

Roadmap Demand Side Management.

**Industrielles Lastmanagement für ein zukunfts-
fähiges Energiesystem.**

Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern.

Impressum.

Herausgeber.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Geschäftsbereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 72 61 65-821
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
E-Mail: schenuit@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren.

Hannes Seidl, dena
Carolin Schenuit, dena
Mario Teichmann, dena

Stand: 06/2016

Alle Rechte sind vorbehalten.

Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Inhalt.

1	Zusammenfassung.....	5
2	Einleitung.	8
3	Handlungsfelder.	11
3.1	Wirtschaftlichkeit von DSM.....	12
3.2	Netzentgelte und besondere Netzentgelte gemäß StromNEV § 19 (2).....	13
3.3	Präqualifikationsprozess für Regelleistungsmärkte.....	15
3.4	Regelleistungsprodukte.	17
3.5	Rollenverteilung Bilanzkreisverantwortlicher und DSM-Vermarkter.....	18
3.6	Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).....	19
3.7	Informations- und Datenlage.....	21
3.8	Berücksichtigung von DSM beim Energiemanagement.....	23
3.9	Technische Flexibilität von Prozessen.....	25
3.10	DSM-Roadmap bis 2025.	27
4	Forschungsbedarf.	29
4.1	SINTEG-Forschungsprojekte.	29
4.2	DSM auf Verteilnetzebene.	30
4.3	DSM-Potenziale.	31
4.4	Auswirkungen von Flexibilität auf Alterung, Wartung und Instandhaltung.....	32
4.5	Wechselwirkungen zwischen Energieeffizienz und Flexibilität.	33
4.6	Flexibilität im Kontext Digitalisierung und Industrie 4.0.	34
5	Abkürzungen.	35

1 Zusammenfassung.

In Zeiten stark steigender Anteile erneuerbarer Energien, ist für deren weitere Systemintegration Flexibilität im Stromsystem von immer größerer Bedeutung. Flexibilität bereitstellen können z.B. flexible Kraftwerke, die ihre Produktion an die Stromerzeugung von Windkraft- und PV-Anlagen anpassen, Speicher, die den erneuerbaren Strom zwischenspeichern können oder leistungsfähige Stromnetze, die den Strom großflächig transportieren und verteilen können. Eine andere Möglichkeit ist das Anpassen der Stromlast an die Stromerzeugung – das sogenannte Demand Side Management (DSM). DSM wird zunehmend zu einer wichtigen Flexibilitätsoption im deutschen Stromsystem.

Im Bereich DSM gibt es unterschiedliche Herausforderungen, die eine Erschließung und Vermarktung von Flexibilitäten in der Industrie aktuell erschweren. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat im Rahmen des Pilotprojekts DSM Bayern die vorliegende Roadmap entwickelt, die einen Überblick der Herausforderungen gibt und konkrete Handlungsempfehlungen ausspricht:

- Die Herausforderungen der **Informations- und Datenlage** beziehen sich darauf, Unternehmen über Vermarktungsmöglichkeiten von DSM zu informieren und in den Unternehmen prozessspezifische Energiedaten zu erheben, um vorhandene Flexibilitätspotenziale zu ermitteln.
- **Energiewirtschaftliche Herausforderungen** bündeln in erster Linie Herausforderungen bestehender regulatorischer Regelungen der Flexibilitätsmärkte.
- **Betriebswirtschaftliche Herausforderungen** umfassen notwendige Kosten für die Erschließung und Vermarktung von DSM bei Unternehmen sowie die Gegenüberstellung von Kosten und erzielbaren Erlösen.
- **Technische Herausforderungen** ergeben sich, wenn industrielle Prozesse flexibel eingesetzt und geschaltet werden sollen.
- Neben diesen Herausforderungen gibt es weiterhin offene Fragen im Bereich DSM, die sich in den **Forschungsbedarf** einordnen.

Aktuelle Marktsituation für DSM.

Aus den Erfahrungen des Pilotprojekts DSM Bayern lässt sich folgendes Bild über die aktuelle Marktsituation von DSM in Deutschland ableiten: DSM ist in weiten Teilen der Industrie kaum bekannt und wird nur teilweise in der energieintensiven Industrie eingesetzt. Entscheidend für die weitere Verbreitung von DSM ist es, einen diskriminierungsfreien Zugang zu den bestehenden und zukünftigen Marktfeldern zu ermöglichen. Neben diesen regulatorischen Aspekten ist insbesondere die weitere Erprobung und damit verbundene Klärung technischer Herausforderungen in den Unternehmen notwendig.

In den letzten Jahren haben sich die Märkte für Flexibilität deutlich entwickelt. Es gibt viele Vermarkter, die Pools bilden und anbieten, die Zugangsbedingungen für DSM am Regenergiemarkt wurden und werden verbessert, flexiblere Stromlieferverträge können aufgrund zunehmenden Wettbewerbs abgeschlossen werden und eine stärkere Verbreitung von Energiemanagementsystemen (EMS) in den Unternehmen findet statt. Gleichzeitig führen das niedrige Niveau der Stromgroßhandelspreise sowie

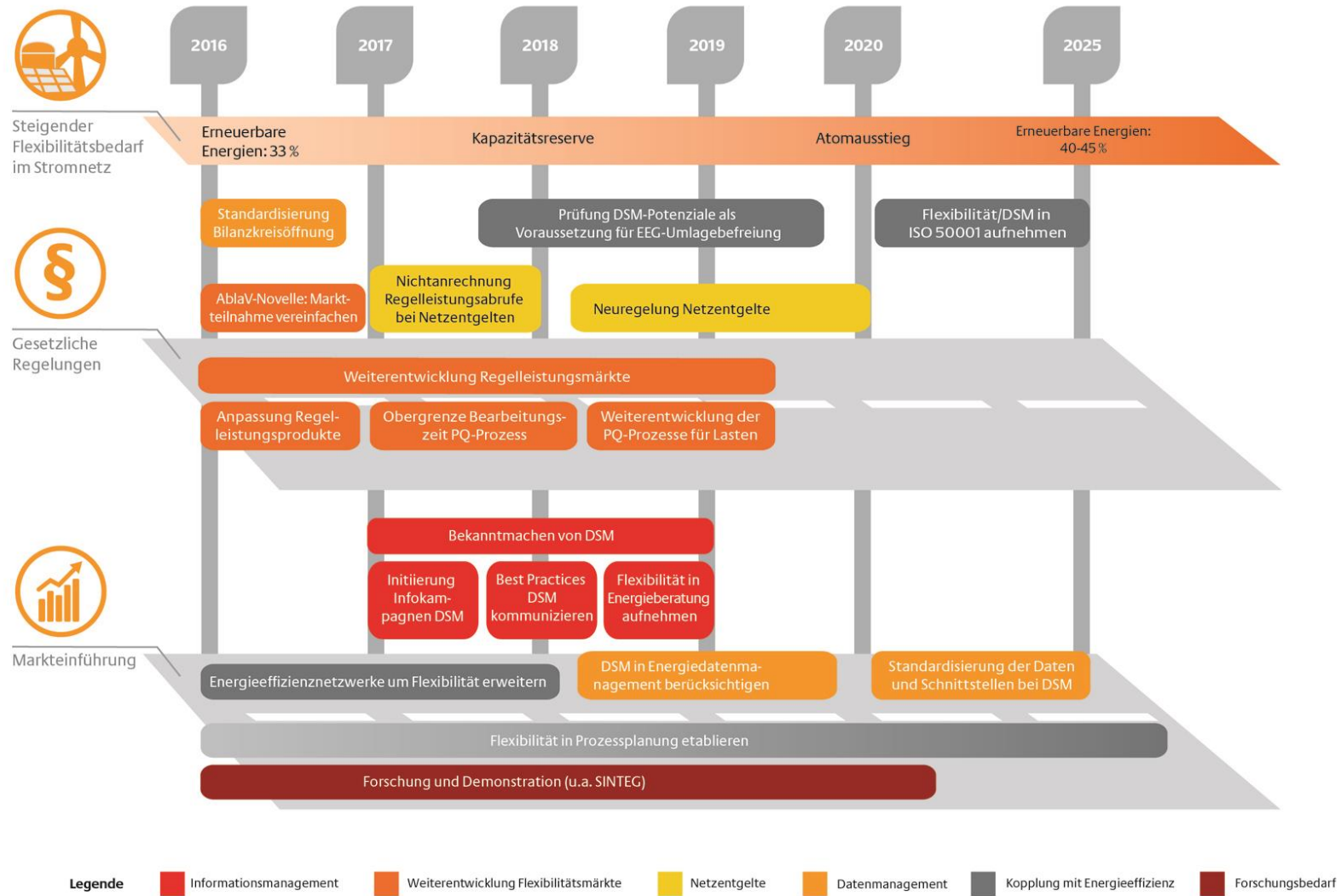
deren Preisspread nur zu geringen Anreizen für die Industrie, ihren Strombezug zu flexibilisieren.¹ Mittelfristig wird erwartet, dass weitere konventionelle Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt gehen werden und – verbunden mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien – deutliche Marktpreissignale entstehen. Schritte dazu sind beispielweise der Start der Kapazitätsreserve in 2017 sowie der sukzessive Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022.

Die wichtigsten Handlungsempfehlungen:

1. **Informationskampagnen zu DSM** für Industrieunternehmen durchführen und DSM thematisch in den Austausch **bei Energieeffizienznetzwerken einbeziehen**.
2. **Ein Level-Playing-Field**, also gleiche Marktteilnahmevoraussetzungen für alle Flexibilitätsoptionen anstreben und vorhandene Markteintrittsbarrieren abbauen.
3. **Aktuelle Netzentgeltsystematik überprüfen, kurzfristig vor allem die besonderen Netzentgelte**, im Hinblick auf ihre gewünschte Wirkung im Kontext der Bereitstellung von Flexibilität und der Erschließung von DSM.
4. **DSM-Potenzialprüfung** als Pflicht in BAFA-Anforderungsliste zur EEG-Umlagebefreiung und perspektivisch als Standard in Energieaudits nach DIN EN ISO 50001 bzw. DIN EN 16247-1 aufnehmen.

¹ Eine wichtige Ausnahme bildet die Optimierung der Netzentgelte in Form von Spitzenlastmanagement, welches aufgrund der starken finanziellen Anreizwirkung in weiten Teilen der Industrie angewendet wird.

Abbildung 1: Roadmap Demand Side Management.



2 Einleitung.

Energiepolitischer Hintergrund.

Die europäischen und nationalen Zielsetzungen der Energie- und Klimapolitik erfordern erhebliche Veränderungen und Anpassungen der Energieversorgung in Deutschland. Für die Sicherstellung einer umweltfreundlichen, wirtschaftlichen und zuverlässigen Energieversorgung ist ein intelligentes Energiesystem, in dem alle Akteure eng miteinander verknüpft sind und auf Marktsignale rasch reagieren können, eine wesentliche Grundlage.

Deutschland hat bereits entscheidende Weichenstellungen für die Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien vorgenommen. Innerhalb weniger Jahre ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland erheblich auf zuletzt 32,5 Prozent im Jahr 2015 gestiegen. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Deutschland bis 2050 auf mindestens 80 Prozent zu steigern.

Mit dem bayerischen Energieprogramm von 2015 hat die Bayerische Staatsregierung eine Strategie dargelegt, um den volks- und energiewirtschaftlich besten Mix eines umweltverträglichen und von den Bürgern akzeptierten Ausbaus erneuerbarer Energien voranzutreiben, die Energienetze auszubauen und eine effiziente Energienutzung in allen Bereichen zu ermöglichen. Dabei sollen auch die Potenziale von Lastmanagement so weit als möglich ausgeschöpft werden².

Steigende Bedeutung von Flexibilität im Stromsystem.

Vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien kommt der Nutzung der Flexibilisierungspotenziale auf der Nachfrageseite eine wichtige Rolle zu. In der Vergangenheit beruhte das deutsche Stromversorgungssystem auf dem Prinzip, die Erzeugung dem Verbrauch anzupassen (Lastfolgebetrieb der Kraftwerke). In einem Stromsystem, das maßgeblich auf der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien basiert, werden Ausgleichmechanismen, sogenannte Flexibilitäten, wichtiger werden, damit weiterhin eine hohe Stabilität des Stromsystems gewährleistet werden kann.

In den letzten Jahren gab es viele Überlegungen zur Weiterentwicklung des Strommarkts. Im Entwurf zum Strommarktgesetz vom 20. Januar 2016 wird betont, dass für den zukünftigen Strommarkt die Flexibilität der Nachfrage eine zentrale Rolle spielt und daher u. a. die Eintrittsbarrieren auf dem Regelleistungsmarkt abgebaut werden sollen.

² Vgl. Bayerisches Energieprogramm für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung (StMWi, 2015), u. a. S. 33.

DSM als wichtige Flexibilitätsoption.

Lastmanagement bezeichnet die Anpassung und Steuerung der Stromnachfrage durch das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten. Dies geschieht heute hauptsächlich aus betriebsinternen Gründen. Grund dafür kann zum Beispiel das Spitzenlastmanagement sein, bei dem die Stromabnahme aus dem Stromnetz ein bestimmtes Maximum nicht überschreiten soll (Kosten) oder darf (technische Gründe). Demand Side Management ist Lastmanagement, das aufgrund überbetrieblicher, energiewirtschaftlicher oder netzseitiger Anreize wie z. B. Regelleistungsabrufe oder Preisspitzen am Stromspotmarkt durchgeführt wird. In verschiedenen Studien wurde bereits aufgezeigt, dass grundsätzlich in allen Verbrauchssektoren technische Potenziale zur Laststeuerung vorhanden sind.³ In der energiewirtschaftlichen Debatte stehen die DSM-Potenziale in Industrie und Gewerbe im Fokus, da dort im Allgemeinen größere Einzellasten und vorhandene Mess- und Steuerungstechnik die Erschließung von DSM-Potenzialen vereinfachen. In Studien werden zum Teil sehr hohe DSM-Potenziale in Deutschland ermittelt, die Größenordnungen betragen dabei 5–15 GW⁴. Fraglich bleibt dabei zumeist, zu welchem Preis und über welchen Abrufzeitraum diese Leistung zur Verfügung gestellt werden könnte. Für die tatsächliche Erschließung und Nutzung der DSM-Potenziale sind diese Fragen jedoch ausschlaggebend.

Insbesondere für Bayern spielt die Frage nach den realen Flexibilisierungspotenzialen in naher Zukunft eine große Rolle. Durch die Abschaltung der direkt in Bayern angesiedelten Atomkraftwerke Gundremmingen und Isar 2 sowie durch Abschaltungen in Baden-Württemberg gelegener Kraftwerke werden in absehbarer Zeit große Mengen konventioneller Erzeugungskapazitäten wegfallen. Gleichzeitig ist Süddeutschland aufgrund seiner Wirtschaftsstärke eine Stromlastsenke, benötigt also große Mengen an Strom. Zur Deckung dieses Bedarfs sind auf Übertragungsebene größere Ausbaumaßnahmen der Stromnetze geplant, die aber derzeit nur mit großen Verzögerungen umgesetzt werden. Die verstärkte Nutzung lastseitiger Flexibilität könnte dazu beitragen, zukünftig weiterhin Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

DSM kann außerdem grundsätzlich dazu beitragen, volatile erneuerbare Energien in höherem Umfang in das Stromsystem zu integrieren. Perspektivisch können in wind- und sonnenstarken Zeiten Lasten aktiviert und somit erneuerbarer Strom von Anlagen genutzt werden, die sonst unter Umständen abgeregelt werden müssten. In Zeiten hoher Strompreise hingegen können Lasten heruntergeregelt werden. Durch beide Varianten folgt die Nachfrage dem Stromangebot und erlaubt so mittelfristig die Integration größerer Mengen erneuerbarer Energien als bei starr bleibender Nachfrage.

³ Vgl. dena-Netzstudie II (2010); Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE, 2010).

⁴ Leitstudie Strommarkt, r2b energy consulting GmbH (2014); Demand Side Integration – Lastverschiebepotenziale in Deutschland (VDE, 2012).

Das Pilotprojekt DSM Bayern.

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) führt, gefördert durch das Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, von 2013 bis 2016 das Pilotprojekt DSM Bayern durch. Ziel des Pilotprojekts ist es, bayerische Unternehmen dabei zu unterstützen, vorhandene Lastverlagerungspotenziale zu erkennen und erfolgreich zu vermarkten. Mithilfe der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse werden unter Einbindung weiterer Marktakteure Lösungen für identifizierte Problemstellungen sowie praktische Hilfen für die Umsetzung von Demand Side Management (z. B. Standards und Leitlinien) entwickelt.

Im Pilotprojekt wurden unterschiedliche Industrieunternehmen aus Bayern als Projektteilnehmer angeworben, bei der Identifizierung ihrer Flexibilitätspotenziale unterstützt und durch die dena und am Projekt beteiligte Direktvermarkter von Strom bei der möglichen Vermarktung dieser Potenziale begleitet. Es wurden über 170 Unternehmen angesprochen, von mehr als 50 Unternehmen wurden ausführliche Daten aufgenommen und mehr als 35 Unternehmen wurden vor Ort durch dena-Experten beraten.

Parallel zu diesem praxisbezogenen Vorgehen begleitete ein fachkundiger Projektbeirat das Projekt. Der Projektbeirat setzte sich zusammen aus Industrieunternehmen, DSM-Vermarktern, Technologieanbietern, Stadtwerken, Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (VNB), der Bundesnetzagentur, dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, Verbänden, der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) sowie Vertretern der dena.

Wesentliche Erkenntnisse des Pilotprojekts sind: Es gibt in vielen Unternehmen DSM-Potenziale. Auch Vermarktungswege für diese Potenziale sind grundsätzlich vorhanden. Die Rahmenbedingungen in den verschiedenen Marktfeldern für Flexibilität sind aber immer noch sehr anspruchsvoll und auf Unternehmen der Energiewirtschaft, wie etwa Kraftwerksbetreiber, zugeschnitten. Dies verhindert eine breitere Marktteilnahme von Unternehmen ohne entsprechende Expertise.

Roadmap DSM.

Übergeordnetes Ziel der vorliegenden Roadmap ist es, den Handlungsbedarf zu beschreiben, um den in Zukunft erwarteten Flexibilitätsbedarf auch mit flexiblen Lasten erschließen zu können. Die Roadmap leitet aus den Erfahrungen des Pilotprojekts DSM Bayern Handlungsempfehlungen ab, damit die in Deutschland vorhandenen DSM-Potenziale besser erschlossen werden können. Die beschriebenen Herausforderungen basieren auf Erfahrungen der teilnehmenden Unternehmen und DSM-Vermarkter bei der Erschließung und Vermarktung von Flexibilitäten, flankiert durch die Projektbegleitforschung und die Erfahrungen und Einschätzungen der Stakeholder im Projektbeirat. Die abgeleiteten Handlungsempfehlungen sind Ergebnis der Diskussion der Herausforderungen und der Erörterung geeigneter Lösungswege in diesem breiten Stakeholderkreis.

3 Handlungsfelder.

Die Herausforderungen treten in unterschiedlichen Gebieten auf. Das folgende Kapitel beschreibt die Bedeutung und die Herausforderungen der einzelnen Handlungsfelder in Bezug auf DSM. Basierend auf den Projekterfahrungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern und in enger Abstimmung mit dem Projektbeirat hat die dena für jedes Handlungsfeld Handlungsempfehlungen abgeleitet, um die vorhandenen Herausforderungen bei der Erschließung und Vermarktung von DSM-Potenzialen zu meistern.

Abbildung 2: Übersicht Herausforderungen DSM.



3.1 Wirtschaftlichkeit von DSM.

Bedeutung.

Unternehmen werden nur Flexibilisierungen durchführen, wenn diese betriebswirtschaftlich sinnvoll sind und angemessene Erlöse erzielt werden können. Dies ist nicht immer der Fall, da das Preisniveau für Flexibilität aktuell relativ niedrig ist. Dies verdeutlicht ein Blick auf die niedrigen Preise am Stromspotmarkt der EEX und die gefallenen Preise an den Regelenenergiemärkten, insbesondere der Minutenreserveleistung (MRL).

Herausforderungen.

- Hohe Opportunitätskosten für die Flexibilitätsbereitstellung sorgen in den meisten Unternehmen dafür, dass DSM-Vermarktung nur in geringem Umfang umgesetzt wird.
- In naher Zukunft sind vor allem durch eine große Zahl nicht voll ausgelasteter konventioneller Kraftwerke ein hohes Angebot an Flexibilität und entsprechend geringe Marktpreise für DSM zu erwarten.

Handlungsempfehlung.

- **Flexible Stromlieferverträge** entwickeln: Für Industrieunternehmen sollte es einfacher werden, einen Stromliefervertrag mit flexiblen, an den Stromspotmarkt gekoppelten Bezugspreisen abzuschließen. Im Zuge der weiteren Entwicklung des Strommarkts 2.0 ist zu erwarten, dass kurzfristige Preisentwicklungen zukünftig ohnehin stärker auf die Preisbildung wirken werden. Stromlieferanten sollten daher neue Stromprodukte entwickeln, die diese erwartete Entwicklung abbilden und gleichzeitig dem Bedarf der Kunden nach Risikotransparenz und -minimierung entsprechen. Solche flexiblen Stromlieferverträge könnten Industrieunternehmen auch den Zugang zur DSM-Vermarktung erleichtern.

Verantwortung: Stromlieferanten, DSM-Vermarkter

Zeithorizont: 2016

Entwicklung.

Die Preissituation reflektiert, dass es aktuell gemessen am Bedarf ausreichend Anbieter von Flexibilität gibt. Der konventionelle Kraftwerkspark stellt große Mengen steuerbarer Erzeugungsleistung bereit und kann aufgrund geringer Auslastung gleichzeitig viele Systemdienstleistungen erbringen. Durch den geplanten Atomausstieg sowie die Überführung von Kraftwerken in die sogenannte Kapazitätsreserve ab 2017 gemäß dem aktuellen Gesetzentwurf zum Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie der Fortführung der bestehenden Netzreserve ist zu erwarten, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung weiter erhöhen wird und dadurch mehr Flexibilitätsbedarf entsteht, der dann nicht mehr allein durch konventionelle Anbieter gedeckt werden kann. Die oben erwähnten Opportunitätskosten sind stark prozess- und produktabhängig. Eine Flexibilisierung und DSM-Vermarktung wird daher auch perspektivisch nicht für alle Unternehmen wirtschaftlich darstellbar sein.

3.2 Netzentgelte und besondere Netzentgelte gemäß StromNEV § 19 (2).

Bedeutung.

Netzentgelte stellen einen wichtigen Bestandteil der Stromkosten für Unternehmen dar, weshalb die Optimierung der Netzentgelte vor allem durch die Begrenzung der Jahreshöchstlast bereits heute einen großen wirtschaftlichen Anreiz für Unternehmen bietet. Dafür werden in sehr vielen Industriebetrieben Spitzenlastmanagementsysteme eingesetzt, die in Form eines betriebsinternen Lastmanagements die bezogenen Stromlasten entsprechend begrenzen.

Die heutige Netzentgeltsystematik setzt keine Anreize für Unternehmen, auf Flexibilitätsbedarfssignale wie Strompreisspitzen oder Netzengpässe zu reagieren. Die bestehenden Regelungen erschweren oder verhindern dies sogar teilweise.

Besonders hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang die besonderen Netzentgelte gemäß StromNEV § 19 (2). Diese Sonderregelungen ermöglichen es Unternehmen, bis zu 90 Prozent des zu zahlenden Netzentgelts einzusparen, wenn:

- a. die Hochlast des Unternehmens nicht in den Hochlastzeitfenstern des umliegenden Verteilnetzes liegt (atypische Netznutzung),
- b. das Unternehmen einen sehr gleichmäßigen Stromverbrauch aufweist, gekennzeichnet durch eine hohe Benutzungsstundenzahl (intensive Netznutzung). Diese berechnet sich aus dem Quotienten seines Jahresstromverbrauchs und der Höchstlast des Unternehmens.

Beide Regelungen sollen der Systemstabilität und Netzentlastung dienen und belohnen einen möglichst gleichmäßigen oder planbaren Stromverbrauch. Flexibilisierungen können deshalb potenziell zum Verlust der besonderen Netzentgeltregelungen führen. Da die Ersparnisse durch die Netzentgeltreduzierungen meist höher sind als mögliche Erlöse durch DSM-Vermarktungen, wird DSM in Unternehmen mit dieser Art der Netznutzung nur in Ausnahmefällen angewendet, wenn die Erhöhung der jährlichen Spitzenlast durch Flexibilisierungen vermieden werden kann. Für die atypische Netznutzung⁵ wurden hier bereits Ausnahmeregelungen eingeführt, sodass Lastspitzen durch Regelleistungsabrufe nicht bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt werden und so eine DSM-Vermarktung erleichtert wird.

Herausforderungen.

- Netzentgelte setzen aktuell zu wenig Anreize für flexibles Verbrauchsverhalten.
- Die besonderen Netzentgelte nach StromNEV § 19 (2) reizen in ihrer aktuellen Form ein stetiges Stromverbrauchsverhalten an und blockieren so die Vermarktung von Flexibilitäten.

Handlungsempfehlungen.

- Im Hinblick auf den zukünftig erwarteten Bedarf an Flexibilität im Strommarkt sowie regional benötigte Flexibilität in den Stromnetzen sollten die **Stromnetzentgelte und insbesondere die Regelungen zu den besonderen Netzentgelten in ihrer Anreizwirkung geprüft und weiterentwickelt** werden. Dafür ist u. a. wichtig zu definieren, welches Lastbezugsverhalten der Verbraucher mit Blick auf den Ausbaubedarf bzw. den Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze gewünscht ist.

⁵ BK4-13-739 (BNetzA, 2013): S. 3f.

Es ist dabei zu erwarten, dass eine Flexibilität des Verbrauchs nicht pauschal netzdienlich ist. Auch wird eine Begrenzung der Höchstlast des einzelnen Verbrauchers auch in Zukunft für die Optimierung des Stromnetzausbaus von hoher Bedeutung sein.

- Im zweiten Schritt sollte ausgearbeitet werden, welche **Rolle die Netzentgelte** einerseits für ein lokal netzdienliches Verbrauchsverhalten und andererseits mit Blick auf zunehmend volatile Strompreise am Spotmarkt, andere übergeordnete Flexibilitätsanforderungen (z. B. Regelleistung) sowie die weiteren Strompreisbestandteile spielen können und sollten.

Verantwortung: BNetzA, BMWi

Zeithorizont: 2018 (StromNEV-Novelle)

- Als **Übergangslösung** könnten **Ausnahmeregelungen für Regelleistungsabrufe** entsprechend der aktuellen Regelung für die atypische Netznutzung (BK4-13-739) eingeführt werden. So würden die Regelleistungsabrufe nicht auf die Erfüllung der Bedingungen nach StromNEV § 19 (2) angerechnet werden und damit das Risiko vermieden, dass ein Unternehmen die Netzentgeltreduktionen verliert. Ein systemdienlicher Einsatz von Flexibilität sollte sich nicht negativ auf die von Unternehmen zu zahlenden Netzentgelte auswirken. Gleichzeitig muss aber auch sichergestellt werden, dass im Netz ausreichend Puffer für diese Regelleistungsabrufe vorhanden sind und dadurch kein zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

Verantwortung: BNetzA, BMWi

Zeithorizont: 2017

Erfolgsaussichten.

Die grundsätzliche Überarbeitung der Netzentgeltsystematik ist ein aufwendiger Prozess, bei dem u. a. Verteilungseffekte und Systemwirkungen berücksichtigt werden müssen. Das BMWi hat in seinem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ darauf verwiesen, ein Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln zu wollen. Flexibilität wird mittlerweile als wichtige Systemeigenschaft erkannt und in diesem Prozess entsprechend berücksichtigt werden. Eine Neuregelung der Netzentgelte wird allerdings nicht kurzfristig erwartet.

Spezielle Sonderregelungen für Regelleistungsabrufe einzuführen, ist technisch machbar (Nachweispflicht) und wird beispielsweise bei der Erbringung von Regelenergie unter Inanspruchnahme der atypischen Netzentgelte bereits durchgeführt.⁶

Laut einer BNetzA-Evaluierung aus dem Jahr 2015 zur Netzdienlichkeit der besonderen Netzentgelte gab es seitens der Verteilnetzbetreiber keine Bestätigung der Annahme, dass die Regelung für VNB geringere Kosten durch z. B. geringeren Netzausbaubedarf bewirke. Eine Überarbeitung der besonderen Netzentgelte wird vermutlich Teil der Netzentgeltnovellierung werden und daher ebenfalls nicht kurzfristig erwartet. Als Übergangslösung könnten aber Ausnahmeregelungen innerhalb der besonderen Netzentgelte für Flexibilität schon vor der Netzentgeltnovelle, auch zur Erprobung ihrer Wirksamkeit, eingeführt werden.

⁶ BNetzA-Beschluss BK4-13-739, S. 3 unter 2f.

3.3 Präqualifikationsprozess für Regelleistungsmärkte.

Bedeutung.

Die Regelleistung ist aktuell das am häufigsten genutzte Marktfeld für DSM. Die Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten sind bisher noch stark an den technischen Voraussetzungen von Energieerzeugungsanlagen ausgerichtet. Daher wird die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen durch die vielfältigen und oft kleinteiligen Produktionsprozesse häufig erschwert.

Nach den derzeitigen Bestimmungen muss jede einzelne technische Einheit für die Regelleistungserbringung präqualifiziert werden. Eine Präqualifikation zusammengefasster Anlagen und Prozesse eines Unternehmens (interner Unternehmenspool), die sich gekoppelt ggf. besser vermarkten lassen, ist nicht möglich. In der Praxis greifen oftmals mehrere Einzelprozesse so stark ineinander, dass sie als ein einziger Prozess wirken. Sie können aber nicht als zusammengefasster Prozess präqualifiziert werden. Gleiches gilt in eingeschränkter Form auch für überbetriebliche Anlagenpools: Auch hier muss jede Anlage für sich gesehen die Anforderungen der Regelleistungsprodukte erbringen, auch wenn sie später im Pool mit anderen Prozessen vermarktet wird. Wegen der Heterogenität der Verbrauchsprozesse ist oft eine individuelle Prüfung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erforderlich, auch wenn bereits ähnliche Prozesse oder baugleiche Anlagen für die Regelleistung präqualifiziert sind.

Der Prozess der Präqualifikation ist aus Sicht des vermarktenden Unternehmens formal und technisch anspruchsvoll, zeitintensiv und zeitlich schlecht planbar. Das führt zu Planungsunsicherheiten und kann sich dementsprechend negativ auf die DSM-Vermarktung auswirken. Aus Sicht der ÜNB stellt sich die Situation entsprechend umgekehrt dar. Bei ihnen entsteht mehr Präqualifizierungsaufwand für kleinere Leistungseinheiten, die darüber hinaus technisch sehr unterschiedlich sein können sind. Gleichzeitig sind die ÜNB dafür verantwortlich, sicherzustellen, dass diese Anlagen im Abruffall auch zuverlässig Regelleistung erbringen können, da diese für die Sicherung der Systemstabilität eingesetzt wird.

Verbesserungsmöglichkeiten sollten daher vor allem im Bereich der Prozessoptimierung der Präqualifikation verfolgt werden. Ein weiterer Verzögerungsfaktor im Präqualifizierungsprozess kann entstehen, wenn ein Unternehmen keinen schriftlichen Netzanschlussvertrag mit seinem Verteilnetzbetreiber abgeschlossen hat, sondern lediglich über den aktiven technischen Anschluss ein konkludentes Vertragsverhältnis besteht. Für die Präqualifikation an den Regelleistungsmärkten muss der VNB eine Anschlussnetzbetreiberbestätigung ausstellen. Einige VNB verweigern jedoch die Ausstellung, wenn kein schriftlicher Netzanschlussvertrag vorliegt.

Herausforderungen.

- Präqualifikation ist ein aufwendiger und zeitintensiver Prozess. Das Ergebnis ist aus Sicht der Unternehmen unsicher und der Verlauf nicht hinreichend transparent.
- Die rechtlichen Bedingungen für die Ausstellung der Anschlussnetzbetreiberbestätigung sind zwischen den Parteien nicht immer klar. Einige VNB verzögern die Ausstellung bei fehlenden schriftlichen Netzanschlussverträgen.

- Die Präqualifikation verschiedenartiger Verbrauchsanlagen ist aufwendig und generell wenig standardisiert.
- Aufgrund unterschiedlicher Situationen in den Unternehmen gibt es verschiedene Anforderungen an die Weiterentwicklung der technischen Anforderungen der Präqualifikation.

Handlungsempfehlungen.

- Voraussetzungen für die Ausstellung der **Anschlussnetzbetreiberbestätigung** juristisch klären.
Verantwortung: BNetzA
Zeithorizont: 2018
- Einrichtung einer **Arbeitsgruppe „Effiziente Regelleistungspräqualifikation von Verbrauchsprozessen“**. Die Hauptteilnehmer sollten dabei die Übertragungsnetzbetreiber, Industrieunternehmen und DSM-Vermarkter sein. Die Ziele der Arbeitsgruppe sind:
 - **Identifikation von Standardprozessen**, für die eine schnelle Präqualifikation möglich ist und die von den ÜNB auch zügig bearbeitet werden können.
 - **Aufstellen eines Zeitplans:** Insbesondere für Nicht-Standardprozesse sollte zu Beginn des PQ-Prozesses gemeinsam ein Zeitplan mit Meilensteinen festgelegt werden, an dem sich alle Beteiligten orientieren können. Dadurch soll mehr Planungssicherheit auf beiden Seiten geschaffen werden.
Verantwortung: ÜNB, Industrieunternehmen, DSM-Vermarkter
Zeithorizont: 2016
- **Vereinfachung des Präqualifikationsprozesses** für Verbrauchsprozesse. Dies betrifft insbesondere:
 - **Standort-PQ:** Die gemeinsame Präqualifizierung von unternehmensinternen Anlagenpools hinter einem gemeinsamen Zählpunkt. Je nach Prozess kann es für Unternehmen sinnvoll sein, mehrere Einzelanlagen als gemeinsames System (unternehmensinterner Pool) zu präqualifizieren. Die ÜNB arbeiten mit einzelnen Unternehmen bereits daran, eine solche Präqualifikationsform zu erproben und für zukünftige Anwendungen genauer zu definieren.
Verantwortung: ÜNB
Zeithorizont: 2017
 - **Typen-PQ:** Die einmalige Präqualifizierung gleichartiger Anlagen. Es sollte eine Art Anlagenregister bei den ÜNB aufgebaut werden, damit ähnliche technische Anlagen, die bereits von anderen Unternehmen präqualifiziert wurden, einfacher und schneller präqualifiziert werden können. Anlagenhersteller könnten außerdem eine Vorpräqualifikation für Anlagen anbieten, die häufig für die Regelleistungserbringung eingesetzt werden.
Verantwortung: ÜNB, Anlagenhersteller
Zeithorizont: 2019
 - **Standortübergreifende Anlagengruppen:** Viele Unternehmen haben mehrere Standorte in Deutschland und könnten einen größeren, zentral steuerbaren Anlagenpool präqualifizieren. Inwieweit und unter welchen Voraussetzungen dies möglich ist, sollte von den ÜNB geprüft werden.

Verantwortung: ÜNB

Zeithorizont: 2019

Die Industrieunternehmen und die ÜNB sollten für diese Fälle **gemeinsam geeignete Standards erarbeiten**, um die Präqualifizierung zeitlich effizient und technisch belastbar zu gestalten.

Verantwortung: ÜNB, Industrieunternehmen, Maschinenhersteller

Zeithorizont: 2017

- **Einheitliche Anwendung der PQ-Kriterien** aller ÜNB in Deutschland. Die Kriterien der Präqualifikation sind zwar in allen deutschen Regelzonen gleich, werden von den ÜNB aber unterschiedlich angewendet. Eine Vereinheitlichung dient der Vereinfachung der Prozesse, gerade für DSM-Anbieter, die in mehreren Regelzonen tätig sind. Geeignete Mittel der Vereinheitlichung sind auch die in Entstehung befindliche gemeinsame webbasierte PQ-Plattform der ÜNB sowie die Abstimmung der ÜNB zur einheitlichen Anwendung der Kriterien. Die PQ-Plattform wird aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern geplant und soll den gesamten Präqualifikationsprozess effizienter und für die beantragenden Unternehmen transparenter gestalten.

Verantwortung: ÜNB

Zeithorizont: 2016

Erfolgsaussichten.

Die Präqualifikation von Verbrauchsprozessen sollte vereinfacht und beschleunigt werden. Dies liegt bei einer dynamischen weiteren Marktentwicklung im Interesse sowohl der ÜNB als auch der Industrieunternehmen und DSM-Vermarkter. Komplexe Verbrauchsprozesse werden allerdings auch in Zukunft eine aufwendigere Eignungsprüfung für die Regelleistungserbringung erfordern, als dies für Energieerzeugungsanlagen der Fall ist. Eine Beschleunigung und Vereinfachung der Prozesse erscheint aber realistisch und wird auch bereits aktiv von den beteiligten Akteuren vorangetrieben.

3.4 Regelleistungsprodukte.

Bedeutung.

Auch wenn die Regelleistungsprodukte in den letzten Jahren angepasst wurden (z. B. durch kleinere Mindestleistungen) und damit für neue Anbieter und Prozesse attraktiver wurden, sind die Teilnahmeanforderungen weiterhin stark auf Erzeugungstechnologien zugeschnitten. Das Grundprinzip der Regelleistungsmärkte (Leistungsvorhaltung, relativ seltene Abrufe) und die vergleichsweise hohen Erlöspotenziale könnten aber dazu beitragen, DSM in Unternehmen zu erschließen und zu etablieren. Der Zweck der Erbringung von Regelleistung ist die Aufrechterhaltung der Systemstabilität, weshalb Anforderungen an die Regelleistungserbringer nicht beliebig herabgesetzt werden können.

Herausforderungen.

- Die Regelleistungsmärkte sind nicht auf die Marktteilnahme von Verbrauchsprozessen ausgelegt. Daher ist eine Anpassung der Zugangsbedingungen notwendig, um die Marktteilnahme für DSM diskriminierungsfrei zu ermöglichen. Beispiele sind die immer noch recht hohen Mindestleistungen von Angeboten, lange Zeitscheiben, in denen Abrufe über relativ lange Zeiträume erfolgen können (auch wenn die typischen Abrufe in der Praxis meist sehr kurz sind und von vielen industriellen Prozessen bereitgestellt werden können), Einschränkungen für das Pooling von mehreren Prozessen

und kurze Vorankündigungsdauern sowie geringe Schwankungen der Lastkurven während der Abrufe.

- Gleichzeitig muss die hohe Qualität der Regelleistungsprodukte erhalten bleiben, da sie der Systemstabilität dienen.

Handlungsempfehlung.

- **Anpassen von Regelleistungsproduktmerkmalen**, die die Qualität der Produkte nicht mindert und die Teilnahme von DSM-Prozessen erleichtert. Das sind z. B. geringere Mindestleistungen, kürzere Dauern der Zeitscheiben für MRL und Sekundärregelleistung (SRL) oder kalendertägliche Ausschreibungen. Hierzu hat die BNetzA bereits die Konsultation zu einem Festlegungsverfahren für die SRL und die MRL eröffnet.

Verantwortung: BNetzA

Zeithorizont: 2016

Erfolgsaussichten.

Die Umsetzung der genannten Handlungsempfehlungen kann eine stärkere Marktteilnahme von Verbrauchsprozessen an den Regelleistungsmärkten ermöglichen. Die im Konsultationspapier der BNetzA vorgeschlagenen Maßnahmen, insbesondere die kürzeren Ausschreibungs- und Produktzeitscheiben der SRL, aber auch die Einführung der Minutenreservearbeit als neues kurzfristig zu vermarktendes Regelenenergieprodukt kommen den Eigenschaften von industriellen Verbrauchsprozessen entgegen. Aufgrund des laufenden Verfahrens ist mit einer baldigen Festlegung und somit spürbaren Verbesserung der Marktteilnahmebedingungen zu rechnen.

3.5 Rollenverteilung Bilanzkreisverantwortlicher und DSM-Vermarkter.

Bedeutung.

Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) hat im liberalisierten deutschen Strommarkt eine zentrale Funktion. Er fungiert als Mittler zwischen Stromverbraucher, Netzbetreiber und Stromlieferant, ist sehr oft aber auch in einer Doppelrolle als BKV und Stromlieferant tätig. Einige Marktfelder, wie z. B. die Vermarktung von DSM am Stromspotmarkt, können derzeit nur durch den Stromlieferanten erschlossen werden, da eine sehr enge Abstimmung zu Zeit und Umfang des Strombezugs erforderlich ist, um eine Optimierung der Handelsmenge und -preise zu ermöglichen. Die meisten DSM-Vermarkter sind vor allem als Stromlieferanten oder Direktvermarkter tätig und entwickeln mit der DSM-Vermarktung ein neues Geschäftsfeld. DSM-Vermarkter, die keine Stromlieferung anbieten, brauchen immer eine bilaterale Vereinbarung mit dem jeweiligen BKV, um die Flexibilität eines Verbrauchers als Regelleistung vermarkten zu können. Konflikte können dabei z. B. auftreten, wenn Bilanzkreisverantwortliche bei einem Regelleistungsabruf hohe Gebühren für die Anpassungen ihrer Fahrpläne verlangen und so die DSM-Vermarktung unattraktiver machen oder sogar verhindern. Aktuell ist die Vergütung des BKV für diesen mit der Bilanzkreisöffnung verbundenen Aufwand nicht einheitlich geregelt. Weitere Punkte im Kontext der Abstimmungsprozesse, Datenübertragung und Bilanzausgleich, die bei einer weiterhin dynamischen Marktentwicklung von DSM an Bedeutung gewinnen könnten, sind ebenfalls unklar.

Herausforderungen.

- Es besteht ein potenzieller Interessenkonflikt zwischen BKV und DSM-Vermarkter.
- Die DSM-Vermarktung am Strom-Spotmarkt kann derzeit nur durch den Stromlieferanten erfolgen, vorhandene Stromlieferverträge müssen daher von vornherein flexible Vermarktungsmöglichkeiten enthalten.
- Eine separate DSM-Vermarktung von Regelleistung durch einen DSM-Vermarkter ist derzeit nur mit Zustimmung des BKV möglich.

Handlungsempfehlungen.

- **Entwicklung eines Marktstandards** für die Abstimmungsprozesse zwischen BKV, Netzbetreibern, DSM-Vermarktern und Industrieunternehmen bei der Regelleistungsvermarktung. Dazu gehören u. a. der Umgang mit Fahrplanabweichungen und Bilanzkreis Korrekturen, eine Regelung zur Kompensation der Zusatzaufwände des BKV und die Abstimmung der Strombezugsprognosen. Eine entsprechende Standardisierungsinitiative ist bereits im Prozess.

Verantwortung: BKV, Netzbetreiber, DSM-Vermarkter,
Industrieunternehmen, Verbände

Zeithorizont: 2016

Erfolgsaussichten.

Die oben genannte Standardisierungsinitiative wird durch das dena-Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg begleitet. Eine Bereitschaft zur Entwicklung von Standardregelungen haben die relevanten Fachverbände bereits signalisiert und arbeiten aktiv daran. Die BNetzA hat diesbezüglich die Branche aufgefordert, bis zum Herbst 2016 einen gemeinsamen Vorschlag zu entwickeln.

3.6 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).

Bedeutung.

Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) regelt die Ausschreibung von Abschaltleistung großer Verbraucher, die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Sie trat nach der Novellierung des EnWG 2011 ab 2012 in Kraft und war ursprünglich bis Ende 2015 befristet. Vorab sowie während ihres Bestehens war die AbLaV Gegenstand zahlreicher Diskussionen. Vor allem die als hoch eingeschätzten Vergütungshöhen kombiniert mit Teilnahmebedingungen, die nur wenige Industrieunternehmen und Branchen in Deutschland erfüllen können, wurden kritisiert.

Die Anwendungspraxis der Verordnung zeigt, dass diese Kritik nicht unberechtigt war. Bis Mitte 2016 konnten nur 6 Rahmenverträge mit 4 verschiedenen Unternehmen für die AbLaV-Produkte „schnell abschaltbare Lasten“ (SNL) und „sofort abschaltbare Lasten“ (SOL) abgeschlossen werden. Die Angebotsmenge hat nie die maximale Nachfrage von jeweils 1.500 MW für SOL und SNL gedeckt. Auch im Pilotprojekt DSM Bayern kam kein teilnehmendes Unternehmen für eine Vermarktung im Rahmen der AbLaV infrage. Die Bundesnetzagentur kam in einer Evaluierung im Jahr 2015 insgesamt zu dem kritischen Schluss, dass sich die AbLaV nicht bewährt hat, und empfahl, die Verordnung auslaufen zu lassen.⁷ Für Unternehmen mit sehr großen Leistungen bot die AbLaV bisher die Möglichkeit,

⁷ Bericht zur Verordnung über die Einordnung abschaltbarer Lasten (Bundesregierung, 2015): S. 40.

diese großen Leistungen unter klaren Rahmenbedingungen zu vermarkten.

Am 25. Mai 2016 wurden Änderungen der AbLaV beschlossen, die die Teilnahme weiterer Anbieter ermöglichen sollen: eine wöchentliche (statt monatliche) Ausschreibungsfrist, flexiblere Abrufvarianten sowie eine Absenkung der Mindestleistung auf 10 MW⁸, die voraussichtlich im Zuge der Neufassung von EnWG § 13i Absatz 2 Satz 4 im Rahmen des Strommarktgesetzes wirksam wird. Die Änderungen berücksichtigen auch die bisherigen Erfahrungen und die Kritik der BNetzA. So wird die ausgeschriebene Leistung auf insgesamt 1.500 MW für SOL und SNL gemeinsam beschränkt, die Zuschlagserteilung erfolgt zudem auf Basis der angebotenen Leistungspreise mit einer Höchstgrenze von 500 Euro pro Woche, was zu einer Kostensenkung und Angleichung der AbLaV an die Regelleistungsprodukte beiträgt.

Herausforderungen.

- Ziel ist es, mehr Unternehmen die Teilnahme an der AbLaV zu ermöglichen und so den Wettbewerb zu stärken, um die Gesamtkosten zu senken.

Handlungsempfehlungen.

- **Marktteilnahme für kleinere Lasten und weitere Anbieter ermöglichen:** Die Beschlüsse vom 25. Mai 2016 beinhalten viele Verbesserungen im Vergleich zur alten Fassung der AbLaV, enthalten aber weiterhin verhältnismäßig hohe Teilnahmeanforderungen. Der Mehrwert der AbLaV gegenüber den Regelleistungsmärkten sollte durch die ÜNB noch stärker verdeutlicht werden. Im Zuge eines fortlaufenden Monitorings der Verordnung sollte geprüft werden, ob zukünftig die Teilnahmeanforderungen der AbLaV weiter abgesenkt werden können.

Verantwortung: BMWi, BNetzA, ÜNB

Zeithorizont: 2017

- **Zweijährige Befristung** festsetzen und Fortführung in Abhängigkeit einer **Evaluierung durch die BNetzA** alle zwei Jahre.

Verantwortung: BMWi, BNetzA

Zeithorizont: 2017

Erfolgsaussichten.

Die aktuelle Entwicklung lässt auf ein grundsätzliches Fortbestehen der AbLaV für die nächsten Jahre schließen, allerdings unter angepassten Teilnahmebedingungen. Die deutliche Einschätzung der BNetzA in ihrer Evaluierung in 2015 macht klar, dass durch vereinfachte Teilnahmebedingungen auch mehr Anbieter an den Ausschreibungen nach AbLaV teilnehmen werden. Bei stärkerem Wettbewerb sind mittelfristig ähnliche Preisniveaus wie an den Regelleistungsmärkten zu erwarten. Da die meisten Anbieter von abschaltbaren Lasten technisch dazu geeignet sein werden, auch Regelleistung anzubieten, bleibt abzuwarten, inwieweit die AbLaV auch in Zukunft für Unternehmen ein attraktiver Markt sein wird. Die bisherigen Erfahrungen lassen jedenfalls darauf schließen, dass sie nicht geeignet ist, neue, bisher nicht an Flexibilitätsmärkten tätige Verbrauchsprozesse für einen systemdienlichen Einsatz zu erschließen. Eine gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zur AbLaV

⁸ Zum Zeitpunkt der Dokumenterstellung ist diese Absenkung noch nicht final beschlossen worden.

vom Januar 2016⁹ bestätigt zumindest für die SOL einen Mehrwert gegenüber den Regelleistungsprodukten.

3.7 Informations- und Datenlage.

Bedeutung.

Viele Unternehmen haben geringe Kenntnisse über die Märkte für DSM und die Eignung der eigenen Prozesse für die DSM-Vermarktung. Vermarktungsmöglichkeiten sind entweder nicht bekannt oder es gibt große Vorbehalte bezüglich der Identifizierung und Umsetzung der Vermarktung von DSM seitens der verantwortlichen Akteure in den Unternehmen (Geschäftsführer, Produktionsleiter). Dementsprechend werden vorhandene Vermarktungsmöglichkeiten nicht genutzt und keine Ressourcen für die Erschließung der DSM-Potenziale bereitgestellt, obwohl oftmals durchaus wirtschaftliche DSM-Potenziale vorhanden wären.

Eine hohe Qualität der Energiedaten von Unternehmen ist eine wichtige Grundlage für DSM. Ohne Lastgangdaten von einzelnen Prozessen ist das Flexibilitätspotenzial pro Prozess, und damit auch das Umsetzungspotenzial einer DSM-Vermarktung, nur schwer zu bestimmen. Besonders in kleineren Unternehmen gibt es noch viel Entwicklungsbedarf in diesem Bereich. Außerdem bestehen bei Unternehmen erhebliche Vorbehalte bezüglich der Datensicherheit bei der Vermarktung von DSM, da hierfür oft Produktionsdaten an Dritte übermittelt werden müssen und auch Eingriffe von Dritten in die Produktion nötig werden können.

Herausforderungen.

- Der Kenntnisstand von Unternehmen zu DSM-Märkten sollte verbessert, das Verständnis für die Eignung der eigenen Prozesse in den Unternehmen gefördert und Informationen zu möglichen Partnern für die Vermarktung bereitgestellt werden.
- Vorbehalte bezüglich negativer Einflüsse auf die Produktion adressieren, Bedenken gegen externe Eingriffe ausräumen.
- Datensicherheitsstandards und Bedenken bezüglich Datensicherheit in Unternehmen für die Übertragung von Stromlast- und Produktionsdaten entwickeln.
- Die Qualität von Energiedaten erhöhen.

Handlungsempfehlungen.

- **Informationskampagnen** können dazu dienen, Wissen zum Thema DSM zu verbreiten und DMS als möglichen Bestandteil der Energiemanagementstrategie bei Unternehmen bekannt zu machen. Der Fokus sollte dabei auf der Identifikation von flexiblen Lasten, den Schritten zu deren Erschließung sowie Vermarktungs- und Erlösmöglichkeiten liegen. Des Weiteren sollten Unternehmen bereits bei Abschluss von Stromlieferverträgen die mögliche Vermarktung flexibler Lasten und Eigenzeugungsanlagen berücksichtigen und aktiv auf diese Möglichkeit hingewiesen werden. Informationskampagnen sind in diesem Sinne keine einmalige Maßnahme, sondern sollten begleitend zur Erschließung von DSM durchgeführt werden. Auch wenn ein steigender Bedarf an Flexibilität ver-

⁹ Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zur Novellierung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) (50Hertz et al., 2016): S. 1, S. 3.

mutlich erst mittelfristig entstehen wird, sind Informationskampagnen, Roadshows und Weiterbildungsangebote bereits jetzt sinnvoll. Die Erfahrungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern zeigen, dass die Erschließung von DSM in Unternehmen ein komplexer Prozess ist und selbst nach erfolgreicher Ermittlung von Flexibilitätspotenzialen lange Zeiträume bis zur Umsetzung und aktiven Vermarktung vergehen können. Informationskampagnen können diese Zeiträume der Erschließung wesentlich verkürzen, indem mehr Mitarbeiter eines Unternehmens und vor allem auch die Führungsebene mit dem Thema Flexibilität vertraut gemacht werden.

Verantwortung: Ministerien Bund/Länder, Branchenverbände, Handelskammern

Zeithorizont: ab 2016

- **Die Überprüfung von DSM-Potenzialen** sollte als fester **Bestandteil** einer qualitativ hochwertigen **Energieberatung** etabliert werden. In die Zertifizierung von Energieberatern sollten Kenntnisse zur DSM-Potenzialidentifikation und zu Vermarktungsmöglichkeiten aufgenommen werden.

Verantwortung: BAFA, KfW, IHKs

Zeithorizont: 2017

- **DSM-Netzwerke** von Industrieunternehmen als Erweiterung von Energieeffizienznetzwerken etablieren bzw. den Themenkomplex Flexibilität in Energieeffizienznetzwerke aufnehmen. Der direkte Erfahrungsaustausch zwischen Unternehmen kann die praktische Umsetzung und Marktteilnahme von DSM beschleunigen.

Verantwortung: BMWi, Verbände, Unternehmen

Zeithorizont: 2017

- **Best-Practice-Beispiele für DSM** breitenwirksam bekannt machen. Vielen Unternehmen fehlen praktische Erfahrungsberichte zur erfolgreichen Vermarktung von DSM. Diese sollten als Best Practices hervorgehoben und an andere Unternehmen kommuniziert werden.

Verantwortung: Ministerien der Länder, Verbände, IHKs

Zeithorizont: 2017

- Entwicklung und Etablierung von **Datensicherheitsstandards**, vor allem bei der Fernansteuerung von Prozessen und Übertragung der Prozessdaten sowie von **Standards für Datenschnittstellen**.

Verantwortung: Industrieverbände, IKT-Anbieter, DSM-Vermarkter

Zeithorizont: 2019

- **Datenqualität erhöhen.** (siehe Kapitel 3.8).

Erfolgsaussichten.

Informationskampagnen sind ein geeigneter erster Schritt, um das Thema DSM allgemein bekannt zu machen. DSM betrifft unterschiedliche Bereiche eines Unternehmens (z. B. Produktion, Einkauf, Technik, Geschäftsführung), sodass eine intensive Koordination und Kommunikation der Beteiligten Voraussetzung für eine erfolgreiche DSM-Vermarktung ist. Die Abstimmung zwischen den Bereichen ist in der Praxis zeitaufwendig. Verständnisprobleme zu grundlegenden Funktionsweisen der DSM-Märkte erschweren den Blick auf die Möglichkeiten einer DSM-Vermarktung. Wenn unterschiedliche Entscheidungsträger und Mitarbeiter eines Unternehmens frühzeitig über DSM informiert werden, kann das die Umsetzung in Unternehmen deutlich vereinfachen. Durch die Verpflichtung zu Energieaudits und den weiter steigenden Anteil an Unternehmen mit Energiemanagementsystemen wird die Qualität von Energiedaten in Unternehmen in Zukunft voraussichtlich steigen. Dies erleichtert perspektivisch auch die Einführung und Umsetzung von DSM.

3.8 Berücksichtigung von DSM beim Energiemanagement.

Bedeutung.

In der deutschen Industrie wird der Energieeinsatz in vielen Bereichen systematisch durch Energieeffizienzmaßnahmen optimiert. Beispiele sind die weitverbreiteten Energiemanagementsysteme und mittlerweile auch die Durchführung von regelmäßigen Energieaudits in Unternehmen, die auf eine kontinuierliche Verbesserung des Energieeinsatzes hinwirken. Das Vorhandensein eines EMS ist für die DSM-Vermarktung keine zwingende Voraussetzung, vereinfacht die Potenzialerhebung und Vermarktung aber wesentlich. Die Unternehmen erheben für EMS zum einen Energiedaten und streben zum anderen kontinuierliche Energieeffizienzverbesserungen an. Beide Prozesse sind grundsätzlich auch für die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen hilfreich. Mithilfe des EMS kann eine fortlaufende Auswertung der Prozessdaten erfolgen, dies ermöglicht den Unternehmen eine schnelle und fundierte Abschätzung ihres DSM-Potenzials.

Da es bei DSM meist um die Schaltung einzelner Prozesse geht, ist es sehr wichtig, dass die Unterlastgänge einzelner Prozesse aufgenommen werden. Hier besteht noch größerer Nachholbedarf, da oft nur Prozessgruppen oder der Gesamtlastgang des Unternehmens erfasst werden.

Herausforderungen.

- Flexibilität wird bei Energieeffizienzmaßnahmen und in Energiemanagementsystemen in der Regel nicht betrachtet.
- Eine leistungsfähige zentrale Prozessleittechnik (PLT) ist in vielen Betrieben nicht vorhanden, die Anschaffungskosten dafür sind relativ hoch. Sie ist aber eine wichtige Voraussetzung für die meisten DSM-Vermarktungsmöglichkeiten. Auch bei vorhandener PLT sind teilweise noch Erweiterungen nötig, um DSM-Vermarktung umsetzen zu können.

Handlungsempfehlungen.

- **DSM-Potenzialprüfung** als Pflicht in BAFA-Anforderungsliste zur EEG-Umlagebefreiung und perspektivisch als Standard in Energieaudits nach DIN EN ISO 50001 bzw. DIN EN 16247-1 aufnehmen.

Diese Anforderung würde die Unternehmen betreffen, die von Befreiungen oder Reduktionen der EEG-Umlage profitieren. Flexibilitätspotenziale sind aufgrund der für die Befreiung erforderlichen Stromverbrauchsintensität gerade bei diesen Unternehmen wahrscheinlich. Ziel der Forderung ist es, dass sich die Unternehmen mit den eigenen Flexibilitätsmöglichkeiten und den Märkten für Flexibilität im Rahmen einer Potenzialprüfung beschäftigen, um sie in der Prozessplanung berücksichtigen zu können. Art und Nachweis der Umsetzung der Potenzialprüfung sollten daher pragmatisch gestaltet werden, um dem positiven Aspekt der Identifikation von Optimierungs- und Erlöspotenzialen Vorschub zu geben.

Verantwortung: BMWi, BAFA

Zeithorizont: 2018

- DSM-Potenzialprüfung als **Bestandteil von Energieaudits** nach DIN EN 16247-1 ergänzen oder alternativ in EDL-G bzw. DIN EN 162-47-6 aufnehmen. Auch hierdurch soll hierdurch eine Auseinandersetzung mit den Möglichkeiten von Flexibilisierung und DSM-Vermarktung erreicht werden.

Verantwortung: BMWi

Zeithorizont: 2020

- DSM perspektivisch in **ISO 50001 integrieren**. Grundsätzlich ist es sinnvoll, die Themen Energieeffizienz und Flexibilität in Unternehmen gemeinsam zu untersuchen, weshalb die Integration von Flexibilität in die internationale Industrienorm ISO 50001 sinnvoll erscheint. Umsetzbar ist dies in der internationalen Norm aber nur in Abhängigkeit von der internationalen Entwicklung des Bedarfs an Flexibilität.

Verantwortung: DIN, ISO, VDE et al.

Zeithorizont: 2020

Erfolgsaussichten.

Energiemanagementsysteme bieten viele Vorteile für Unternehmen. In Zukunft wird es durch flexiblere Strombezugsmöglichkeiten und volatilere Strompreise vermutlich auch unabhängig von einer DSM-Marktteilnahme für Unternehmen sinnvoll und rentabel werden, ihr EMS und ihre PLT auszubauen, verstärkt Daten einzelner Prozesse zu erheben sowie einzelne Prozesse besser ansteuerbar zu machen. Die Einführung einer Pflicht zur DSM-Potenzialermittlung und die Kopplung der EEG-Umlagebefreiung an diese wäre eine verhältnismäßig schnell umsetzbare Möglichkeit, um zu präziseren Potenzialeinschätzungen zu gelangen und in vielen Unternehmen eine Auseinandersetzung mit dem Thema Flexibilität zu erreichen. Die Aufnahme der Potenzialprüfung in die nach EDL-G durchzuführenden Energieaudits würde diesen Prozess verstetigen. Die Aufnahme des Themas Flexibilität in die ISO 50001 wäre perspektivisch eine Möglichkeit, Flexibilität weiter zu adressieren. Die Aufnahme in den internationalen Normierungsprozess hängt aber stark von den Marktentwicklungen in weiteren, am Normierungsprozess beteiligten Ländern ab.

3.9 Technische Flexibilität von Prozessen.

Bedeutung.

Industrielle Stromverbraucher sind in der Regel nicht beliebig flexibel schalt- oder planbar, weshalb die technische Flexibilität der Prozesse eine Grenze für DSM-Potenziale in Unternehmen darstellt. Die Herausforderung für Unternehmen besteht darin, die vorhandenen und umsetzbaren Flexibilitätspotenziale zu identifizieren und mit passenden Vermarktungswegen zusammenzubringen.

Herausforderungen.

- Industrielle Prozesse sind auf eine stetige und hohe Auslastung ausgelegt und meist ohne technische Änderungen nur begrenzt flexibilisierbar.
- Die Vermarktung von Flexibilitätspotenzialen wird bei der Prozessplanung in der Industrie meist nicht berücksichtigt.

Handlungsempfehlung.

- Flexibilisierungsmöglichkeiten sollten von Unternehmen bereits in der Prozessplanung von neuen Anlagen oder beim Retrofit bestehender Anlagen geprüft werden. So wird frühzeitig betrachtet, ob und welche DSM-Potenziale bei einer alternativen Prozessgestaltung vermarktet werden können. Dies kann z. B. passieren durch eine Entkopplung von Prozessen mit großer Leistung von anderen Produktionsprozessen, damit Erstere möglichst unabhängig geschaltet (und damit vermarktet) werden können. Ein leistungsfähiges EMS, das die Erfassung und die Steuerung flexibler Stromlasten konsequent einbezieht und notwendige Daten von Einzelprozessen erfasst, ist ebenfalls ein wichtiges Werkzeug bei der Identifizierung von Flexibilisierungsmöglichkeiten (siehe Kapitel 3.8).

Verantwortung: Industrieunternehmen, Anlagenhersteller, EMS-Anbieter, Energieberater

Zeithorizont: 2017-2025

Erfolgsaussichten.

Eine Berücksichtigung von DSM-Vermarktungsmöglichkeiten bereits in der Prozessplanung findet aktuell nur in wenigen Betrieben statt. Im Zuge der erwarteten Entwicklungen am Energiemarkt, die voraussichtlich zu höheren Preisen für Flexibilitätsprodukte führen werden, ist anzunehmen, dass DSM mittelfristig auch in der Produktionsplanung von Unternehmen eine stärkere Bedeutung erhält. Marktstandards für Prozessleittechnik und Fernsteuerbarkeit von Prozessen sind nach Aussagen der Hersteller relativ schnell umsetzbar. Eine flächendeckende Verwendung in Unternehmen wird aber mit zeitlicher Verzögerung erfolgen.

Tabelle 1: Übersicht Maßnahmen und Verantwortlichkeit.

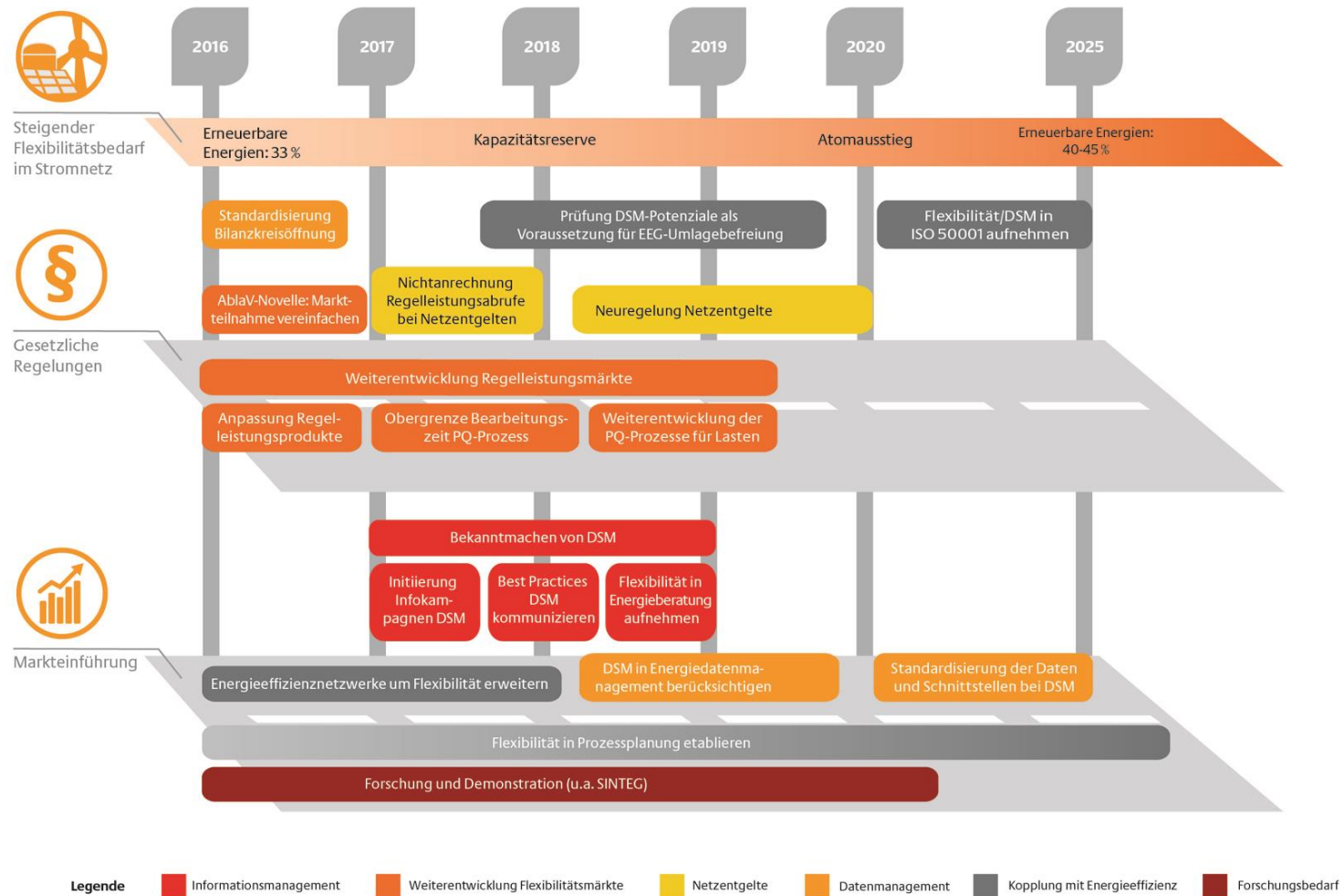
Zieljahr	Maßnahmen	BNetzA	Bund	ÜNB	DSM-Vermarkter	Weitere
2016-2017	Attraktive flexible Stromlieferverträge entwickeln				X	Stromlieferanten
	AG Effiziente PQ Verbrauchsprozesse			X	X	Industrie
	Einheitliche Anwendung der PQ-Kriterien			X		
	Anpassen von Regelleistungsprodukten	X				
	Verankerung SRL-Vermarktung in Bilanzkreisverträgen	X	X		X	Verbände
	Standardisierung/Vereinfachung Bilanzkreisrekorturprozesse	X		X	X	Verbände, Industrie
	Informationskampagnen DSM		X			Landesministerien, Verbände, IHKs
	DSM-Prüfung in Energieberatung etablieren					BAFA, KfW, IHKs
	Ausnahmeregelungen für Regelleistungsabrufe	X	X			
	Energieeffizienz um Flexibilität erweitern		X			Verbände, Industrie
	Best-Practice-Beispiele kommunizieren		X			Länderministerien, Verbände
	Standardisierung PQ Verbrauchsprozesse			X		Anlagenhersteller, Industrie
	AbLaV: Marktteilnahmebedingungen vereinfachen	X	X	X		
	AbLaV: 2-jährige Befristung und Fortführung in Abhängigkeit BNetzA-Evaluierung	X	X			
	2018-2025	Anreizwirkung Netzentgelte/besondere Netzentgelte überprüfen und weiterentwickeln	X	X		
Voraussetzungen Anschlussnetzbetreiberbestätigung klarstellen		X				
EEG-Befreiung um DSM-Potenzialprüfung erweitern			X			BAFA
Flexibilität in Prozessplanung berücksichtigen						Energieberater, EMS-Anbieter, Anlagenhersteller, Industrie
Standards für Datenschnittstellen und –übertragung, insbes. bei der Fernsteuerung					X	IKT-Anbieter, Verbände
DSM-Potenzialprüfung als Bestandteil von Energieaudits			X			
DSM-Potenzialprüfung in ISO 50001 integrieren					VDE, DIN, ISO	

3.10 DSM-Roadmap bis 2025.

Die folgende Grafik fasst die wichtigsten Handlungsempfehlungen des vorangegangenen Kapitels zusammen. Im oberen Teil der Grafik liefert die geplante Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs am deutschen Strommarkt eine Orientierung, wann mit einem steigenden Bedarf an Flexibilität durch DSM zu rechnen ist und wann dementsprechend die Weichen dafür gestellt werden müssen. Zur Vereinfachung wurden die Maßnahmen nicht mehr in ihre Handlungsfelder, sondern in gesetzliche Regelungen (obere Ebene) und die Markteinführung (untere Ebene) eingeteilt. Gesetzliche Regelungen sind in erster Linie von der Bundesregierung durch entsprechende Gesetzesänderungen und Gestaltungen des Strommarkts sowie durch Festlegungen der BNetzA zu setzen. Die Markteinführung fasst alle weiteren Handlungsempfehlungen zusammen, die die Unternehmen beim Einsatz von DSM unterstützen sollen. Parallel dazu werden Forschungsprojekte (wie z.B. die SINTEG-Projekte) durchgeführt, deren Erkenntnisse wichtige Rückschlüsse für das Thema DSM erwarten lassen. Für eine bessere Übersicht wurden darüber hinausgehend zusammenhängende Handlungsempfehlungen farblich eingeteilt:

- in Handlungsempfehlungen, die sich auf die Information von Unternehmen zum Thema DSM beschäftigen
- Weiterentwicklung der Flexibilitätsmärkte
- Änderungen der Netzentgelte
- Datenmanagement
- Kopplung von DSM mit Energieeffizienz
- Forschungsbedarf

Abbildung 3: Roadmap Demand Side Management.



4 Forschungsbedarf.

4.1 SINTEG-Forschungsprojekte.

Viele Fragestellungen zur weiteren Erprobung und Erforschung von DSM werden im aktuellen Förderprogramm „Schaufenster für intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie als Teilfragestellungen aufgegriffen. Das Projekt setzt sich aus 5 Schaufensterregionen zusammen, in denen jeweils Musterlösungen für ein Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erarbeitet werden sollen. Der Fokus liegt dabei auf der intelligenten Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch. Hierzu zählt auch die Hebung von Flexibilitäts- und Effizienzpotenzialen. Daher werden sich aus den Projekten viele praktische Erfahrungen im Bereich DSM ableiten lassen.

Im Schaufenster **„C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland“**, das auch in Bayern angesiedelt ist, wird es beispielsweise um den regionalen Ausgleich von Solarerzeugung gehen und auch um die Etablierung von Flexibilitätsanreizen auf Verteilnetzebene.

Im Schaufenster **„Designnetz: Baukasten Energiewende – Von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft“** soll untersucht werden, wie dezentraler erneuerbarer Strom für die Versorgung von Lastzentren genutzt werden kann. Hier liegt der Fokus auf der Kommunikation der Netzebenen untereinander und der Bereitstellung von Flexibilität (z. B. auch durch DSM) von niedrigeren an höhere Netzebenen.

Das Schaufenster **„enera: Der nächste große Schritt der Energiewende“** adressiert die drei Schwerpunkte: Netz, Markt und Daten. Hierzu ist geplant die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) in Unternehmen auszubauen und ebenfalls dezentrale Flexibilität bereitzustellen. Im Bereich Netz sollen durch technisches Nachrüsten von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern bzw. deren Neuinstallation und durch die Ertüchtigung des Netzes mit neuen Betriebsmitteln das Energiesystem technisch flexibilisiert werden. Im Bereich „Markt und Handel“ soll die Strombörse Epex um netztopologische Informationen erweitern.

Im Schaufenster **„NEW 4.0: Norddeutsche EnergieWende“** wird eine Region mit bereits heute sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien untersucht. Im Jahr 2025 soll die Region zu 70 Prozent mit regenerativer Energie versorgt werden, weshalb Flexibilitätsoptionen wie DSM über moderne Informationstechnik, aber auch Flexibilitätsmärkte hier besonders gut integriert werden müssen.

„WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“ befasst sich mit dem effizienten Zusammenspiel von erneuerbaren Energien, Stromnetzen und Energienutzern auf Basis einer digitalen Vernetzung. Sektorübergreifend wird eine Gesamtoptimierung der Strom-, Wärme- und Mobilitätssektoren angestrebt. Aus DSM-Sicht sehr von Interesse sind an diesem Projekt neben der Betrachtung des Wärmesektors auch die Schaffung neuer innovativer Dienstleistungen, also potenzieller Märkte auch für DSM, sowie die für viele Industrieunternehmen im Pilotprojekt DSM Bayern sehr wichtige Schaffung von Datensicherheitsstandards.

Alle Projekte sollten engmaschig beobachtet werden, da sie voraussichtlich wichtige Erkenntnisse für den Bereich DSM liefern werden.

4.2 DSM auf Verteilnetzebene.

Bedeutung.

Die Verantwortung für die Frequenzhaltung liegt grundsätzlich bei den Übertragungsnetzbetreibern, die kurzfristige Ungleichgewichte über Regelenergie ausgleichen. Generell wird das Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage gesteuert, indem Bilanzkreisverantwortliche immer für die Ausgeglichenheit ihrer Bilanzkreise verantwortlich sind. Die meisten industriellen Stromverbraucher sind, ebenso wie die meisten erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, auf Verteilnetzebene an das Stromnetz angeschlossen. Große Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch treten also auf der Verteilnetzebene auf. Von ÜNB eingesetzte Regelleistungsabrufe und Redispatchmaßnahmen werden auf Basis einer Merit-Order von den ÜNB vorgenommen, um bilanzielle Ungleichgewichte im gesamten Stromnetz auszugleichen. Die für die Regelleistungserbringung abgerufenen Anlagen können sich dabei auch wieder auf Verteilnetzebene befinden, was dann dazu führt, dass die Verteilnetze durch Regelleistungsabrufe der ÜNB belastet werden. Eine Koordination mit den betroffenen Verteilnetzbetreibern findet bei den einzelnen Abrufen nicht statt und ist zeitlich auch schwer umsetzbar, da die Abrufe meist sehr schnell erfolgen müssen.

Mit dem vermehrten Einsatz von Regelleistung aus dezentralen kleineren Anlagen, wie auch DSM, wird in Zukunft immer mehr Regelleistung im Verteilnetz erbracht. Zur Vermeidung negativer Rückwirkungen auf die niederen Netzebenen ergeben sich neue Anforderungen an das Zusammenwirken zwischen Betreibern von Übertragungsnetzen, Betreibern von Verteilnetzen, Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen und Regelleistungspools. Die dena-Systemdienstleistungsplattform beschäftigt sich aktuell mit diesem Thema und hat zwei wesentliche Symptome dieses Koordinierungsbedarfs ermittelt:

- **Hohe Gleichzeitigkeit:** Wenn Regelleistungserbringer mit ähnlichen Eigenschaften und ähnlichem Gebotsverhalten im Verteilnetz lokal gebündelt auftreten, so kann der Abruf von Regelleistung durch den ÜNB Engpässe im Verteilnetz verschärfen oder neue Engpässe auftreten lassen.
- **Inkompatible Steuersignale:** Eine für Regelleistung präqualifizierte Anlage kann Anweisungen vom ÜNB im Rahmen des Regelleistungsabrufs und vom VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements bekommen. Mögliche Auswirkungen sind, dass die angeforderte Regelleistung dann nicht bereitgestellt wird oder die Anlage nicht für das Netzsicherheitsmanagement zur Verfügung steht. Außerdem kann es zum Gegensteuern von Abrufen kommen. Ein Regelleistungsabruf durch den ÜNB kann durch Maßnahmen des VNB neutralisiert werden, sodass durch die gegenseitige Aufhebung von Netzsicherheitsmanagement und Regelleistungsabruf in einer Netzregion wirkungstechnisch keine Regelleistung am Übergabepunkt zum Übertragungsnetz ankommt.

Die genannten Symptome können allein, parallel oder sequenziell auftreten. Beispielsweise kann eine hohe Gleichzeitigkeit zu Netzengpässen führen, die wiederum inkompatible Steuersignale oder Gegensteuern als Folge haben können.¹⁰

Die Wirkungen von DSM auf das Verteilnetz, an dem die flexible Last angeschlossen ist, findet noch wenig Beachtung bei den betroffenen VNB und Unternehmen. Möglichkeiten für einen Einbezug in die Steuerung des Netzbetriebs werden vor allem aufgrund von Unklarheiten in den Vergütungsme-

¹⁰ Die dena-SDL-Plattform erstellt zu den zukünftigen Herausforderungen der Koordinationsprozesse bei der Regelleistungserbringung aktuell ein Gutachten.

chanismen nicht genutzt. In der Vergangenheit wurden bereits große Industrieverbraucher durch bilaterale Verträge mit den VNB für Schaltungen in kritischen Netzsituationen gewonnen. Aktuell greifen VNB aber nur vereinzelt auf industrielle Lasten zurück, ermöglicht z. B. durch reduzierte Netzentgelte nach EnWG § 14a. Von einem systematischen verteilnetzdienlichen Einsatz flexibler Verbrauchsprozesse kann daher nicht gesprochen werden. Damit DSM netzdienlicher auch auf Verteilnetzebene eingesetzt werden kann, sind zunächst Fragen der netzdienlichen Wirkung von DSM zu klären sowie die Koordinierung der verschiedenen Netzebenen untereinander, insbesondere bei Regelleistungsabrufen.

Perspektivisch kann eine gezielte Steuerung der Nachfrage, die auf Netzengpässe reagiert und so für eine Entlastung des Netzes sorgt, grundsätzlich auch eine Optimierung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz ermöglichen.¹¹

Forschungsfragen.

- Welche Rolle kann DSM perspektivisch auf Verteilnetzebene spielen, um regionale Netzengpässe ausgleichen zu können?
- Sind eigene Flexibilitätsprodukte auf Verteilnetzebene sinnvoll? Wie könnten diese gestaltet werden? Welche Wechselwirkungen könnten mit den Systemdienstleistungen der ÜNB entstehen?
- Wie könnte die Koordination zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gestaltet werden?
- Sollten einheitliche Verfahren für diese Art des Flexibilitätseinsatzes entwickelt werden (z. B. bne-Netzampel) oder sind bilaterale Verträge zwischen Industrieunternehmen und Verteilnetzbetreiber ausreichend?
- Können diskontinuierliche Prozesse mittels DSM auf Verteilnetzebene netzdienlich eingesetzt werden? Wie könnten angepasste Produkte hierfür gestaltet werden?

4.3 DSM-Potenziale.

Bedeutung.

Die bisherigen Erfahrungen mit in der Vermarktung befindlichen flexiblen Lasten reichen nicht aus, um Rückschlüsse auf deutschlandweite und branchenübergreifende Verschiebepotenziale zu ziehen. Wenn Unternehmen noch keine Vermarktungserfahrung an den Flexibilitätsmärkten gesammelt haben, haben sie meist Probleme, ihre eigenen DSM-Potenziale abzuschätzen. Für die Politik und auch für mögliche Nutzer von Flexibilität ist es daher schwierig, die Rolle von DSM, auch in Abgrenzung zu weiteren Flexibilitätsoptionen, einzuschätzen und DSM entsprechend in langfristige Planungsprozesse wie die Stromnetzplanung einzubeziehen. Deutschland befindet sich in der Anfangsphase der Erschließung von DSM. Die konkreten DSM-Potenziale hängen unmittelbar mit den wirtschaftlichen Anreizen zusammen, die sich den Unternehmen durch die Vermarktung ihrer Flexibilitäten bieten. Die Unternehmen können eine selbstständige Prüfung ihrer Vermarktungsmöglichkeiten in den meisten Fällen nicht leisten, da ihnen oft keine ausreichenden Energiedaten ihrer Prozesse vorliegen und sie nicht über ausreichende Kenntnisse über die Flexibilitätsmärkte verfügen. Aus diesem Grunde beziehen sich die meisten aktuellen Untersuchungen zum Thema auch auf energieintensive Indust-

¹¹ Vgl. dena-Verteilnetzstudie (2012) und dena-Studie Smart Meter (2014).

rien, weil bei diesen in der Regel wirtschaftliche DSM-Potenziale bereits heute vorhanden sind. Rückschlüsse auf andere Branchen lassen sich daraus aber nur in sehr begrenztem Umfang ziehen.

Vielmehr sollten Rückschlüsse aus aktuellen Vermarktungen wie beispielsweise relevante Einflussgrößen für DSM-Vermarktungschancen als Indikator für DSM-Potenziale einzelner Unternehmen abgeleitet werden.

In den nächsten Jahren ist aber eine verstärkte Marktdurchdringung von DSM zu erwarten. Daher sollten die Flexibilitätsmärkte und die Verbreitung von DSM weiterhin engmaschig beobachtet und bei einer höheren Anzahl DSM-vermarktender Unternehmen auch weitreichendere Potenzialprüfungen durchgeführt werden.

In einem zweiten Schritt sollte untersucht werden, inwieweit DSM dabei helfen kann, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu stärken. Kernfrage dabei ist, ob und wie DSM den erforderlichen Stromnetzausbau und notwendige Reservekapazitäten vermindern kann.

Herausforderungen.

- Aktuell sind nur grobe Schätzungen der DSM-Potenziale in Deutschland verfügbar, daher ist eine sachgerechte Berücksichtigung für Langfristplanungen schwer umsetzbar.
- DSM-Merit Order: Es ist keine Potenzialkurve für DSM verfügbar, die die Kosten für DSM-Abrufe in Abhängigkeit von verschiedenen Randbedingungen wie Vorankündigungs- oder Abrufdauern berücksichtigt.

Forschungsfragen.

- Wie können Unternehmen befähigt werden, ihre Flexibilitätspotenziale effizient selbst zu erheben?
- Welche Opportunitätskosten für Flexibilisierungen gibt es bei Unternehmen?
- Können die Potenziale verlässlich regional ermittelt werden?
- Welche Kostenkurve für die Erschließung von DSM ergibt sich in Abhängigkeit von unterschiedlichen Parametern wie Vorankündigungsdauer vor Schaltungen, Dauer der Bereitstellung von Leistungsanpassungen und weiteren Einflussgrößen?
- Welche Bedeutung kann DSM für den Netzausbau und die Versorgungssicherheit in Deutschland haben? Können Stromnetze und vorzuhaltende konventionelle Kraftwerke durch DSM ersetzt werden?

4.4 Auswirkungen von Flexibilität auf Alterung, Wartung und Instandhaltung.

Bedeutung.

Für eine DSM-Vermarktung müssen Anlagen perspektivisch öfter an- und heruntergefahren sowie geregelt werden. Je nach Vermarktungsart kann dies von wenigen Stunden im Jahr und wenigen Schaltvorgängen bis hin zu täglichen Anpassungen des normalen Betriebsablaufs führen. Für viele technische Anlagen können diese Schaltungen neben Effizienzeinbußen auch zu einem erhöhten Verschleiß der Anlage führen. Kosten und Wartungserfordernisse können sich dadurch entsprechend erhöhen. Zu Schaltungshäufigkeiten liegen zwar generell Erfahrungen vor, allerdings nicht konkret

zu DSM-bedingten langfristigen Verschleißerscheinungen von Maschinen.

Herausforderungen.

- Es gibt wenig Erfahrungswerte zu schaltungsbedingtem Verschleiß von Anlagen durch DSM, unzuverlässige Risiko- und Kostenabschätzung.

Forschungsfragen.

- Wie stark wirken sich die zusätzlichen überbetrieblich veranlassten Schaltungen auf die technischen Anlagen der DSM-Prozesse aus?
- Welche Vermarktungswege führen in der Praxis zu einem besonders hohen Verschleiß der Anlagen?
- Kann der zusätzliche DSM-bedingte Verschleiß insgesamt vernachlässigt werden oder muss er in der Planung der Vermarktung berücksichtigt werden?
- Lohnt es sich für Unternehmen, besonders flexible Anlagen anzuschaffen?

4.5 Wechselwirkungen zwischen Energieeffizienz und Flexibilität.

Energie effizient und gleichzeitig flexibel einzusetzen ist eine herausfordernde Aufgabe für Unternehmen. Falls Prozesse bereits auf Energieeffizienz optimiert sind, z. B., indem Prozesse direkter miteinander gekoppelt werden, um Puffer zwischen den Prozessen zu sparen oder weil aus Effizienzgründen Überkapazitäten in Prozessen sukzessive abgebaut werden, sind die Flexibilitätspotenziale oft gering. Energieeffizienz kann allerdings auch Potenziale für Flexibilität schaffen, wenn z. B. vorhandene Wärmespeicher besser gedämmt werden und dadurch bei einem DSM-Abruf die benötigte Wärme länger aus dem Speicher bereitgestellt werden kann. In der Praxis ist größtmögliche Effizienz in der Regel die Planungsmaxime. Eine hohe Auslastung der Anlagen, geringe Lagerzeiten, kleine Pufferspeicher u. ä. sind gewünscht, um den Kapitalbedarf für Maschinen und Materialspeicher kleinzuhalten. Andere Faktoren wie z. B. eine niedrige oder schwankende Nachfrage können für ungeplante Flexibilitätspotenziale sorgen.

Herausforderungen.

- Effizienzmaßnahmen wirken sich teilweise negativ auf die Flexibilität von Prozessen aus und umgekehrt.
- Energie effizient einzusetzen ist ein grundlegendes Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung und sollte auch das Ziel wirtschaftlich agierender Unternehmen sein. DSM sollte nicht dazu führen, dass Unternehmen Ineffizienzen zugunsten von Flexibilität schaffen und sich infolgedessen der Verbrauch von Strom und Wärme insgesamt erhöht.

Forschungsfragen.

- Welche Optimierungsansätze kann man für die Abwägung des Nutzens der möglichen DSM-Potenziale und der möglichen Effizienzsteigerungen wählen?

- Wie stellt sich der Zielkonflikt zwischen Energieeffizienz und Flexibilität in der Praxis bei Unternehmen dar? Wie wird optimiert und welche Kostenersparnisse sind damit verbunden?
- Gibt es positive Wirkungen von Energieeffizienzsteigerungen auf DSM-Potenziale?
- Wie wirken sich typischerweise Energieeffizienzsteigerungen auf DSM-Potenziale aus?
- Wie wirken sich verschiedene DSM-Vermarktungswege auf die Energieeffizienz der Prozesse über einzelne Schaltungen und über das Jahr gesehen aus
- Gibt es bestimmte Prozesse, die im Hinblick auf ihre Energieeffizienz besser für positive oder negative Regelleistung geeignet sind (Teillastwirkungsgrade)?
- Wie wirken sich einzelne Parameter wie z. B. die Dauer, die Häufigkeit oder die Geschwindigkeit von Leistungsanpassungen auf die Energieeffizienz aus?
- Kann der Teillastwirkungsgrad von bestimmten Prozessen verbessert werden? Welcher finanzielle Aufwand ist damit verbunden?

4.6 Flexibilität im Kontext Digitalisierung und Industrie 4.0.

Die umfangreiche Erhebung und Nutzung von Energiedaten ist für das Thema DSM von entscheidender Bedeutung. Das Pilotprojekt DSM Bayern hat gezeigt, dass Flexibilitätspotenziale nur in ausreichender Qualität abgeschätzt werden können, wenn im Unternehmen bereits detaillierte Messdaten zu Energieverbräuchen vorliegen. Um einzelne Prozesse flexibilisieren zu können, müssen diese einzeln ansteuerbar und schaltbar sein. Energiedaten und Ansteuerbarkeit von Prozessen setzen eine vorhandene gut ausgebaute Informations- und Kommunikationstechnik in den Unternehmen voraus. Auch außerhalb der Industrieunternehmen ergibt sich ein hoher Bedarf, den Umgang mit Daten zu klären, z. B. zwischen den DSM-Vermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen und insbesondere zwischen den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern (siehe Kapitel 4.1). Viele der Fragestellungen in diesem Kontext sind Unterthemen der aktuellen Digitalisierung in der Industrie und für DSM von Bedeutung, weil eine starke IKT in Unternehmen und eine hohe Energiedatendichte die Vermarktung von Flexibilitäten wesentlich erleichtern. Um den Mehrwert der Digitalisierung und Synergieeffekte für DSM besser zu bestimmen, sind mehrere Forschungsfragen zu beantworten.

Forschungsfragen.

- Welche Anforderungen ergeben sich in Zukunft an die Informations- und Kommunikationstechnik sowie an Energiemanagementsysteme von Industrieunternehmen?
- Welche Synergieeffekte bestehen zwischen der Bereitstellung von Flexibilität und Digitalisierung?
- Internet of Things: wie weitverbreitet und akzeptiert wird in Zukunft die Fernansteuerbarkeit von Industrieanlagen sein?
- Big Data: Ergeben sich durch großflächige Energiedatenerhebung neue Geschäftsmodelle für Energiedienstleister?
- Smart Grids: Sind Verteilnetzbetreiber daran interessiert, dass die DSM-Vermarktung einer Vielzahl von dezentralen Anlagen in ihrem Netzgebiet umgesetzt wird?

5 Abkürzungen.

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	Demand Side Management
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EMS	Energiemanagementsystem
IHK	Industrie- und Handelskammer
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MRL	Minutenreserveleistung
ISO	International Organization for Standardization
PLT	Prozessleittechnik
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

