



Ergebnispapier:

Flexibilisierung der Energienachfrage von industriellen Verbrauchern

Ergebnisse des Arbeitskreises I *Wirtschaftliche Synchronisation* des Forschungsverbunds FOREnergy



Gefördert durch:

Bayerische
Forschungstiftung

Impressum

Ergebnispapier: Flexibilisierung der Energienachfrage von industriellen Verbrauchern

Ergebnisse des Arbeitskreises I des Forschungsverbunds FOREnergy

Förderung:

Bayerische Forschungsstiftung
Prinzregentenstraße 52
80538 München
Internet: <http://www.forschungsstiftung.de>

Bearbeitung:

Prof. Dr.-Ing. Gunther Reinhart
Dipl.-Ing. Rita Dornmair
Dipl.-Ing. Markus Graßl
Dipl.-Kfm. Fabian Keller
Unternehmensvertreter der im Arbeitskreis 1 beteiligten Industriepartner

Projektgruppe
Ressourceneffiziente mechatronische Verarbeitungsmaschinen (RMV) des
Fraunhofer Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU)
Beim Glaspalast 5
86153 Augsburg
Internet: <http://www.iwu.fraunhofer.de/rmv>

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik
Technische Universität München
Arcisstraße 21
80333 München
Internet: <http://www.ewk.ei.tum.de>

Stand:

Februar 2015

INHALTSVERZEICHNIS

| | | |
|---|--|----|
| 1 | Kurzfassung | 1 |
| 2 | Einleitung | 2 |
| | 2.1 Ausgangssituation | 2 |
| | 2.2 Zielstellung und Fokus des Ergebnispapiers | 3 |
| 3 | Methodische Vorgehensweise | 4 |
| 4 | Bewertung aktueller Marktmodelle | 7 |
| | 4.1 Anreizbasierte Programme | 7 |
| | 4.1.1 Erläuterung der Programme | 7 |
| | 4.1.2 Bewertungskriterien | 8 |
| | 4.1.3 Bewertungsergebnis | 9 |
| | 4.2 Zeitvariable Strompreismodelle | 12 |
| | 4.2.1 Erläuterung der Strompreismodelle | 12 |
| | 4.2.2 Bewertungskriterien | 15 |
| | 4.2.3 Bewertung der Strompreismodelle | 15 |
| | 4.3 Weitere Hemmnisse | 20 |
| 5 | Vorschlag zur besseren Vermarktung von Energieflexibilität | 22 |
| | 5.1 Anreizbasierte Programme | 22 |
| | 5.2 Zeitvariable Strompreismodelle | 23 |
| | 5.3 Ableitung von weiteren Handlungsfeldern | 23 |
| 6 | Zusammenfassung und Ausblick | 24 |
| 7 | Literaturverzeichnis | 25 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Deutschlandweite Stromerzeugung2

Abbildung 2: Vergütungsmodelle für Energieflexibilität.....5

Abbildung 3: Zeitvariable & anreizbasierte Marktmodelle6

Abbildung 4: Übersicht anreizbasierter Programme.....8

Abbildung 5: Bewertungsergebnis der anreizbasierten Programme11

Abbildung 6: Beispiel eines fiktiven TOU-Strompreises.....12

Abbildung 7: Grafische Darstellung eines fiktiven TOU-Strompreises12

Abbildung 8: CPP-Strompreis13

Abbildung 9: Verteilung der Preisstufen des CPP-Strompreis13

Abbildung 10: Grafische Darstellung eines fiktiven CPP-Strompreises14

Abbildung 11: Strompreismodell des RTP14

Abbildung 12: Grafische Darstellung eines fiktiven RTP-Strompreises14

Abbildung 13: Bewertungsergebnis der Time of Use-Tarife (TOU).....16

Abbildung 14: Bewertungsergebnis des Critical Peak Pricing (CPP).....18

Abbildung 15: Bewertungsergebnis des Real Time Pricing (RTP).....19

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| | |
|----------|------------------------------------|
| AbLa | Abschaltbare Lasten |
| AbLaV | Verordnung zu abschaltbaren Lasten |
| AP | Arbeitspreis |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| BFS | Bayerische Forschungsstiftung |
| CPP | Critical Peak Pricing |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| kW/kWh | Kilowatt/Kilowattstunde |
| LP | Leistungspreis |
| MRL | Minutenregelleistung |
| MW/MWh | Megawatt/Megawattstunde |
| SNL | Schnell abschaltbare Lasten |
| SOL | Sofort abschaltbare Lasten |
| SRL | Sekundärregelleistung |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| TOU | Time of Use |
| RTP | Real Time Pricing |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |



Vorwort von Herrn Prof. Dr.-Ing. Gunther Reinhart

Sehr geehrte Damen und Herren,

etwa ein Jahr vor dem Start unseres gemeinsamen Forschungsverbunds FOREnergy im September 2012 hat die Bundesregierung den Ausstieg aus der Atomkraft beschlossen. In diesem Jahr geht das erste der verbleibenden neun deutschen Kernkraftwerke vom Netz. Bis zum Jahr 2022 wird Deutschland seinen Energiebedarf ohne Atomkraft decken müssen und in diesem Zuge den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 35 % anheben. Infolge dessen werden Strompreise volatil und die Versorgungssicherheit weiter sinken. Die Zielsetzung von FOREnergy, die Erforschung der energieflexiblen Fabrik, hat somit nicht an Relevanz eingebüßt. Im Gegenteil, sie wird innerhalb der nächsten Jahre weiter steigen.

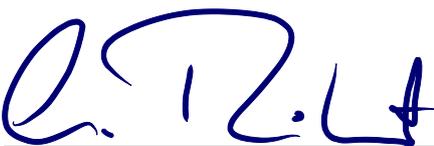
Vor diesem Hintergrund geht mein Blick zurück auf zwei erfolgreiche Jahre der Forschungsarbeit, in denen der Verbund FOREnergy neue Ideen und Ansätze zur Begegnung der angesprochenen Herausforderungen weiterentwickelt hat. Die konkreten Ergebnisse werden in dem vorliegenden Ergebnispapier des Arbeitskreises 1 aufgezeigt und erläutert.

Mein besonderer Dank gilt der Bayerischen Forschungstiftung, welche diesen Verbund durch ihre großzügige Förderung und Unterstützung erst möglich gemacht hat.

Darüber hinaus gilt mein Dank den zahlreichen Partnern aus der Industrie. Durch ihren intensiven und beständigen Beitrag in der täglichen Projektarbeit wird dem Forschungsvorhaben nicht nur eine besondere Bedeutung beigemessen sondern auch die Grundlage für eine Anwendung der Forschungsergebnisse in der Praxis geschaffen.

Allen beteiligten Partnern aus Forschung und Industrie wünsche ich für das anstehende dritte Verbundjahr weiterhin viel Engagement, Zielstrebigkeit und sehr gute Ergebnisse in der Durchführung ihrer anspruchsvollen Forschungsvorhaben.

Augsburg, im Februar 2015



Prof. Dr.-Ing. Gunther Reinhart
Sprecher des Forschungsverbundes FOREnergy



Vorwort von Herrn Dr. Hermann Berwe

Sehr geehrte Damen und Herren,

die von der Politik angestoßenen Veränderungen innerhalb der Energiestruktur verändern in erheblichem Maße die Situation in unserem Land, man kann deshalb berechtigt von einer Energiewende sprechen.

Die zu betrachtenden Facetten sind vielfältig und sehr komplex, beginnend mit der Erzeugung und Verteilung von Energien, der Nutzung incl. Versorgungssicherheit und Planbarkeit und letztlich auch der Finanzierbarkeit des Allgemeingutes Strom.

Es ist daher sehr zu begrüßen, dass seitens der Bayerischen Forschungsstiftung unter Führung des Forschungsverbundes FOREnergy gemeinsam mit etlichen Industrieunternehmen das Verhalten von industriellen Prozessen hinsichtlich ihrer Flexibilität bzgl. Lastveränderungen und ggf. Speichermöglichkeiten untersucht werden.

Nach nunmehr 2 Jahren sind wertvolle Detailkenntnisse erarbeitet worden und Hemmnisse zur Vermarktung der Industriepotentiale aufgezeigt. Hier gilt es zusammen mit allen Beteiligten an übergreifenden Lösungen zu arbeiten.

Technisches Know-how und Kreativität unserer wirtschaftlichen Verbundstruktur sind ausreichend vorhanden, sodass man zuversichtlich auf ein Gelingen der Energiewende setzen kann.

Allen Mitwirkenden wünsche ich für den Schlussspurt in diesem Projekt aber auch weit darüber hinaus den Mut zur kreativen Lösung, zur beherzten Diskussion und ausreichende Durchhaltekraft, damit die Wende zum Wohle unseres Landes gelingt.

Meitingen, im Februar 2015



Dr. Hermann Berwe
Industriesprecher des Forschungsverbundes FOREnergy

1 Kurzfassung

Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland bringt eine Vielzahl von Herausforderungen mit sich. Das Projekt FOREnergy untersucht dabei die Möglichkeiten produzierender Unternehmen, ihren Stromverbrauch einem schwankenden Stromangebot, resultierend aus dem steigenden Einsatz von regenerativen Energien, anzupassen . d.h. energieflexibel zu agieren. Das vorliegende Ergebnispapier des Arbeitskreises „Wirtschaftliche Synchronisation“ beschreibt Hemmnisse bestehender Marktmodelle für die energieflexible Fabrik. Diese lassen sich in anreizbasierte Programme und zeitvariable Strompreismodelle untergliedern. Anhand ausgewählter Bewertungskriterien wird analysiert, wie geeignet diese Programme für produzierende Unternehmen sind. Hierbei wurden die unterschiedlichen Möglichkeiten der Verschiebung von elektrischen Lasten in den jeweiligen Modellen für Fabriken, Energieversorger und Netzbetreiber bewertet. Ziel ist es, geeignete Modelle zu identifizieren, welche einen wirtschaftlichen Nutzen für die beteiligten Unternehmen ergeben. Zusätzlich wird erläutert, wie die bisherigen Preismodelle weiterentwickelt werden können, um Energieflexibilität erfolgreich vermarkten zu können.

Zusammenfassend wurden im Arbeitskreis folgende Punkte erarbeitet und als Ergebnis festgehalten, welche die Basis für eine erfolgreiche Vermarktung der Energieflexibilität von Fabriken in Zukunft darstellen:

- Weiterentwicklung der Regulierungsbestimmungen durch die Bundesnetzagentur, um die Vermarktung von kleinen und kurzen Lastanpassungen zu fördern.
- Schaffung von Strompreismodellen, welche es ermöglichen, kurzfristige Lastverschiebungen zu honorieren.
- Weiterentwicklung des § 19 Abs. 2 StromNEV um eine neue Komponente, welche Fabriken anreizt, kurzfristig Lasten zu verschieben.
- Überarbeitung des aktuellen Strommarktdesigns hinsichtlich der bevorstehenden Herausforderungen der Energiewende.

Diese genannten Punkte werden in den folgenden Kapiteln detailliert durch die Erläuterung der Ausgangssituation, Zielstellung und der Vorgehensweise beschrieben und anschließend bewertet.

2 Einleitung

2.1 Ausgangssituation

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2022 aus der Kernenergie auszusteigen. Dies stellt besonders den Freistaat Bayern vor Herausforderungen, da aktuell der Anteil der Kernenergie an der bayerischen Stromerzeugung maßgeblich ist. Diese Rahmenbedingungen, zusammen mit der notwendigen Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen zum Schutz des Klimas, fordern ein Umdenken in der Energieversorgung. Die bayerische Staatsregierung hat sich daher zum Ziel gesetzt, im Zuge der Energiewende den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2022 . zusätzlich zu bereits bestehender Wasserkraft . insbesondere durch den Ausbau von Photovoltaik und Windkraft auf 50 % zu erhöhen. [1]

Aufgrund des Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung wie Photovoltaik und Windkraft wird in Zukunft nicht mehr nur die Nachfrage variieren, sondern auch das Angebot in zunehmendem Maße Schwankungen unterliegen (siehe Abbildung 1). Dies führt zu neuen Herausforderungen für das Energiesystem. Im Stromnetz muss ständig ein Gleichgewicht zwischen Stromnachfrage und -erzeugung herrschen. Jedoch ist es aktuell für einen Ausgleich kaum wirtschaftlich, elektrischen Strom zu speichern. Infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien müssen verstärkt Maßnahmen ergriffen werden, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf gewährleisten zu können, ohne die Einspeisung durch erneuerbare Energien abregeln zu müssen.

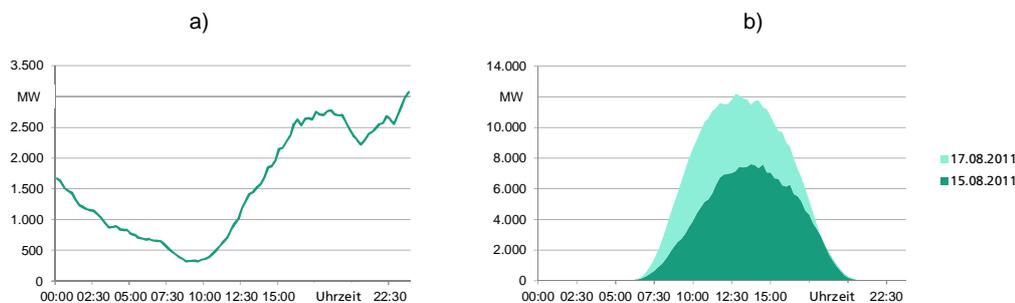


Abbildung 1: Deutschlandweite Stromerzeugung a) aus Windkraft am 28.07.2011
b) und aus Photovoltaik am 15. und 17.08.2011 [2,3]

Derzeit erfolgt das Ausgleichen von Nachfrageschwankungen hauptsächlich seitens der Stromerzeuger. Meist handelt es sich hierbei um Pumpspeicher- oder Gaskraftwerke, deren Stromerzeugung schnell hoch- bzw. herunterregelbar ist. Einen alternativen Ansatz zur Gewährleistung des Ausgleichs stellt die Möglichkeit dar, den Verbraucher von elektrischem Strom bzw. die Nachfrageseite als aktiven Teilnehmer in das Stromsystem zu integrieren. Dabei nutzen Verbraucher von elektrischem Strom ihre Möglichkeiten bzw. ihre Energieflexibilität, elektrische Lasten zu verschieben, um Energie bevorzugt zu Zeiten hohen Energieangebots bzw. niedrigerer Preise zu beziehen. Wissenschaftliche Studien erwarten durch dieses Vorgehen verschiedene Vorteile für das gesamte Energiesystem [4-7]. Ins-

besondere ist mit einer steigenden Versorgungssicherheit sowie mit sinkenden Gesamtkosten für elektrische Energie durch den Einsatz flexibler Verbraucher zu rechnen.

Das verarbeitende Gewerbe ist einer der Hauptverbraucher von Strom in Deutschland. Darüber hinaus weisen viele Prozesse im Produktionsumfeld das Potential auf, zeitlich verlagert zu werden oder als Stromspeicher zu dienen. Aus diesem Grund können gerade Fabriken ihren Anteil leisten, die Stromangebots- mit der Nachfrageseite zu synchronisieren. Gleichzeitig lassen sich dadurch wirtschaftliche Vorteile für die Unternehmen erzielen. Hierbei müssen Aufwendungen der Unternehmen zur Bereitstellung der Flexibilität berücksichtigt werden. Deshalb ist hierfür Voraussetzung, dass den Unternehmen entsprechende Vergütungsmodelle oder Investitionsanreize für ihre Energieflexibilität zur Verfügung gestellt werden.

2.2 Zielstellung und Fokus des Ergebnispapiers

Basierend auf der beschriebenen Herausforderung erforschen fünf bayerische Hochschulen und Forschungseinrichtungen branchenübergreifend und in Kooperation mit 28 Unternehmen die energieflexible Fabrik. Dieses Vorhaben wird im Rahmen des von der Bayerischen Forschungstiftung geförderten Forschungsverbunds FOREnergy umgesetzt. Die energieflexible Fabrik soll ihre Stromnachfrage flexibel an das -angebot anpassen. Ziel des Forschungsverbunds ist es dabei, innovative technische Lösungen und Methoden zu erarbeiten, mit welchen die bewusste flexible Steuerung des Energie- und Leistungsbedarfs in der Fabrik und somit eine Synchronisation von Angebot und Nachfrage ermöglicht wird. Darüber hinaus werden im Arbeitskreis I des Forschungsverbunds *Wirtschaftliche Synchronisation von Energieangebot und -nachfrage* die Anforderungen diskutiert, welche sich aus dem Energiemarkt an die Fabrik richten. Dabei werden diese mit den Möglichkeiten abgeglichen, welche die Prozesse der Fabrik in Bezug auf Lastverschiebungen bieten.

Neben den Anforderungen aus dem Energiemarkt wird im Arbeitskreis auch der Einfluss der Netznutzung betrachtet. Die Nutzung des Stromnetzes durch eine energieflexible Fabrik kann sich deutlich von der einer nicht flexiblen Fabrik unterscheiden. Daher ist die Betrachtung von ggf. nötigen Änderungen in der Berechnung der Netznutzungsentgelte sowohl auf Seiten der Verbraucher, als auch der Versorger und Netzbetreiber eine Möglichkeit, Energieflexibilität wirtschaftlich zu gestalten.

Das vorliegende Ergebnispapier soll dabei aufzeigen, welche grundsätzlichen Hemmnisse des Energiemarktes der Umsetzung der energieflexiblen Fabrik entgegenstehen. Darüber hinaus soll erläutert werden, wie bisherige Preis- und Vergütungsmodelle aus Verbrauchersicht weiterentwickelt werden sollten, um eine breitere Flexibilisierung der Stromnachfrage zu ermöglichen.

3 Methodische Vorgehensweise

Die in dieser Arbeit dargestellten Ergebnisse wurden im Rahmen von fünf Arbeitskreistreffen des Arbeitskreises »Wirtschaftliche Synchronisation von Energieangebot und -nachfrage« erarbeitet. Hierbei wurden Anforderungen diskutiert, welche sich aus dem Energiemarkt an die Fabrik richten, und mit den Möglichkeiten abgeglichen, welche die Prozesse der Fabrik in Bezug auf Lastverschiebungen bieten. Dabei stand insbesondere die Wirtschaftlichkeit der erarbeiteten Lösungen im Fokus.

Der Arbeitskreis »Wirtschaftliche Synchronisation von Energieangebot und -nachfrage« setzt sich aus den Teilprojekten 5 (Produktionsplanung und -steuerung), 6 (Energieversorgung) und 7 (Bewertung) zusammen. Insgesamt beteiligten sich Vertreter von zwölf Industriepartnern und zwei Forschungseinrichtungen an der Erarbeitung der Ergebnisse. Die Projektpartner teilen sich wie folgt auf:

- Forschungseinrichtungen:
 - Projektgruppe Ressourceneffiziente mechatronische Verarbeitungsmaschinen (RMV) des Fraunhofer-Instituts für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU)
 - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) der Technischen Universität München
- Energieversorger und Netzbetreiber:
 - Lechwerke AG
 - LEW Verteilnetz GmbH
 - Vereinigte Wertach-Elektrizitätswerke GmbH
- Energieabnehmer:
 - Diehl Stiftung & Co. KG
 - Franken Guss Kitzingen GmbH & Co. KG
 - Krones AG
 - Lech-Stahlwerke GmbH
 - Molkerei Gropper GmbH & Co. KG
 - SGL CARBON GmbH
 - SPINNER GmbH
 - Zollner Elektronik AG
- IT-Ausstatter:
 - SALT Solutions GmbH

Mit dem Wissen und der Erfahrung der Energieversorger und Netzbetreiber wurden gemeinsam die verschiedenen Anforderungen diskutiert. Insbesondere wurden die aktuellen Rahmenbedingungen des deutschen Energiemarktes an die energieflexible Fabrik betrachtet und analysiert welche Herausforderungen momentan einer Umsetzung entgegenstehen. Im Gegenzug wurden auf der Seite der Energieabnehmer und des IT-Ausstatters

Möglichkeiten und Potentiale identifiziert, um Prozesse der Fabrik in Bezug auf Lastverschiebungen zu überprüfen.

Der grundsätzliche Ablauf der Arbeit im Arbeitskreis gestaltet sich dabei in eine Vorbereitungsphase und einen gemeinsamen Workshop. In der Vorbereitungsphase wurden die Projektpartner im Vorfeld über das geplante Themenfeld informiert und mit konkreten Fragestellungen konfrontiert. Antworten auf diese Fragen sind im Workshop zusammen diskutiert und erste Ergebnisse erarbeitet worden. Impulsvorträge von ausgewählten Projektpartnern boten die Möglichkeit, einen vertieften Einblick in eine spezifische Problemstellung zu erhalten. Auf dieser Basis wurden die Diskussion und die Arbeit im Workshop durchgeführt. Im Anschluss an die Workshops bereiteten die Forschungseinrichtungen die Ergebnisse auf und stellten diese allen FOREnergy-Verbundpartnern zur Verfügung. Im Rahmen der Workshops wurden unterschiedliche Tarif- bzw. Preismodelle untersucht, die energieflexibles Verhalten vergüten. Dabei wurden Modelle ausgewählt, welche in Deutschland bzw. im Ausland Anwendung finden. Diese werden nachfolgend vorgestellt.

Grundsätzlich lassen sich die existierenden Instrumente, wie in Abbildung 2 dargestellt, in zwei Gruppen unterteilen, die anreizbasierten Programme und die zeitvariablen Strompreismodelle. Bei den anreizbasierten Programmen bekommen Verbraucher, die für die Kapazitätsvorhaltung bezuschlagt wurden, einen Leistungspreis bezahlt. Bei Abruf der Flexibilität erhalten sie zusätzlich eine Vergütung in Form eines vorab fixierten Arbeitspreises. Betrachtet werden dabei Sekundärregelleistungen (SRL), Minutenreserveleistungen (MRL) und abschaltbare Lasten (AbLa). Im Gegensatz dazu wird bei den zeitvariablen Strompreismodellen versucht, den Verbraucher indirekt durch einen variablen Arbeitspreis zu beeinflussen. Dabei werden drei verschiedene Tarifarten unterschieden, die des Time of Use (TOU), des Critical Peak Pricing (CPP) und des Real Time Pricing (RTP). [8],[9]

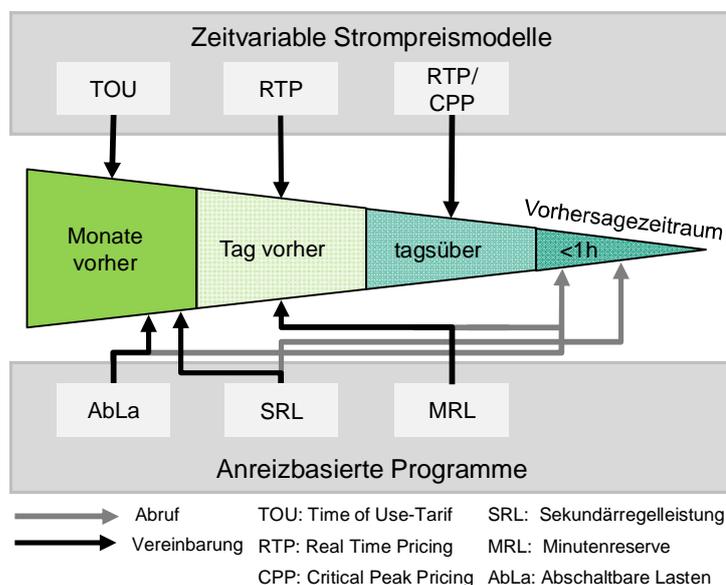


Abbildung 2: Vergütungsmodelle für Energieflexibilität [8]

Zur weiteren Charakterisierung der Modelle ist es erforderlich, einige Begriffe einzuführen bzw. voneinander abzugrenzen. Elektrische Leistung und elektrische Last, gemessen in Kilowatt (kW), werden in diesem Papier synonym verwendet. Produzierende Unternehmen sind dabei häufiger mit dem Begriff Last vertraut und infolgedessen wird z. B. das Verschieben einer Last dem Lastmanagement zugeordnet. Elektrische Arbeit, gemessen in Kilowattstunden (kWh), betrachtet die abgenommene elektrische Leistung eines Verbrauchers über eine gewisse Zeit.

Der Fokus der anreizbasierten Programme liegt auf der elektrischen Leistung. Abbildung 3 zeigt beispielhaft die Inanspruchnahme der Minutenreserve. Dabei wird eine Anlage für 15 Minuten abgeschaltet, um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Die zeitvariablen Tarife fokussieren die elektrische Arbeit, da der Zeitpunkt bzw. Zeitraum der Leistungsverschiebung entscheidend ist. Abbildung 3 zeigt die Höhe der Entgelte im Tagesverlauf, die an den Energieanbieter zu entrichten sind. Ein weiterer Unterschied ist, dass die anreizbasierten Modelle bedarfsabhängig seitens des Stromsystems Anwendung finden. Die zeitvariablen Programme können ergänzend in Form von dynamischen Stromlieferverträgen dauerhaft angeboten werden.

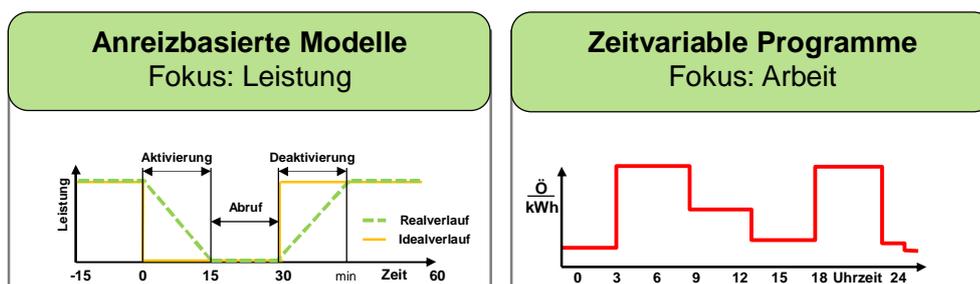


Abbildung 3: Zeitvariable & anreizbasierte Marktmodelle

Nachfolgend werden die einzelnen Modelle beschrieben und bewertet, um daraus mögliche Hemmnisse für den Einsatz von Energieflexibilität bei industriellen Verbrauchern abzuleiten.

4 Bewertung aktueller Marktmodelle

4.1 Anreizbasierte Programme

4.1.1 Erläuterung der Programme

In Deutschland ist nach § 13 Abs. 1 des EnWG der Übertragungsnetzbetreiber für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems^od. h. für die Netzstabilität verantwortlich. In Zeiten zu niedriger oder zu hoher Last stehen dem Übertragungsnetzbetreiber hierfür Kapazitäten zur Verfügung, welche dieser zur Ausregelung des Netzes nutzen kann, die sog. Regelleistung. Es werden drei Arten von Regelleistung und eine weitere Maßnahme zur Stabilisierung unterschieden,

- die Primärregelleistung (PRL),
- die Sekundärregelleistung (SRL) und
- die Minutenreserve bzw. die Tertiärregelleistung (MRL) sowie
- die Abschaltbaren Lasten (AbLa).

Die Regelleistungsarten unterscheiden sich dabei u. a. hinsichtlich ihrer geforderten Reaktionszeit, der Dauer der Lastverschiebung sowie der zu verschiebenden Leistungsmengen. Im Rahmen der anreizbasierten Programme werden bestehende Regelleistungsarten, ausgenommen Primärregelleistung, nach Integrationsmöglichkeiten untersucht. Alle betrachteten Regelleistungsarten haben gemein, dass sie sowohl nach Leistungs- (LP) als auch nach Arbeitspreis (AP) vergütet werden. Zusätzlich wird noch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) untersucht, welche ebenfalls die Vermarktung von Energieflexibilität ermöglicht.

Die Teilnahme an den verschiedenen Programmen ist zum einen Kraftwerksbetreibern möglich, welche die rechtlichen und markttechnischen Voraussetzungen erfüllen und ihre Regelleistung direkt vermarkten können. Zum anderen nehmen Systemdienstleister, sog. Pooler, am Regelleistungsmarkt teil, die kleinere Anlagen zu einem sog. Pool aggregieren bzw. poolen. Damit werden die gesetzlichen und markttechnischen Voraussetzungen im Pool erfüllt und die Poolteilnehmer können ihre Flexibilität dem Regelleistungsmarkt zur Verfügung stellen. Abbildung 4 fasst die genannten Programme zusammen.

| | SRL | MRL | AbLaV |
|---|---|--|--|
| Höhe der Laständerung | +/- 5 MW | +/- 5 MW | + 50 MW bis 200 MW |
| Ausschreibung | Wöchentlich | Täglich | Monatlich |
| Vorankündigungsdauer (Angebotsabgabefrist) | Mittwoch, 15:00 Uhr für die Folgewoche | 10:00 Uhr für den Folgetag | Mitte des vorherigen Monats |
| Reaktionszeit (Aktivierungsgeschwindigkeit) | < 5 Minuten | < 15 Minuten | SOL: 1 Sekunde SNL: < 15 Minuten |
| Haltedauer | Bis 15 Minuten | Bis 4 Stunden | Bis 1, 4 oder 8 Stunden |
| Vergütung | Zuschlag: nach LP Abruf: nach AP | Zuschlag: nach LP Abruf: nach AP | 2.500 €/MW LP 100-400 €/MWh AP |
| Abruf (Aktivierung) | Automatisch innerhalb der Regelzone durch betroffenen ÜNB | Automatisch oder manuell, d.h. telefonisch oder fahrplangestützt durch betroffenen ÜNB | SOL: automatisch SNL: ferngesteuert durch ÜNB |
| Zeitscheiben | Hauptzeit (Mo-Fr 08:00-20:00 Uhr) Nebenzeit (Mo-Fr 20:00-08:00 Uhr, Sa, So, Feiertage) | 6 Zeitscheiben zu jeweils 4 Stunden | Verschiedene Zeitpunkte |

Abbildung 4: Übersicht anreizbasierter Programme [9]

4.1.2 Bewertungskriterien

Im Rahmen des dritten Arbeitskreistreffens wurden die anreizbasierten Programme aus Sicht der energieverbrauchenden Unternehmen sowie dem Pooler untersucht und bewertet. Dies erfolgte anhand fünf Kriterien.

Kriterium 1: Laständerung

Dieses Kriterium beschreibt, wie hoch die zu- bzw. abzuschaltende Last sein muss, um bei einem der in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen Programme teilnehmen zu können.

Kriterium 2: Vorankündigungsdauer

Dieses Kriterium beschreibt, wie lange im Voraus eine mögliche Zu- bzw. Abschaltung energetischer Lasten bekannt gegeben werden muss und seitens des energieflexiblen Unternehmens eingeplant werden kann.

Kriterium 3: Reaktionszeit

Dieses Kriterium beschreibt, wie schnell bei Bedarf eine Zu- bzw. Abschaltung energetischer Lasten erfolgen muss.

Kriterium 4: Haltedauer

Dieses Kriterium beschreibt, wie lange bei Bedarf eine Zu- bzw. Abschaltung einer energetischen Last aufrechterhalten werden muss.

Kriterium 5: Vergütung

Dieses Kriterium beschreibt, wie hoch die Vergütungen sind, die im Rahmen der jeweiligen Programme erzielt werden können, sowie aus welchen Komponenten sich die Vergütung zusammensetzt.

4.1.3 Bewertungsergebnis

Im Folgenden werden die Sicht der Verbraucher, welche ihre Energieflexibilität zur Verfügung stellen, sowie die Sicht der Pooler, welche die Energieflexibilität der Verbraucher vermarkten, auf die anreizbasierten Programme dargestellt.

Kriterium 1: Laständerung

Aus Sicht der Verbraucher stellt die Höhe der geforderten Lasten, welche bei den einzelnen Programmen verschoben werden müssen, eine große Hürde dar. So ist eine Teilnahme am Programm der Abschaltbaren Lasten nur für sehr energieintensive Unternehmen, z. B. die Aluminiumindustrie, möglich, da hier Lasten in Höhe von mindestens 50 MW verschoben werden müssen. Die Anzahl der Unternehmen, welche Sekundärregelleistung oder Minutenreserve anbieten können, ist ebenfalls beschränkt, da auch hier große Lasten in Höhe von 5 MW bzw. bis minimal 500 kW im Pool verschoben werden müssen. Für die Mehrzahl der produzierenden Unternehmen steht somit derzeit kein anreizbasiertes Programm zu Verfügung, um ihre flexiblen Lasten kleiner 500 kW vermarkten zu können.

Aus Sicht der Pooler besteht bei den anreizbasierten Programmen technisch die Möglichkeit, auch kleine Lasten bis 500 kW in einen Pool aufzunehmen. Allerdings entscheiden sich Verbraucher mit Lasten bis 500 kW meist aus wirtschaftlichen Gründen gegen eine Poolteilnahme.

Kriterium 2: Vorankündigungsdauer

Hierbei ist es auf der Seite der Verbraucher stark von den Prozessen abhängig, an welchen die Laständerung vollzogen wird, ob die bestehende Energieflexibilität vermarktet werden kann. Während bei kontinuierlichen Prozessen, z. B. in der Prozessindustrie, Vorankündigungsdauern von über einem Tag möglich sind, hindern bei diskontinuierlichen Prozessen, z. B. bei Stückgutfertigung, die langen Vorankündigungsdauern die Vermarktung flexibler Lasten. Somit ist die Nutzung der betrachteten anreizbasierten Programme auf ausgewählte Branchen beschränkt.

Da die Vorankündigungsdauern für die jeweiligen Märkte von der Bundesnetzagentur festgelegt werden, besteht hier aus Sicht des Poolers keine Handlungsmöglichkeit im Kreis der betroffenen Partner; Veränderungen müssen von der Bundesnetzagentur angestoßen werden.

Kriterium 3: Reaktionszeit

Hierbei müssen aus Sicht der energieflexiblen Fabrik die Zeiträume und Zeitpunkte, in welchen die Laständerungen vollzogen werden müssen, vorab hinreichend genau bekannt sein, um kurze Reaktionszeiten erreichen zu können. Bei komplexen Lastverschiebungsprozessen sind Reaktionszeiten kleiner 15 Minuten in der Regel nicht möglich.

Da die Reaktionszeiten ebenso wie die Vorankündigungszeiten für die jeweiligen Märkte von der Bundesnetzagentur festgelegt werden, besteht hier aus Sicht des Poolers keine Handlungsmöglichkeit im Kreis der betroffenen

Partner; Veränderungen müssen von der Bundesnetzagentur angestoßen werden.

Kriterium 4: Haltedauer

Aus Sicht der Verbraucher sind Lastverschiebungen innerhalb der Produktion größer als eine Stunde in der Regel nur schwer darstellbar oder sogar nicht möglich. Somit ist z. B. die Minutenreserve nur bei sehr ausgewählten Prozessen nutzbar, Eigenerzeugungsanlagen können jedoch die geforderten Kriterien erfüllen.

Innerhalb eines Pools besteht grundsätzlich die Möglichkeit, mehrere Laständerungen hintereinander auszuführen, um somit längere Haltezeiten verwirklichen zu können. Allerdings ist dies aus Sicht des Poolers organisatorisch aufwändig und somit derzeit weder für Verbraucher noch Pooler wirtschaftlich.

Kriterium 5: Vergütung

Die Vergütungsmodelle der anreizbasierten Programme stellen sich derzeit aus Sicht der Verbraucher als komplex dar. Die Entscheidung, ob flexible Lasten vermarktet werden können, ist für Fabriken somit schwierig zu treffen und erzeugt auf Seiten der Verbraucher einen erheblichen organisatorischen Aufwand. Dies hemmt die Vermarktung flexibler Lasten. Darüber hinaus würde eine fixe Vergütung von Laständerungen die Planbarkeit auf Seiten der Verbraucher erhöhen. Dies würde z. B. Investitionen in zusätzliche Energieflexibilität fördern. Insgesamt ist aber derzeit das Vergütungsniveau der anreizbasierten Programme . insbesondere Sekundärregelleistung und Minutenreserve . zu gering, um für die energieflexible Fabrik attraktiv zu sein.

Im Rahmen der Vergütung für flexible Lasten innerhalb eines Pools können individuelle Vereinbarungen getroffen werden, sodass auch eine fixe Vergütung für Laständerungen möglich ist.

Sonstiges

Produzierende Unternehmen zeigen grundsätzlich die Bereitschaft, bestimmte Laständerungen auch automatisiert durch den Netzbetreiber oder Pooler durchführen zu lassen. Allerdings stellt sich die Nachweisführung einer möglichen Laständerung aus Sicht der Verbraucher als komplex dar, was wiederum organisatorische Hürden bzgl. der Vermarktung flexibler Lasten erzeugt. Aus Sicht der Pooler ist die Nachweisführung von Laständerungen einfach durch die Messung am Hauptanschluss zum öffentlichen Netz darstellbar. Abbildung 5 zeigt die Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse.

| | Verbraucher | Pooler |
|----------------------|---|--|
| Laständerung | <p>✓ Sehr energieintensive Unternehmen können Lasten i.H.v. 50 MW vermarkten</p> <p>✓ Energieintensive Unternehmen können Lasten i.H.v. 5 MW vermarkten</p> <p>! Weniger energieintensive Unternehmen können ihre flexiblen Lasten < 500 kW nicht vermarkten</p> | <p>✓ Poolen auch von flexiblen Lasten < 500 kW technisch möglich</p> <p>! Poolung von flexiblen Lasten <1 MW derzeit nicht wirtschaftlich</p> |
| Vorankündigungsdauer | <p>✓ Lange Vorankündigungsdauern stellen bei kontinuierlichen Prozessen kein Problem dar</p> <p>! Lange Vorankündigungsdauern hindern dagegen die Vermarktung flexibler Lasten bei diskontinuierlichen Prozessen</p> | <p>! Vorankündigungszeiträume werden von BNetzA festgelegt und richten sich nach Fristen der jeweiligen Märkte (z. B. Spotmarkt, MRL, SRL)</p> |
| Reaktionszeit | <p>✓ Kurze Reaktionszeiten sind teilweise möglich, wenn das Zeitfenster der Lastverschiebung vorab bekannt ist</p> <p>! Bei komplexen Lastverschiebungsprozessen sind Reaktionszeiten ≤ 15 Minuten nicht möglich</p> | <p>! Reaktionszeiten werden von BNetzA festgelegt und lassen sich nicht ändern</p> |
| Haltedauer | <p>✓ Sehr lange Haltedauern i.H.v. wenigen Stunden sind vereinzelt bei ausgewählten Prozessen möglich</p> <p>! I.d.R. sind nur Haltedauern ≤ 1 Stunde möglich</p> | <p>✓ Sequenzielles Schalten von Lasten innerhalb des Pools möglich, somit auch Abbildung von kurzen Haltedauern ≤ 1 Stunde möglich</p> <p>! Sequenzielles Schalten von Lasten innerhalb des Pools ist organisatorisch aufwändig und derzeit nicht wirtschaftlich</p> |
| Vergütung | <p>! Vergütung für Lastverschiebungen in der Industrie derzeit noch zu gering</p> <p>! Vergütungsmodelle sind zu komplex</p> <p>! Keine fixe Vergütung für Lastverschiebung reduziert die Planbarkeit bei Unternehmen</p> | <p>✓ Innerhalb des Pools sind individuelle Vergütungsmodelle zwischen Pooler und energieflexibler Fabrik vereinbar</p> |
| Sonstiges | <p>✓ Automatische Abrufe von Laständerungen durch Netzbetreiber oder Energieversorger sind möglich</p> <p>! Nachweisführung von Laständerungen gegenüber Netzbetreiber oder Energieversorger komplex</p> | <p>✓ Nachweisführung von Laständerung aus Sicht des Poolers einfach darstellbar</p> |

Abbildung 5: Bewertungsergebnis der anreizbasierten Programme

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bestehende anreizbasierte Modelle prinzipiell die Möglichkeit der Vermarktung der Energieflexibilität von produzierenden Unternehmen zulassen. Bedingt durch die oberste Priorität bei diesen Modellen, die Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können, sind die Regeln zur Teilnahme an den Programmen aber sehr eng bemessen. Daher eignen sich in Fabriken nur sehr wenige Prozesse mit großen Laständerungen, die die Anforderungen der Programme erfüllen. Die Anwendung der derzeitigen anreizbasierten Programme ist somit auf sehr wenige Branchen und Prozesse beschränkt. Zwar besteht in einigen Punkten die Möglichkeit, individuelle Regelungen zwischen Pooler und verbrauchendem Unternehmen zu treffen, z. B. im Rahmen der Vergütung, und somit die anreizbasierten Programme für eine größere Anzahl an Fabriken attraktiver zu gestalten. Allerdings werden die Mehrzahl an Regelungen mit dem Hauptaugenmerk auf die Systemstabilität von der Bundesnetzagentur festgelegt. Dadurch ist der Handlungsspielraum der einzelnen Marktteilnehmer zur Vermarktung von Energieflexibilitäten im Rahmen der anreizbasierten Programme beschränkt.

4.2 Zeitvariable Strompreismodelle

4.2.1 Erläuterung der Strompreismodelle

Im Rahmen der zeitbasierten Strompreismodelle wird versucht, das Verhalten und damit den Energiebedarf der Verbraucher indirekt durch einen variablen Arbeitspreis zu beeinflussen. Hierbei wird grundsätzlich zwischen drei verschiedenen Tarifmodellen unterschieden, den Tarifen des Time of Use (TOU), des Critical Peak Pricing (CPP) und des Real Time Pricing (RTP). Steuern, Abgaben und Umlagen werden in den hier angegebenen Preisen nicht berücksichtigt. Ebenso fließt der Einfluss der Netznutzungsentgelte, in Form des Leistungspreises, nicht in die Bewertung ein.

Time of Use-Tarife (TOU)

Time of Use-Tarife weisen unterschiedliche, meist für einen längeren Zeitraum im Voraus fixierte Preisniveaus für bestimmte Zeiträume innerhalb eines Tages auf. Ein einfaches Beispiel eines TOU-Tarifs stellt ein Stromtarif mit Hochtarif- und Niedertarifzeiten (HT, NT) dar. Abbildung 6 zeigt das in den Workshops bewertete Strompreismodell. Die möglichen Preisstufen des Modells sind in Abbildung 9 dargestellt.

Hierbei weist der TOU-Tarif zwei Preisstufen in Höhe von z. B. 0,10 "/kWh sowie 0,14 "/kWh auf. Die Preise sind jeweils für 8 Stunden bzw. für 16 Stunden gültig und werden einen Monat im Voraus bekannt gegeben. Es handelt sich hierbei somit um einen klassischen HT/NT-Tarif.

| | | |
|-----------------|---------------------------------------|---|
| Preisschwankung | | Stufe 1: 0,10 "/kWh Stufe 2: 0,14 "/kWh |
| Zeit | Vorankündigungsdauer | 1 Monat |
| | Reaktionszeit | Preiswechsel von einer Stunde auf die nächste |
| | Haltedauer/ Dauer einer Preisstufe | 8 bzw. 16 h |

Abbildung 6: Beispiel eines fiktiven TOU-Strompreises

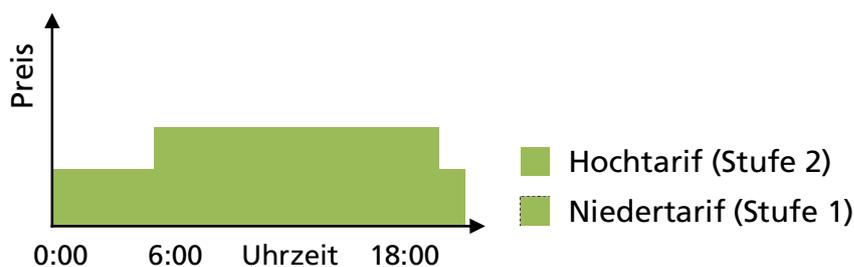


Abbildung 7: Grafische Darstellung eines fiktiven TOU-Strompreises

Critical Peak Pricing (CPP)

Critical Peak Pricing-Tarife stellen eine Erweiterung der TOU-Tarife dar. Hierbei werden die TOU-Tarife bei CPP-Tarifen um eine oder mehrere Eventpreisstufen erweitert. Diese Preisstufe überschreitet die Preisstufen, die an regulären Tagen gelten, i. d. R. deutlich und tritt bei außergewöhnlichen Tagen (Events) mit einer gewissen Vorankündigungszeit in Kraft. Die Vorankündigungszeit beträgt i. d. R. einen Tag. Auf diese Weise kann auch auf kurzfristige Ereignisse im Netz reagiert werden, wobei die Anzahl der Zeiträume der Eventpreisstufe meist vertraglich limitiert ist.

Im Rahmen des Workshops wurde ein CPP-Tarif aus Frankreich bewertet, der sog. „Option Tempo“. Bei diesem Strompreismodell werden die für den nächsten Tag geltenden Preise um 17 Uhr des Vortages bekannt gegeben. Die Preise haben dann jeweils für 8 bzw. 16 Stunden Gültigkeit, siehe Abbildung 8. Die möglichen Preisstufen des Modells sind in Abbildung 9 dargestellt. Demnach unterscheidet das Modell zwischen sechs unterschiedlichen Stufen, wobei die Häufigkeit der einzelnen Stufen pro Jahr vertraglich fixiert ist.

| Preisschwankung | | Feste Stufen, siehe nächste Abbildung |
|-----------------|---------------------------------------|---|
| Zeit | Vorankündigungsdauer | 0,5 Tage |
| | Reaktionszeit | Preiswechsel von einer Stunde auf die nächste |
| | Haltedauer/ Dauer einer Preisstufe | 8 bzw. 16 h |

Abbildung 8: CPP-Strompreis

| | Strompreis (€/kWh) | Häufigkeit |
|---------|--------------------|------------|
| Stufe 1 | 0,0840 | 41 % |
| Stufe 2 | 0,1003 | 41 % |
| Stufe 3 | 0,1175 | 6 % |
| Stufe 4 | 0,1400 | 6 % |
| Stufe 5 | 0,2142 | 3 % |
| Stufe 6 | 0,5593 | 3 % |

Abbildung 9: Verteilung der Preisstufen des CPP-Strompreis

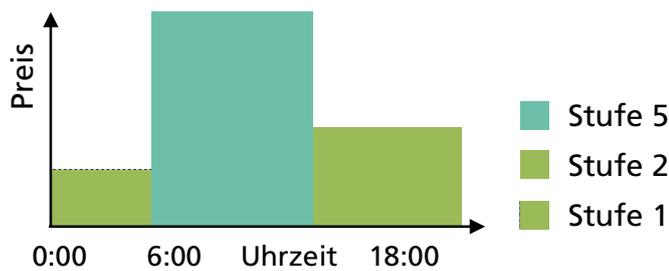


Abbildung 10: Grafische Darstellung eines fiktiven CPP-Strompreises

Real Time Pricing (RTP)

Die dritte Kategorie der zeitbasierten Tarife stellt das sog. Real Time Pricing dar. Im Rahmen des RTP werden dem Verbraucher i. d. R. stündlich schwankende Preise am Vortag bzw. wenige Stunden vor Abnahme des Stroms zur Verfügung gestellt. Die Preise des RTP spiegeln dabei die Kosten der Stromerzeugung zu diesem Zeitpunkt wider. Abbildung 11 zeigt das im Rahmen der Workshops bewertete Strompreismodell. Hierbei werden einen Tag im Voraus die unterschiedlichen Preisniveaus bekannt gegeben, welche jeweils eine Stunde Gültigkeit besitzen. Die Preise pro kWh Strom schwanken dabei von -0,10 " bis 0,25 " , wobei der durchschnittliche Strompreis bei 0,10 " /kWh liegt.

| | | |
|-----------------|---------------------------------------|---|
| Preisschwankung | | Min: -0,1 " /kWh Ø: 0,1 " /kWh Max: 0,25 " /kWh |
| Zeit | Vorankündigungsdauer | 1 Tag |
| | Reaktionszeit | Preiswechsel von einer Stunde auf die nächste |
| | Haltedauer/ Dauer einer Preisstufe | 1 h |

Abbildung 11: Strompreismodell des RTP

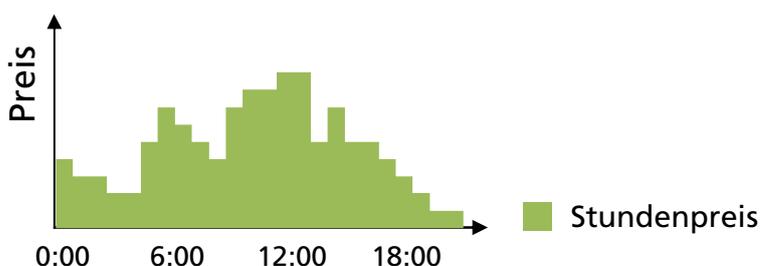


Abbildung 12: Grafische Darstellung eines fiktiven RTP-Strompreises

4.2.2 Bewertungskriterien

Im Rahmen des vierten Arbeitskreistreffens wurden die zeitvariablen Strompreismodelle anhand verschiedener Kriterien untersucht und bewertet. Um eine Vergleichbarkeit mit den anreizbasierten Modellen zu erzielen, sind hierbei ähnliche Bewertungskriterien gewählt worden.

Kriterium 1: Preisschwankung

Dieses Kriterium beschreibt, wie groß die Differenzen zwischen den einzelnen Preisstufen des Modells sind (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

Kriterium 2: Vorankündigungsdauer

Dieses Kriterium beschreibt den Zeitraum der Bekanntgabe für variable Strompreise, welche dem Produktionsunternehmen zur Verfügung gestellt werden (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

Kriterium 3: Reaktionszeit

Dieses Kriterium beschreibt, wie schnell auf ein Preissignal reagiert werden muss (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

Kriterium 4: Haltedauer bzw. Dauer der Preisstufe

Dieses Kriterium beschreibt, welche Dauer die unterschiedlichen Strompreisstufen annehmen können (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

4.2.3 Bewertung der Strompreismodelle

4.2.3.1 Time of Use-Tarife (TOU)

Im Folgenden werden die Sicht der Verbraucher, welche ihre Energieflexibilität nutzen, sowie die Sicht des Versorgers, welcher das entsprechende Strompreismodell zur Verfügung stellt, und die Sicht des Verteilnetzbetreibers auf die Time of Use-Tarife dargestellt.

Kriterium 1: Preisschwankung

Dieses Kriterium beschreibt, wie groß die Differenzen zwischen den einzelnen Preisstufen des Modells sind. Hierbei führt eine Fixierung der Preisstufen zu einer Reduzierung des Risikos schwankender Strompreise auf Seiten der Verbraucher und führt zu einer besseren Planbarkeit.

Kriterium 2: Vorankündigungsdauer

Aufgrund einer langen Vorankündigungsdauer ermöglicht das Preismodell die Planbarkeit der Reaktion der Fabrik auf ein schwankendes Energieangebot sowie die Planbarkeit der Energiebeschaffung für den Versorger.

Kriterium 3: Reaktionszeit

Da die Preisstufen lange im Voraus bekannt sind (vgl. Kriterium 2), lässt sich die Reaktion der Fabrik planen. Reaktionen von der einen auf die andere Stunde sind daher nicht mehr kurzfristig nötig, sondern können geplant werden.

Kriterium 4: Haltedauer bzw. Dauer der Preisstufe

Die lange Dauer einzelner Preisstufen von mehreren Stunden ermöglicht auf Seiten der Fabrik als Reaktion nur die Anpassung von ganzen Schichtzeiten. Das Strompreismodell kann keine kurzfristige Anpassung der Energienachfrage einer Fabrik anregen, welche bei einer schwankenden Stromerzeugung aber wünschenswert wäre.

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Time of Use-Tarife für alle beteiligten Partner ein geeignetes Instrument darstellen, um den Energiebedarf von Fabriken langfristig, z. B. über Monate oder Jahre, konstant zu steuern. Insbesondere die gute Planbarkeit aufgrund einer langen Vorankündigungsdauer ermöglicht die Reaktion der Fabrik auf ein schwankendes Energieangebot, z. B. durch Anpassung der Schichtzeiten. Hierbei muss allerdings ein Optimum gefunden werden, d. h. eine ausreichend lange Vorankündigungszeit, um der Fabrik eine Reaktion zu ermöglichen, sowie eine hinreichend kurze Vorankündigungszeit, um Prognosen über die Leistungsbereitstellung erneuerbarer Energien zu integrieren. Ein weiterer Vorteil des Preismodells ist dessen geringe Komplexität. Eine Übersicht des Bewertungsergebnisses zeigt Abbildung 13.

| | Verbraucher | Versorger | Verteilnetzbetreiber |
|----------------------|--|---|---|
| Preisschwankung | ✓ Fixierte Preisniveaus (reduziertes Preisrisiko) | | |
| Vorankündigungsdauer | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Gute Planbarkeit durch lange Vorankündigungsdauer (1 Monat bis 1 Jahr) ✓ Für Schichtplanung geeignet ! Bei 3-Schichtbetrieb ggf. uninteressant ! Produktionsplanung 1-2 Wochen im Voraus, daher Vorankündigung zu langfristig | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Gute Planbarkeit wegen langer Vorankündigungsdauer | |
| Reaktionszeit | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Planbarkeit gegeben, da Zeitpunkt der Preiseänderungen vorab bekannt | | |
| Dauer Preisstufe | <ul style="list-style-type: none"> ! Kurzfristige Flexibilitäten können durch zu lange Preisstufen (8-16 Std.) nicht genutzt werden | <ul style="list-style-type: none"> ! Kürzere Preisstufen sinnvoller, um Preisspitzen am Vor-, Nachmittag und Abend auszusteuern / nutzen | <ul style="list-style-type: none"> ! Kurzfristige Netzschwankungen lassen sich aufgrund langer Preisstufen (HT/NT) nicht ausgleichen |
| Sonstiges | | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Einfach abzurechnen, da geringe Komplexität | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Schöne alte Welt, Status quo mit bekannten Rahmenbedingungen |

Abbildung 13: Bewertungsergebnis der Time of Use-Tarife (TOU)

4.2.3.2 Critical Peak Pricing (CPP)

Als nächstes gilt es, die Sicht der Verbraucher, des Versorgers und des Verteilnetzbetreibers auf das CPP zu bewerten.

Kriterium 1: Preisschwankung

Ähnlich wie bei den TOU-Tarifen führen die fixierten Preisstufen dazu, dass das Strompreisrisiko auf Seiten der Verbraucher reduziert wird. Auf der anderen Seite ermöglicht die gesteigerte Anzahl an Preisstufen eine bessere Anpassung der Verbraucherpreise an Börsenpreise im Vergleich zu den TOU-Tarifen.

Kriterium 2: Vorankündigungsdauer

Im Gegensatz zu den TOU-Tarifen erfolgt bei dem betrachteten Strompreismodell die Vorankündigung der geltenden Strompreise spätestens am Vortag. Da die jeweilige Dauer der einzelnen Preisstufen sehr lange ist (vgl. Kriterium 4), ist hierbei keine geeignete Reaktion seitens der energieflexiblen Fabrik möglich.

Kriterium 3: Reaktionszeit

Da die Preisstufen lange im Voraus bekannt sind (vgl. Kriterium 2), lässt sich die Reaktion der Fabrik planen. Reaktionen von der einen auf die andere Stunde sind daher nicht mehr kurzfristig nötig, sondern können geplant werden.

Kriterium 4: Haltedauer bzw. Dauer der Preisstufe

Die lange Dauer einzelner Preisstufen von mehreren Stunden ermöglicht auf Seiten der Fabrik als Reaktion nur die Anpassung von ganzen Schichtzeiten. Da die Vorankündigungszeiten unter Umständen aber sehr gering sind (vgl. Kriterium 2), sind Anpassungen von Schichtzeiten nicht mehr möglich. Somit stehen der energieflexiblen Fabrik keine geeigneten Maßnahmen zur Anpassung des Energiebedarfs zur Verfügung. Auch auf Seiten der Versorger und Netzbetreiber sind kürzere Preisstufen sinnvoller, um z. B. von Preisspitzen an der Börse tagsüber profitieren zu können.

Fazit

Bezüglich des CPP ist festzuhalten, dass dieses Strompreismodell nicht für die energieflexible Fabrik geeignet ist. Die Kombination von kurzer Vorankündigungszeit und langer Dauer einer Preisstufe führt dazu, dass seitens der energieflexiblen Fabrik keine Möglichkeiten zur Anpassung des Energiebedarfs zur Verfügung stehen. Die Anpassung von Schichtzeiten benötigt einen größeren zeitlichen Vorlauf. Andere Maßnahmen hingegen, wie z. B. das Unterbrechen von Prozessen, sind nur für einen kurzen Zeitraum möglich (vgl. Abschnitt 4.1). Eine Übersicht des Bewertungsergebnisses zeigt Abbildung 14.

| | Verbraucher | Versorger | Verteilnetzbetreiber |
|----------------------|--|--|---|
| Preisschwankung | ✓ Fixierte Preisniveaus (reduziertes Preisrisiko) | ✓ Aktuelle Preisstufen lassen sich an Marktpreise anpassen ! Feste Preisstufen stehen im Gegensatz zum funktionierenden Markt ! Komplexe und teilweise intransparente Tarifbildung | |
| Vorankündigungsdauer | ! Zu kurze Vorankündigungsdauer, um Lasten für eine Schicht zu verschieben | | |
| Reaktionszeit | ✓ Planbarkeit gegeben, da Zeitpunkt der Preisänderungen vorab bekannt | | |
| Dauer Preisstufe | ! Kurzfristige Flexibilitäten können durch zu lange Preisstufen (8-16 Std.) nicht genutzt werden | ! Kürzere Preisstufen sinnvoller, um Preisspitzen am Vor-, Nachmittag und Abend auszusteuern / nutzen | ! Preisstufen zu lang, um Netzschwankungen auszugleichen ✓ Theoretische Steuerung des Verbrauchsverhaltens |
| Sonstiges | | ! Abrechnung zu komplex | ! Nationaler Börsenpreis vs. regionales Netz ! Teure Netzentgelte, da Kapazität nicht voll ausgereizt wird |

Abbildung 14: Bewertungsergebnis des Critical Peak Pricing (CPP)

4.2.3.3 Real Time Pricing (RTP)

Abschließend sind die Sichten der einzelnen Akteure auf das RTP zu analysieren.

Kriterium 1: Preisschwankung

Die große Schwankungsbreite beim Real Time Pricing führt zu einem merklichen Preisrisiko beim Verbraucher. Dieses kann sowohl positiv ausfallen, z. B. beim Auftreten negativer Preise, als auch negativ, z. B. bei extremen Preisspitzen.

Kriterium 2: Vorankündigungsdauer

Ein Unterschied zu den anderen Strompreismodellen liegt beim RTP in der Vorankündigungsdauer. Diese entspricht mit ca. einem Tag dem Vorlauf typischer Produktionsfreigabeprozesse. Somit bestehen seitens der energieflexiblen Fabrik gute Möglichkeiten, z. B. über die Anpassung der Maschinenbelegung, auf Änderungen des Strompreises zu reagieren. Allerdings herrscht zwischen den Versorgern und den Verbrauchern Uneinigkeit dahingehend, wer das Preis- sowie das Volumenrisiko übernimmt. Im Rahmen des bewerteten Modells übernimmt der Versorger das Volumenrisiko, indem er dem Verbraucher einen schwankenden Strompreis zur Verfügung stellt, ohne dessen tatsächliche Abnahmemenge an Energie zu kennen. Um eine sichere Planung auf Seiten der energieflexiblen Fabrik zu ermöglichen, ist dies zwingend erforderlich. Da es aber auf Seiten der Versorger die Planbarkeit reduziert sowie das Volumen-Risiko erhöht, ist es derzeit unwahrscheinlich, dass ein solches Strompreismodell in Deutschland für kleine oder mittelständische Unternehmen umsetzbar ist. Großver-

braucher können bereits heute durch ihren Energieversorger am Spotmarkt abgerechnet werden.

Kriterium 3: Reaktionszeit

Da die Preisänderungen vorab bekannt sind und keine Reaktionspflicht besteht (vgl. mit anreizbasierten Programmen), ist eine gute Reaktionsmöglichkeit gegeben.

Kriterium 4: Haltedauer bzw. Dauer der Preisstufe

Die jeweils kurze Dauer einzelner Strompreisniveaus ermöglicht eine gute Anpassung seitens der energieflexiblen Fabrik.

Fazit

Das RTP stellt das beste Strompreismodell dar, um kurzfristige Schwankungen im Netz vorab auszugleichen. Insbesondere die kurze Dauer der einzelnen Strompreisstufen von einer Stunde ermöglicht die optimale Anpassung des Energiebedarfs einer Fabrik an das Stromangebot. Allerdings treten im Rahmen der Preisbildung verschiedene Risiken auf, deren Verteilung auf die einzelnen Marktteilnehmer derzeit nicht ausreichend geklärt ist. Stellt der Versorger dem Verbraucher einen schwankenden Strompreis zur Verfügung, ohne dessen tatsächliche Abnahmemenge an Energie zu kennen, so übernimmt dieser das Volumenrisiko. Auf der anderen Seite ist aber ein bekannter Strompreis für die energieflexible Fabrik zwingend erforderlich, um eine Anpassungsreaktion zu planen. Hier bleibt ein Risiko bei beiden Parteien, was durch das aktuelle Design nicht gedeckt wird. Eine Übersicht des Bewertungsergebnisses zeigt Abbildung 15.

| | Verbraucher | Versorger | Verteilnetzbetreiber |
|----------------------|---|--|---|
| Preisschwankung | ✓ Auch negative Preise möglich ! Preisrisiko | ✓ Transparenter Preis | |
| Vorankündigungsdauer | ✓ Entspricht typischem Produktionsplanungsprozess | ! Prognose und Verhalten der Verbraucher können sich bei Preisbekanntgabe widersprechen ! Markt vs. Plan -- Preisrisiko | |
| Reaktionszeit | ✓ Planbarkeit gegeben, da Zeitpunkt der Preisänderungen vorab bekannt | | ! Zu lange für die EE-Einbindung |
| Dauer Preisstufe | ✓ Dauer der jeweiligen Preisstufen ist abhängig von Prozessen darstellbar | | ! Schwankendes Netz bei kurzen Preisstufen |
| Sonstiges | ! RTP kann mit Last-Maximum kollidieren ✓ Tarife für kontinuierliche und diskontinuierliche Anlagen ggf. nötig | ✓ Fertiges etabliertes Produkt - Abrechnung zu EPEX SPOT | ! Nationaler Börsenpreis vs. regionales Netz ! Teure Netzentgelte, da Kapazität nicht voll ausgereizt wird |

Abbildung 15: Bewertungsergebnis des Real Time Pricing (RTP)

4.3 Weitere Hemmnisse

Neben den in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Herausforderungen bestehen noch weitere Hemmnisse, welche der energieflexiblen Fabrik entgegenstehen. Dies ist zum einen der Umstand, dass Energieflexibilität teilweise im Widerspruch zur Energieeffizienz steht. Zum anderen hindern bestehende Regelungen wie die StromNEV, hier speziell die atypische Netznutzung seitens der Verbraucher sowie die starre Festlegung der Netznutzungsentgelte seitens der Netzbetreiber die Umsetzung der energieflexiblen Fabrik.

Energieflexibilität und Energieeffizienz

Die Anpassung des Energiebedarfs in der Produktion im Rahmen der Energieflexibilität erhöht in der Regel den gesamten Energiebedarf der Produktion, da z. B. Stand-by-Zeiten von Anlagen erhöht werden, um kürzere Reaktionszeiten realisieren zu können. Da aber die Ausbringung der Produktion konstant bleibt, d. h. in Zeiten energieflexiblen Verhaltens nicht mehr produziert wird, verschlechtert sich somit die Energieeffizienz.

Im Rahmen der Energieflexibilität können verschiedene Maßnahmen genutzt werden, um den Energiebedarf anzupassen. So lassen sich z. B. einzelne Prozesse kurzfristig unterbrechen. Anschließend sind die Prozesse wieder zu starten. Hierbei wird i. d. R. zusätzliche Energie benötigt. Eine weitere Möglichkeit, den Energiebedarf einer Fabrik zu beeinflussen, ist die Anpassung der Parameter eines Prozesses. Meist wird die Anlage dadurch nicht im optimalen Betriebspunkt betrieben, wodurch die Energieeffizienz gemindert wird.

Im Zusammenhang mit Energieeffizienzbemühungen versuchen Unternehmen, ihren Energiebedarf zu senken und dadurch Kosten zu sparen. Insbesondere im Rahmen von Energiemanagement-Normen, wie der DIN 50001 [10], wird versucht, kontinuierlich weniger Energie zu benötigen. Dadurch ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen Energieflexibilität und Energieeffizienz, welcher durch förderpolitische Maßnahmen, z. B. eine Stromsteuer oder EEG-Rückerstattungen verstärkt werden kann. Dabei gilt: Je größer der Anreiz zur Einsparung von Energie ist, desto geringer ist der Anreiz zur Energieflexibilität. Jedoch gibt es auch Zeitpunkte, an welchen Energie im Überfluss vorhanden ist. Diese durch eine kurzfristige Prozessanpassung mit einem hohen Effektivitätsgrad zu nutzen ist erklärtes Ziel der energieflexiblen Fabrik.

Netznutzung

Neben den marktabhängigen Rahmenbedingungen bilden auch rechtliche Aspekte gewisse Hemmnisse, um Verbraucher kurzfristige energieflexible Anreize nutzen zu lassen. Namentlich sei hier der § 19 Abs. 2 StromNEV (Atypische Netznutzung und die 7.000 Stunden Regelung) erwähnt, welcher aus dem Blickwinkel der energieflexiblen Fabrik kritisch zu sehen ist. Dieser besagt, dass sich Unternehmen mit einem großen Stromverbrauch teilweise von den Netzentgelten befreien lassen können, wenn sie ihren Stromverbrauch vergleichmäßigen. Für die atypische Netznutzung ist Be-

dingung, dass ein Verbraucher seine Höchstlast in Perioden abfragt, welche zeitlich von der Höchstlast aller Entnahmen der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene abweicht. Die Festlegung der Hoch- und Niederlastzeiten erfolgt durch eine vergangenheitsorientierte Betrachtung der höchsten Leistungsentnahmen des Vorjahres. Diese Regelung stellt einen ersten Anreiz zu einer vorab festgelegten Flexibilisierung dar. Da jedoch durch erneuerbare Energien kurzfristig induzierte Schwankungen im Stromnetz auf Anbieterseite auftreten, ist eine Weiterentwicklung dieses Systems anstreben.

Aktuell setzen Fabriken ihre Energieflexibilität zur Vergleichmäßigung des Stromverbrauchs und zur Einhaltung der Zeitfenster der atypischen Netznutzung ein, da die Kosteneinsparungen für produzierende Unternehmen sehr attraktiv sein können. Infolgedessen steht die Energieflexibilität dieser Unternehmen nicht mehr für kurzfristige Anpassungsmöglichkeiten zur Verfügung. Darüber hinaus ist zu beobachten, dass Hochlastzeitfester sich mit dem Verhalten der energieintensiven Industrien in dem jeweiligen Netzgebiet verschieben können, d. h. energieintensive Verbraucher können in kleinen Netzgebieten die Bildung der Hoch- und Niederlastfenster maßgeblich selbst beeinflussen.

Somit ist festzuhalten, dass der § 19 Abs. 2 StromNEV modernisiert werden sollte, um eine kurzfristige und angebotsorientierte Synchronisation von Energieangebot und -nachfrage zu unterstützen. Ziel sollte es sein, diese Flexibilität ebenfalls kurzfristig zur Entlastung des Stromnetzes zu nutzen und angemessen zu vergüten.

5 Vorschlag zur besseren Vermarktung von Energieflexibilität

5.1 Anreizbasierte Programme

Die Analysen im vorangegangenen Kapitel haben gezeigt, dass bestehende anreizbasierte Programme für die energieflexible Fabrik genutzt werden können. Auf dem Energiemarkt sind allerdings bereits heute Überkapazitäten vorhanden. Diese führen zu geringen wirtschaftlichen Anreizen, Energieflexibilität in Form von kleinen und mittleren Lastverschiebungen dem Markt anzubieten. Des Weiteren ist aufgrund verschiedenster Randbedingungen die Anwendbarkeit auf wenige Branchen bzw. Anlagen beschränkt. Zur weiteren Steigerung des Energieflexibilitätsangebots können sowohl der Pooler als auch die Bundesnetzagentur einen Beitrag leisten.

Steigerung des Energieflexibilitätsangebots durch den Pooler

Um dem Markt ein größeres Energieflexibilitätsangebot zur Verfügung stellen zu können, bestehen für den Pooler mehrere Möglichkeiten. So kann dieser zunächst das Vergütungsmodell vereinfachen, indem eine fixe Vergütung für Laständerungen gewährt und somit die Planbarkeit auf Seiten der Verbraucher erhöht wird. Fraglich bleibt hier die Abdeckung des Risikos, sollten die fixen Vergütungen nicht erwirtschaftet werden. Auch steigert das Poolen kleinerer Lasten die Höhe der dem Markt zur Verfügung stehenden verschiebbaren Last. Außerdem kann der Pooler die Länge der geforderten Haltedauern verkürzen, indem mehrere Laständerungen hintereinander ausgeführt werden. Somit kann die geforderte Haltedauer für ein Unternehmen auf z. B. eine Stunde verkürzt werden, die gesamte Haltedauer im Pool kann dennoch z. B. vier Stunden betragen. Diesen Maßnahmen stehen der administrative Mehraufwand und die steigenden Transaktionskosten auf Seiten des Poolers entgegen, welche mit den aktuellen Erlösmöglichkeiten nur schwer ausreichend gedeckt werden können.

Steigerung des Flexibilitätsangebots durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Möglichkeit, alle flexibilitätssteigernden Maßnahmen umzusetzen, welche auch dem Pooler zur Verfügung stehen. Hier ist das Verkürzen von Haltedauern, die Absenkung der für das Lastmanagement nötigen Last sowie die Vereinfachung der Vergütung zu nennen. Darüber hinaus würde eine Erhöhung der benötigten Reaktionszeit die dem Markt zur Verfügung stehende Energieflexibilität steigern, da auch komplexere Lastverschiebungen seitens der Unternehmen die geforderte längere Reaktionszeit erfüllen können. Dies sollte allerdings nur im Rahmen der Sicherstellung der Systemstabilität geschehen, da diese sehr kurze Reaktionszeiten fordert. Schließlich ist darüber nachzudenken, ein weiteres anreizbasiertes Programm zu entwickeln, welches kürzere Vorankündigungszeiten von wenigen Stunden aufweist. Somit könnten auch die Energieflexibilität von diskontinuierlichen Prozessen bzw. Prozessen mit kurzen Zeiten vermarktet werden.

5.2 Zeitvariable Strompreismodelle

Es hat sich gezeigt, dass es aktuell kein Strompreismodell gibt, welches eine optimale Vermarktung der Energieflexibilität eines Unternehmens ermöglicht. Heute kann der TOU-Tarif dazu genutzt werden, um große Mengen an Energie für einen längeren Zeitraum zu verschieben. Dabei bietet sich auf Seiten der Verbraucher das Anpassen von Schicht- und Produktionszeiten an. Allerdings muss ein Optimum bzgl. der Vorankündigungszeit gefunden werden. Diese sollte ausreichend groß sein, um der Fabrik eine entsprechende Reaktion zu ermöglichen, sowie hinreichend kurz, um unterschiedliche Erzeugungsleistungen durch erneuerbare Energien berücksichtigen zu können und somit eine kurzfristige Synchronisation von Energieangebot und -nachfrage zu ermöglichen.

Neben dem TOU-Tarif ist ein weiteres Preismodell erforderlich. RTP-Tarife bieten einen Ansatz, um kurzfristige Schwankungen in der Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien auszugleichen bzw. die kurzfristige Energieflexibilität von Fabriken nutzen zu können. Allerdings treten im Rahmen der Preisbildung verschiedenste Risiken auf, deren Verteilung auf die einzelnen Marktteilnehmer derzeit nicht geklärt ist. Stellt der Versorger dem Verbraucher einen schwankenden Strompreis zur Verfügung, ohne dessen tatsächliche Abnahmemenge an Energie zu kennen, so übernimmt dieser das Volumenrisiko. Auf der anderen Seite ist aber ein bekannter Strompreis für die energieflexible Fabrik zwingend erforderlich, um eine Anpassungsreaktion zu planen. Hier müssen somit Regelungen getroffen werden, um entsprechende Preismodelle für den Markt verfügbar zu machen und das Risiko gleichmäßig zu verteilen bzw. abzusichern.

5.3 Ableitung von weiteren Handlungsfeldern

Im Rahmen der Umsetzung der energieflexiblen Fabrik müssen weitere Hemmnisse identifiziert und beseitigt werden. Insbesondere der § 19 Abs. 2 StromNEV ist im Hinblick auf die Herausforderungen der Energiewende zu prüfen und weiterzuentwickeln, sodass auch eine kurzfristigere Anpassung des Energiebedarfs an das -angebot ermöglicht wird. Darüber hinaus ist die Gestaltung verschiedener Abgaben wie der EEG-Umlage oder der Netznutzungsentgelte zu hinterfragen, da hier große Hebel zur Schaffung von Anreizen für Energieflexibilität liegen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Im Zuge der Umsetzung der Energiewende und des damit verbundenen Ausbaus der regenerativen Energien kommt es zu Schwankungen des Angebots am Energiemarkt. Um den Verbrauch an diese anzupassen, existieren eine Vielzahl von Anreiz- und Strompreismodellen zur Abbildung dieser Schwankungen, die im Ausland und teilweise in Deutschland eingesetzt werden. Produzierenden Unternehmen sind dadurch Möglichkeiten gegeben, durch Anpassung ihres Energieverbrauchs einen wirtschaftlichen Vorteil zu generieren. Neben der Anpassung an die Preisschwankungen am Energiemarkt besteht auch die Möglichkeit der kurzfristigen Anpassungen der Leistungsnachfrage. Dadurch kann das energieflexible Unternehmen direkt oder indirekt über Pooler am Regelleistungsmarkt teilnehmen und zur Netzstabilität beitragen.

Im Projekt FOREnergy wurden vom Arbeitskreis *Wirtschaftliche Synchronisation* Hemmnisse zur Nutzung dieser wechselseitigen Vorteile für Energieversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber identifiziert. Dabei wurden zwei Kategorien von Modellen unterschieden und analysiert. Zum einen existieren anreizbasierte Programme, welche die Vermarktung von Energieflexibilität von produzierenden Unternehmen am Regelleistungsmarkt zulässt. Die von der BNetzA festgelegten Bedingungen zur Teilnahme an den Programmen sind allerdings aufgrund der Gewährleistung der Netzstabilität sehr anspruchsvoll. Daher ist die Anwendung auf sehr wenige Branchen und Prozesse beschränkt. Wird die Vermarktung der Flexibilität von mehreren Unternehmen durch einen Pooler übernommen, entstehen innerhalb des Pools gewisse Flexibilitäten, da die geforderte Leistungsbereitstellung zwischen den Unternehmen aufgeteilt werden kann. Zum anderen bieten variable Strompreismodelle eine Möglichkeit, die Energieflexibilität eines Unternehmens zu nutzen.

Die Analyse der zeitvariablen Strompreismodelle ergab, dass sich diese bezüglich der Preisschwankungen, Vorankündigungsdauern, Reaktionszeiten und der Dauer einer Preisstufe erheblich unterscheiden. Dabei besitzen einige Programme Eigenschaften, die den Marktteilnehmern Möglichkeiten zur Nutzung vorhandener Energieflexibilität in Unternehmen geben. Dennoch gibt es derzeit in Deutschland keine Programme, welche einen wirtschaftlichen Abgleich zwischen den Anforderungen der beteiligten Akteure herstellen. So können durch die Veränderung einzelner Bedingungen beiderseitig Vorteile erzielt werden. Dies führt zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energiequellen in das Stromsystem.

Weiteren Handlungsbedarf sieht der Arbeitskreis in der zusätzlichen Identifizierung von Hemmnissen und deren Beseitigung. Dabei ist vor allem der § 19 Abs. 2 StromNEV weiterzuentwickeln, um durch die Integration von kurzfristigen Systemkomponenten weitere Potentiale zu heben. Eine Weiterentwicklung des aktuellen Strommarktdesigns bildet einen wichtigen Stellhebel, um kurzfristige Anpassungen des Energiebedarfs an das Energieangebot zu vermarkten.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Energieatlas Bayern, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie,
URL: http://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/energiekonzept/kernziele.html, zuletzt abgerufen am: 19. Januar 2015.
 - [2] EEX Transparency, Tatsächliche Produktion Wind (Grafik),
URL: <http://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/tatsaechliche-produktion-wind>, zuletzt abgerufen am: 15. Januar 2015.
 - [3] EEX Transparency, Tatsächliche Produktion Solar (Grafik),
URL: <http://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/tatsaechliche-produktion-solar->, zuletzt abgerufen am. 15. Januar 2015.
 - [4] Deutsche Energie-Agentur (dena) Energiesysteme und Energiedienstleistungen (2010) (Hrsg.): Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 . 2020 mit Ausblick auf 2025. In: dena-Netzstudie II, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/ Publikationen/ Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF (Berlin) zuletzt abgerufen am: 27.01.2015.
 - [5] Gobmaier, T.; von Roon, S. (2010): Demand Response in der Industrie . Status und Potenziale in Deutschland, Endbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE),
URL: https://www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf (München) zuletzt abgerufen am: 27.01.2015.
 - [6] Klobasa, M.; Angerer, G.; Lüllmann, A.; Schleich, J.; Buber, T.; Gruber, A.; Hünecke, M.; von Roon, S. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. In: Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, Erstellt im Auftrag von Agora Energie.
URL: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Lastmanagementstudie/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf (Berlin) zuletzt abgerufen am: 27.01.2015.
 - [7] r2b . research to business energy consulting (2014): Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, In: Endbericht Leitstudie Strommarkt, Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen /Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Köln) zuletzt aufgerufen am: 27.01.2015.
 - [8] DOE 2006 Departement of Energy: Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them - A re-
-

port to the United States Congress pursuant to section 1252 of the energy policy act of 2005. Washington: U.S. Department of Energy 2006.

- [9] regelleistung.net . Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, URLs: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl;-/ausschreibungSrl;-/ausschreibungPrI;-/ausschreibungAbLa>, zuletzt abgerufen am: 25. November 2014.
 - [10] Erfüllung der Anforderungen der DIN EN ISO 50001 sEnergiemanagementsysteme% durch EMAS, Geschäftsstelle des Umweltgutachter ausschusses, URL: http://www.emas.de/fileadmin/user_upload/06_service/PDF-Dateien/EMAS-und-DIN-EN-ISO-50001.pdf, zuletzt abgerufen am: 19. Januar 2015.
-