemonitoring-System; Plattform</i>	3	10	5	T
62	DRIP – Demand Response in Industrial Production	2012	2015	RWE	<i>Potentiale Nachfrageflexibilisierung; Industrieprozesse; Großhandelsmarkt; praktische Untersuchungen</i>	3	9	8	M
63	Verbundvorhaben: Gekoppelte Optimierung von Flexibilitäten in Energieerzeugung sowie Verbrauch unter Berücksichtigung der Auskopplung in andere Märkte (Wärme); Teilvorhaben: Analyse der regulatorischen und strommarktrelevanten Rahmenbedingungen	2013	2017	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, Baden-Württemberg	<i>Geschäftsmodellentwicklung; Marktregeln</i>	3	8	7	M

64	Verbundvorhaben NET-Control: Entwicklung intelligenter Netzregelungs-Elektroniken zur Netzstabilisierung durch Regelung des Lastverhaltens mittels flexibler Strom-Einspeisung und -Entnahme; Teilvorhaben: Optimales Netz-Prozess-Management für komplexe, verteilte Systeme	2015	2018	Technische Universität Kaiserslautern - Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Kaiserslautern, Rheinland-Pfalz	<i>Industrieprozesse; Demand Side Management; Netzdienstleistungen</i>	3	8	5	T
65	Demand response medium sized industry consumers	2009	2011	Danish Technological Institute, (DK)	<i>Nachfrageflexibilisierung; Preis- und Steuerungssignal; industrielle Stromverbraucher</i>	3	8	5	M
66	Price elastic electricity consumption and electricity production in industry	2006	2010	Dansk Energi Analyze a/s (DK)	<i>Marktzugang; Nachfrageflexibilisierung; Vertragsbedingungen</i>	3	8	7	M
67	Verbundvorhaben: C/sells - Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands; Teilvorhaben: Demand-Side-Management von Industrie- und Gewerbebetrieben für die Teilnahme am regionalen Flexibilitätsmarkt	2017	2020	EAM EnergiePlus GmbH, Kassel, Hessen	<i>Industrieprozesse; Lastmanagement; praktische Untersuchungen</i>	3	8	4	M /T
68	Flexiciency - energy services demonstrations of demand response, FLEXibility and energy efficiency based on metering data	2015	2019	ENEL	<i>Flexibilitätsprodukte; Prozessstandardisierung; praktische Untersuchungen</i>	3	8	10	M
69	Kibernet	2009	2011	INEA d.o.o. (SL)	<i>Systemprototyp; Lastenmanagement; Industrie</i>	3	8	4	T
70	OPTIMATE	2009	2012	TECHNOFI – (FR)	<i>Testplattform; neue Marktdesigns</i>	3	7	5	M
71	Happy Power Hour	2007	2013	Bergische Universität Wuppertal	<i>Demand Side Management; industrielle Stromverbraucher</i>	3	7	4	M
72	Micro-Request-Based Aggregation, Forecasting and Scheduling of Energy Demand, Supply and Distribution (MIRACLE)	2010	2013	SAP AG (DE)	<i>Flexibilität; Netzstabilität</i>	3	7	5	M
73	Verbundvorhaben: Grid Integration - Technische Integration und Steuerung von marktorientierten dezentralen Flexibilitäten in einem Verteilnetzautomatisierungssystem; Teilvorhaben: Horizontaler Austausch zwischen zwei Verteilnetzen zur Erbringung von Systemdienstleistungen	2016	2019	ENTEKA AG, Darmstadt, Hessen	<i>Netzstabilität; 'Netzampel'; Geschäftsmodellentwicklung Verteilnetzbetreiber; praktische Untersuchungen</i>	3	7	4	M /T
74	eTelligence	2008	2012	EWE AG	<i>IKT-Anbindung; regionale Marktplätze</i>	3	7	3	M
75	FOREnergy	2012	2015	Projektgruppe RMV des Fraunhofer IWU	<i>Industrieprozesse; Modellierung; Speicherung; Tarife; Smart Grids; praktische Untersuchungen</i>	3	6	4	T
76	Verbundvorhaben: C/sells ' Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands; Teilvorhaben: Effiziente	2017	2020	FZI Forschungszentrum Informatik am Karlsruher Institut für	<i>Lastmanagement; Marktintegration Gewerbesektor; Marktplattform; praktische Untersuchungen</i>	3	6	4	M

	Nutzung von Flexibilität in intelligenten Zellen (ENFiZ)			Technologie, Karlsruhe, Baden-Württemberg					
77	Verbundvorhaben: Grid Commander - Vernetzte, teilautarke Steuerung von Mittel- und Niederspannungsnetzen; Teilvorhaben: Spannungsebenenübergreifende Überwachungs- und Regelungsstrategien	2015	2018	Bergische Universität Wuppertal - Fachbereich E - Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik - Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal, Nordrhein-Westfalen	<i>Regelungskonzept für Mittel- und Niederspannungsnetze; Automatisierung; praktische Untersuchungen</i>	3	6	4	T
78	EcoGrid EU	2011	2014	Energinet.dk, (DK)	<i>Stromsystem; Modellierung; Smart Grid</i>	3	6	6	M
79	Demand Side Response (DSR) programs	2011	2012	PSE Operator S.A.(PL)	<i>Emergency DSR programs; Smart Grids; praktische Untersuchungen</i>	3	6	6	M
80	Verbundvorhaben: New 4.0 Norddeutsche Energiewende; Teilvorhaben: Verbesserte Markt- und Systemintegration fluktuierender, dezentraler Anlagen durch die Kombination mit Flexibilitäten	2016	2020	ARGE Netz GmbH & Co. KG, Breklum, Schleswig-Holstein	<i>Sektorenkopplung; Virtuelle Kraftwerke; Systemdienstleistungen</i>	3	6	6	M /T
81	Fenix	2005	2009	iberdrola Distribucion (ES)	<i>Virtuelle Kraftwerke; praktische Untersuchungen; KWK</i>	3	5	5	T
82	Verbundvorhaben: grid-control - Advanced Decentral Grid Control; Teilvorhaben Landis + Gyr: Umsetzung des Regionalen Energie Management Systems	2015	2018	Landis + Gyr GmbH, Nürnberg, Bayern	<i>Demand Side Management; Plattform; Gebäude Energie Management; praktische Untersuchungen</i>	3	5	4	T
83	E-Dema - Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft	2013	2019	RWE	<i>Elektronischer Handelsplatz; Plattform; praktische Untersuchungen</i>	3	5	3	M
84	Verbundvorhaben: Verteilnetz 2020 - Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen, Teilvorhaben: Systemintegration	2014	2018	Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik - Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, München, Bayern	<i>Netzentwicklung; Netzstabilität; praktische Untersuchungen</i>	3	5	3	T
85	Verbundvorhaben: Green Access - Intelligente Verteilnetzautomatisierung für einen erhöhten Zugang regenerativer Energien; Teilvorhaben Bilfinger Mauell: Konzeption von Schnittstellen und Protokollen für den sicheren und	2015	2018	Mauell GmbH, Velbert, Nordrhein-Westfalen	<i>Verteilnetzautomatisierung; Smart Grid-Management; praktische Untersuchungen</i>	3	5	6	T

	wirtschaftlichen Betrieb der Verteilnetzautomatisierung								
86	iPower	2011	2016	Risø DTU, (DK)	<i>Plattform; IKT; EE-Integration</i>	3	5	6	T
87	Verbundvorhaben: LINDA - Lokale Inselversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen; Teilvorhaben: SYSINNET	2015	2018	Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik - Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, München, Bayern	<i>System- und Notfallkonzepte; Inselnetzbetrieb nach Black-Out; praktische Untersuchungen</i>	3	5	4	T
88	IRIN	2009	2011	Verein zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung (DE)	<i>Framework; Netzausbau</i>	3	5	6	M
89	Low Carbon London	2010	2014	UK Power Networks	<i>Demand Side Management; Elektrifizierung weiterer Sektoren; Mobilität</i>	3	5	2	T
90	Verbundvorhaben: Netzebenen-übergreifendes Planungsinstrument zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland integriert in einer OpenEnergy-Plattform; Teilvorhaben: EWE Forschungszentrum	2015	2018	EWE - Forschungszentrum für Energietechnologie e. V., Oldenburg, Niedersachsen	<i>Netzausbau; Flexibilitätsoptionen; Wechsellspannungsnetz-Modell</i>	3	4	7	T
91	Real-time demonstration test and evaluation of Bornholm electricity network with high wind power penetration	2009	2012	CET-DTU, (DK)	<i>Forschungsplattform; Netzausbau; praktische Untersuchungen</i>	3	4	3	M /T
92	EcoGrid Denmark, ForskEL	2007	2009	Danish Technological Institute, (DK)	<i>Langfristige Technologie- und Marktlösungen; EE-Integration</i>	3	4	6	M /T
93	AMIS	2005	2012	Energie AG OÖ Netz GmbH(AT)	<i>Technologieplattform für Anwendungen; Automatisierung von Netzkomponenten; Smart Grid</i>	3	4	5	T
94	DER-IREC 22@Microgrid	2009	2011	GTD Sistemas de Informacion SA (ES)	<i>Plattform; Integration verteilter Energieressourcen</i>	3	4	4	M
95	Verbundvorhaben: LAGE-EE - Lastverschiebungspotentiale von Gebäuden für Strom aus erneuerbaren Energien; Teilvorhaben: Einrichtung einer standort-übergreifenden Kommunikationsinfrastruktur und cloudbasierte Regelungen zum Energie- und Lastenmanagement	2015	2019	Kiwigrid GmbH, Dresden, Sachsen	<i>Energiemanagement-Plattform; Framework; IKT; praktische Untersuchungen</i>	3	4	6	T
96	MoMa – E-Energy Projekt Modellstadt Mannheim	2008	2012	MVV Energie	<i>Speicherung; Smart Grid</i>	3	4	2	M
97	Flexcom, ForskEL	2008	2013	Risø DTU, (DK)	<i>Konzeptentwicklung; Framework; Informationsaustausch; Standardisierung</i>	3	4	6	T

98	Verbundvorhaben: Plattform zur Synchronisation des regionalen Stromverbrauchs industrieller Anwender mit dezentraler Energieerzeugung in der Modellregion Aachen - Teilvorhaben: Verbrauchsprognose für energieintensive Verbraucher der Stahlindustrie und Entwicklung von energieflexiblen Produktionsplanungsmethoden	2015	2018	PSI Metals GmbH, Düsseldorf, Nordrhein-Westfalen	<i>Energieflexible Produktionsplanung und -steuerung; Plattform; praktische Untersuchungen</i>	3	3	5	T
99	NIGHT WIND	2006	2008	NEDERLANDSE ORGANISATIE VOOR TOEGEPAST NATUURWETENSCHAPPE LIJK ONDERZOEK (NL)	<i>Konzeptentwicklung; thermische Speicher; Informationsaustausch; Standardisierung</i>	3	3	4	T
100	Verbundvorhaben: ALPRO - Selbstlernende Algorithmen zur Leistungsprognose für PV-Anlagen als Instrument zum dezentralen Energiemanagement; Teilvorhaben: Entwicklung von selbstlernenden Algorithmen zur adaptiven, system- und standortspezifischen PV-Leistungs-Prognose	2016	2019	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg im Breisgau, Baden-Württemberg	<i>PV-Stromerzeugung; Prognosealgorithmen</i>	3	3	4	T
101	econnect Germany	2012	2014	smartlab Innovationsgesellschaft	<i>Elektromobilität; Smart Grid; IKT</i>	3	2	5	T
102	Verbundvorhaben: NetzDatenStrom - Standardkonforme Integration quelloffener Big Data-Lösungen in existierende Netzleitsysteme; Teilvorhaben BTC: Konzipierung und Validierung von standardkonformen Schnittstellen	2016	2019	BTC Business Technology Consulting AG, Oldenburg, Niedersachsen	<i>Big Data; Architekturkonzept Leitsysteme</i>	3	2	6	T
103	Miniaturisierter Oberflächenplasmonenresonanz-Sensor (μ -SPIN)	2014	2017	Starkstrom - Gerätebau Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Regensburg, Bayern	<i>Transformatoren; Prävention Betriebschäden</i>	3	0	5	T
104	EnOB: SOMAK: Solare magnetische Klimatisierung von Gebäuden (SOMAK). Teilvorhaben: numerische Simulation des Gesamtsystems und energetische Analyse des Demonstrators.	2016	2020	INNIUS GTD GmbH, Dresden, Sachsen	<i>Flexibilitätpotentiale; Gebäude-Klimatisierung; Modellierung</i>	3	0	4	T
105	Energetische Flexibilisierung von Fabriken zur Optimierung der energierelevanten Kosten unter Einbezug der Auswirkungen auf die	2016	2019	Bosch Rexroth Aktiengesellschaft, Lohr a. Main, Bayern	<i>Lastmanagement; Industrieprozesse; Speichersysteme; Praktische Anwendung</i>	4	10	5	T

	Energieeffizienz und der Anforderungen zukünftiger Verteilnetze - Flexibilisierung durch ein übergeordnetes Zwischenkreis-DC-Netz und die IKT-Anbindung von Anlagen an ein Regelsystem								
106	Verbundvorhaben: 'Grid Friends - Optimierung lokaler Energieressourcen von Energiegenossenschaften und Analyse einer nutzbringenden Interaktion intern sowie mit weiteren Genossenschaften und Märkten.' Teilvorhaben: 'Design und Implementierung einer Energiemanagementlösung für Energiegenossenschaften.'	2016	2019	Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), Kaiserslautern, Rheinland-Pfalz	<i>Koordinierungsmechanismen des Energiemanagements; Technologieplattform; Praxispartner</i>	4	8	5	M
107	Tertiary reserve power with zero CO2 emission	2011	2014	Elektro-Slovenija (TSO), (SI)	<i>Übertragungsnetzbetreiber; Netzstabilität; Demand Side Management</i>	4	7	6	T
108	Address – Active distribution networks with full integration of demand and distribution energy resources	2008	2013	ENEL	<i>Demand Side Management; Hindernisse; Markt- und Vertragsmodellentwicklung</i>	4	7	6	M /T
109	EU-DEEP	2004	2009	GDF Suez (FR)	<i>Hindernisse EE-Integration; Vermarktung; praktische Untersuchungen</i>	4	6	10	M
110	Verbundvorhaben: Von der lokalen Spitzenlastglättung zur regionalen Lastverschiebung, eine länderübergreifende Demonstrationsinitiative; Teilvorhaben: Stadtwerke Crailsheim.	2016	2019	Stadtwerke Crailsheim GmbH, Crailsheim, Baden-Württemberg	<i>Demand Response; Tarife; Akzeptanz; Praxispartner</i>	4	6	6	M
111	Impedanzregler und Dezentrales Engpassmanagement zur Autonomen Leistungsflusskoordination - Teilvorhaben: Verteilnetzintegration und Feldtest Haßfurt	2016	2019	Stadtwerk Haßfurt GmbH, Haßfurt, Bayern	<i>Netzstabilität; Leistungsflusskoordination; Modellierung; praktische Untersuchungen</i>	4	6	5	T
112	Virtual Power Plant	2008	2010	RWE DAG (DE)	<i>Virtuelle Kraftwerke; Handhabbarkeit</i>	4	6	4	T
113	Grid4EU	2011	2015	ERDF (FR)	<i>Verteilnetzmanagement; Hindernisse; praktische Untersuchungen</i>	4	6	8	M /T
114	Verbundvorhaben: Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser; Teilvorhaben: BittnerKrull	2013	2017	Bittner + Krull Softwaresysteme GmbH, München, Bayern	<i>IKT; Bündelung von Flexibilitäten</i>	4	6	3	T
115	CET2001 Customer Led Network Revolution	2011	2013	CE Electric (UK)	<i>Tarife; Auswirkungen auf Kundenverhalten; Smart Home</i>	4	5	6	M

116	LINEAR	2011	2014	VITO (BE)	<i>Smart Grid; private Haushalte; Praxispartner</i>	4	5	3	T
117	Smart Watts	2008	2013	utilcount GmbH & Co KG	<i>Flexible Tarife; Anreize; praktische Untersuchungen</i>	4	5	2	M
118	Verbundvorhaben: Offene Elektrizitätsmärkte mit direkter Indikation zwischen Verteilnetzbetreibern zur Integration von erneuerbaren Energien; Teilvorhaben: Entwicklung von Systemlösungen für Smart-Grid Komponenten	2016	2019	Devolto AG, Aachen, Nordrhein-Westfalen	<i>Netzstabilisierung; Smart Metering; Lastenmanagement; praktische Untersuchungen</i>	4	4	9	T
119	Advanced Systems of Efficient Use of Electrical Energy - SURE	2011	2014	Teces (SL)	<i>Netzwerkkonzepte; praktische Untersuchungen</i>	4	4	5	T
120	WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands; Teilvorhaben: Systemintegration von über 100 MW Power-to-Fernwärme in Berlin	2016	2020	Vattenfall Europe Wärme Aktiengesellschaft - Business Development - Partnership Management, Berlin, Berlin	<i>Sektorenkopplung; Netzengpassbewirtschaftung; praktische Untersuchungen</i>	4	3	3	T
121	EnOB: Dyn-GSGK: Nutzung dynamischer geothermischer Systeme zur sorptions-gestützten nachhaltigen Klimatisierung.	2016	2019	Technische Universität Hamburg-Harburg - Institut für Thermofluidynamik (M21), Hamburg, Hamburg	<i>Demand Response; Prognosealgorithmen</i>	4	2	3	T
122	Verbundvorhaben EnEffReg: Ganzheitliche Energieeffizienzregelung für versorgungstechnische Anlagen der industriellen Produktion; Teilvorhaben: Erprobung der kennzahlbasierten Regelung an typischen Infrastrukturanlagen der pharmazeutischen Industrie	2016	2019	Bayer Pharma Aktiengesellschaft - Site Management Berlin/ Engineering, Berlin, Berlin	<i>Versorgungstechnik; Energieeffizienz; Praxispartner</i>	4	2	4	T
123	CoordiNet	2019	2022	ENEL (IT)	<i>Demand Response; Prosumer; Smart Grid; Big Data; Künstliche Intelligenz</i>	3	7	8	M /T
124	Reserve	2016	2019	RWTH Aachen	<i>Smart Grid; IKT; Automatisierte Frequenz- und Spannungshaltung;</i>	3	3	9	T
125	Verbundvorhaben: FUSE - Future Smart Energy	2018	2021	Easy Smart Grid GmbH	<i>Smart Grid; IKT; Condition Monitoring; Predictive Maintenance ;Demand Side Management</i>	3	5	7	T
126	Verbundprojekt: Dynamisches Optimierungsmodul zur angebots- und bedarfsgerechten Zuschaltung von Energieträgern kombiniert mit wärmepumpentauglichem Wärmespeicher (dynOpt-En)	2018	2021	Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung (IOSB), Karlsruhe	<i>Sektorenkopplung; Energieeffizienz; Energiespeicherung; Optimierung</i>	3	2	4	T

127	Verbundvorhaben: Analyse der Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der europaweiten Kopplung der Strommärkte (AVerS);	2016	2019	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)	<i>Versorgungssicherheit; Netzstabilität; Marktkopplung; Marktdesign; Energieszenarien</i>	2	5	4	M /T
128	MathEnergy - Mathematische Schlüsseltechniken für Energienetze im Wandel	2016	2020	Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen (SCAI), Sankt Augustin, Nordrhein-Westfalen	<i>Sektorenkopplung; Netzmodellierung; Optimierung; Netzmonitoring</i>	3	3	4	T
129	Grid Friends - Optimierung lokaler Energieressourcen von Energiegenossenschaften und Analyse einer nutzbringenden Interaktion intern sowie mit weiteren Genossenschaften und Märkten.	2016	2019	Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik (ITWM), Kaiserslautern	<i>Energiemanagement; Demand Side Management; Autarkie</i>	4	3	7	M /T