



Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage

**BERICHT FÜR DAS BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT
UND ENERGIE (BMWI)**

Januar 2016

Dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Aufgabenstellung wurde vom BMWi vorgegeben.

Das BMWi hat das Ergebnis dieses Berichts nicht beeinflusst; die Verfasser der Studie tragen allein die inhaltliche Verantwortung.

Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage

Zusammenfassung	1
Summary	19
1 Aufgabenstellung und Berichtsstruktur	35
1.1 Ausgangslage und Aufgabenstellung.....	35
1.2 Abgrenzung.....	36
1.3 Berichtstruktur.....	37
2 Motivation und Zielsetzung	39
2.1 Wirkungsweise der statische EEG-Umlage und Probleme des Status quo.....	39
2.2 Wirkungsweise einer dynamischen EEG-Umlage.....	42
2.3 Politikziele und Bewertungskriterien	44
3 Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen	53
3.1 Ausgestaltungsdimensionen	53
3.2 Übersicht über diskutierte Mechanismen	66
4 Wirkungsanalyse und Bewertung	73
4.1 Beschreibung des Ansatzes.....	73
4.2 Vertriebe	76
4.3 Verbraucher	85
4.4 Eigenerzeuger.....	121
4.5 Großhandel.....	134
4.6 Zentrale Erzeuger und Stromspeicher	144
4.7 Power-to-X.....	154

4.8	<i>Netzbetreiber</i>	161
4.9	<i>Zusammenfassende Bewertung anhand der Kriterien</i>	166
5	Weiterentwicklung der Ausgestaltung einer dynamischen EEG-Umlage	175
5.1	<i>Zielsetzung der Weiterentwicklung</i>	176
5.2	<i>Unterschiedliche Kopplungsmöglichkeiten</i>	177
5.3	<i>Zuschnitt des Adressatenkreises</i>	181
5.4	<i>Mögliche Varianten</i>	183
5.5	<i>Fazit</i>	188
6	Handlungsempfehlungen	193
	Literaturverzeichnis	199
	Anhang 1: Lastmanagementpotenziale	207
	<i>Begriffliche Einordnung von Lastmanagement</i>	207
	<i>Nähere Analyse des Stromverbrauchs in den Sektoren GHD und Industrie</i>	210
	<i>Vorgehen bei der Auswertung der Studien zu Lastmanagementpotenzialen</i>	218
	<i>Schritt 1: Auswahl der näher analysierten Studien</i>	219
	<i>Schritt 2: Vertiefte Analyse der ausgewählten Studien</i>	221
	<i>Schritt 3: Zusammenfassende Darstellung der technischen Potenziale und Ableitung von Szenarien</i>	238
	<i>Informationen über Kosten</i>	242
	Anhang 2: Modellbeschreibung	255
	<i>Grundsätze der Modellierung</i>	255
	<i>Modul 1: Nachfragereaktion</i>	256
	<i>Modul 2: Eigenerzeugung</i>	259
	<i>Modul 3: Strommarktmodell CID</i>	264
	<i>Modul 4: Auswirkung auf die EEG-Umlage</i>	268
	Anhang 3: Modellergebnisse im Detail	269
	<i>Verbraucher</i>	269

<i>Eigenerzeugung</i>	291
<i>Weiteres zur Einordnung</i>	294

Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage

Abbildung 1. Kopplung der EEG-Umlage an einen Strompreis in den weiterentwickelten Varianten einer dynamischen EEG-Umlage	15
Abbildung 2. Zusammensetzung des Letztverbraucherpreises für einen typischen Haushalt sowie industrielle Abnehmer in Deutschland 2014	40
Abbildung 3. Wirkung der dynamischen EEG-Umlage am Beispiel des Agora-Vorschlags	43
Abbildung 4. Zieldreieck und abgeleitete Bewertungskriterien	48
Abbildung 5. Vergleich Strombezugskosten bei statischer und dynamischer EEG-Umlage	56
Abbildung 6. Einfluss des Multiplikators auf die Strombezugskosten	57
Abbildung 7. Vergleich Day-ahead und durchschnittlicher Intraday-Großhandelspreis	58
Abbildung 8. Adressatenkreis Agora	62
Abbildung 9. Übersicht der Methodik im Agora-Vorschlag	67
Abbildung 10. Organisatorische Festlegungen im Agora-Vorschlag	68
Abbildung 11. Übergangsregeln und Ausnahmetatbestände im Agora-Vorschlag	70
Abbildung 12. Struktur des Vorgehens in Abschnitt 4	74
Abbildung 13. Szenarien für das technische Potenzial von Lasterhöhungen (1h Abrufdauer, 2h Verschiebedauer) in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie	101
Abbildung 14. Szenarien für das technische Potenzial von Lastreduktionen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie	102

Abbildung 15. Jährliche Deckungsbeiträge von Lastmanagement in drei Betrieben bei statischer und multiplikativer EEG-Umlage	108
Abbildung 16. Umverteilungswirkung einer multiplikativen EEG-Umlage innerhalb des Adressatenkreises – Beispielrechnung auf Basis von Ist-Daten des Jahres 2014	114
Abbildung 17. Mögliche Umverteilungseffekte einer multiplikativen EEG-Umlage aufgrund unterschiedlichen Verbrauchsprofile	116
Abbildung 18. Gesamte industrielle Eigenerzeugungsleistung (9,2 GW) nach Brennstoffen	124
Abbildung 19. Elektrische Leistung der Eigenerzeugungsanlagen nach Anlagengröße und Brennstoff	125
Abbildung 20. Maximale Anzahl Stunden mit ineffizientem Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen (Bestand) mit statischer und multiplikativer EEG-Umlage	132
Abbildung 21. Einfluss der multiplikativen EEG-Umlage auf die Großhandelspreise (Ausschnitt der höchsten und niedrigsten Preise, Jahr 2020)	142
Abbildung 22. Einfluss der multiplikativen EEG-Umlage auf die Direktvermarktungserlöse für Onshore Wind und PV	144
Abbildung 23. Veränderung des Erzeugungsmixes bei einer multiplikativen EEG-Umlage im Vergleich zum Referenzszenario mit statischer EEG-Umlage (EOM)	153
Abbildung 24. Auswirkung eines Prognosefehlers von +/- 0,1 beim Multiplikator auf die Einnahmen des EEG-Kontos	165
Abbildung 25. Mögliche Kopplungsmodelle der EEG-Umlagenhöhe an einen Strompreis	179
Abbildung 26. Zusammenhang der Stellgrößen "Schwellenwert" und "Aufschlag" in der Variante „Niedrigpreise“	187
Abbildung 27. Kopplung der EEG-Umlage in Niedrigpreisen („Kopplung nach unten“)	197
Abbildung 28. Darstellung der in der Studie dargestellten Unterarten von Lastmanagement	209
Abbildung 29. Illustration der verwendeten Begriffe am Beispiel einer Lastreduktion	223

Abbildung 30. Aufteilung des Stromverbrauchs im Jahr 2012 im GHD-Sektor auf verschiedene Anwendungen	229
Abbildung 31. Lastverschiebepotenziale im Sektor GHD, aufgeteilt nach Studien bzw. Studiengruppen	240
Abbildung 32. Verteilung des Anteils energieintensiver Industrie am Kundenportfolio der befragten Institutionen, die Lastmanagementpotenziale vermarkten	243
Abbildung 33. Anzahl der befragten Institutionen, die ihren Kunden verschiedene Formen von technischer wirtschaftlicher Unterstützung geben	244
Abbildung 34. Typische Kostenpositionen (jährlich/ einmalig) für Kunden zur Vermarktung von Lastmanagementpotenzialen	245
Abbildung 35. Spannweite der genannten einmaligen und jährlichen Fixkosten für die Erschließung und Nutzung der Lastmanagementpotenziale	246
Abbildung 36. Modulare Struktur der Modellierung	256
Abbildung 37. Einsatzentscheidung einer KWK-Anlage (Gasturbine, > 2 MW) in 2014 bei statischer und multiplikativer EEG-Umlage	263
Abbildung 38. Übersicht über die Entwicklung der Grenzkosten für Eigenerzeugung in Modul 2	264
Abbildung 39. Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell (CID)	266
Abbildung 40. Umverteilungswirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage innerhalb der Anwendungsfälle	270
Abbildung 41. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2014	272
Abbildung 42. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2014	273
Abbildung 43. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 5 €/MWh Abrufkosten, in 2014	274

Abbildung 44. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2020	275
Abbildung 45. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2020	276
Abbildung 46. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 5 €/MWh Abrufkosten, in 2020	277
Abbildung 47. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2025	278
Abbildung 48. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2025	279
Abbildung 49. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 5 €/MWh Abrufkosten, in 2025	280
Abbildung 50. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2014	281
Abbildung 51. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2014	282
Abbildung 52. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2014	283
Abbildung 53. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2025	284
Abbildung 54. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2025	285

Abbildung 55. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2025	286
Abbildung 56. Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch bei einer multiplikativen EEG-Umlage für unterschiedlich hohe Lastverschiebepotenziale	289
Abbildung 57. Jährliche Deckungsbeiträge bei einer statischen und einer multiplikativen EEG-Umlage mit Obergrenze 6-facher statischen EEG-Umlage	290
Abbildung 58. Elektrische Leistung der Eigenerzeugungsanlagen nach Anlagengröße und Brennstoff	291
Abbildung 59. Zusammensetzung der industriellen Eigenerzeugung nach Branchen und Brennstoffen	292
Abbildung 60. Einsatzentscheidung für Eigenerzeuger reduzierter EEG-Umlage von 40% bei statischer und multiplikativer EEG-Umlage	293
Tabelle 1. Kernfragen der Wirkanalyse in Bezug auf energiepolitische Ziele und Bewertungskriterien	75
Tabelle 2. Mögliche Kombinationen von Anpassungsreaktionen der Vertriebe in der Erhebung der dynamischen EEG-Umlage und der Gestaltung der Stromlieferprodukte	82
Tabelle 3. Überschlagsrechnung der Transaktionskosten für Vertriebe bei Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage für RLM-Kunden	84
Tabelle 4. Untersuchte Anwendungsfälle für Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement (Lastverschiebung)	106
Tabelle 5. Definierte Anwendungsfälle zur Eigenerzeugung im GHD und industriellen Sektor	126
Tabelle 6. Generelle Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Großhandelspreise	137
Tabelle 7. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf den Einsatz zentraler Kraftwerke und Speicher	148

Tabelle 8. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Investitionsanreize für zentrale Kraftwerke und Speicher	150
Tabelle 9. Bewertung der multiplikativen EEG-Umlage (gem. „Agora-Vorschlag“) anhand der vier Kriterien	167
Tabelle 10. Vergleich Day-ahead und Intraday-Strompreis an der EPEX Spot	180
Tabelle 11. Übersicht über die weiterentwickelten Varianten einer dynamischen EEG-Umlage	189
Tabelle 12. Ausgestaltung einer weiterentwickelten dynamischen EEG-Umlage	195
Tabelle 13. Stromverbräuche im GHD-Sektor für das Jahr 2012	212
Tabelle 14. Anzahl der Unternehmen nach Beschäftigungsklassen und Mitarbeiterzahlen aus 2012 (Ausschnitt)	214
Tabelle 15. Stromverbräuche im Industriesektor für das Jahr 2012	216
Tabelle 16. Erfasste Parameter im Sollraster	222
Tabelle 17. Ergebnis der Herleitung der Lasterhöhungspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, Klobasa/ E&Y	227
Tabelle 18. Ergebnis der Herleitung der Lastreduktionspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, Klobasa/ E&Y	228
Tabelle 19. Ergebnis der Herleitung der Lasterhöhungspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, DLR	232
Tabelle 20. Ergebnis der Herleitung der Lastreduktionspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, DLR	233
Tabelle 21. Ergebnis der Herleitung der Lasterhöhungspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, Stötzer/ VDE	236
Tabelle 22. Ergebnis der Herleitung der Lastreduktionspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, Stötzer/VDE	237

Tabelle 23. Herleitung von Szenarien für die Höhe der technischen Potenziale der Lasterhöhungen	241
Tabelle 24. Herleitung von Szenarien für die Höhe der technischen Potenziale der Lastreduktionen	242
Tabelle 25. Ausgefülltes Sollraster für die Lasterhöhungen im Sektor GHD und nicht-energieintensive Industrie, basierend auf Klobasa /E&Y	248
Tabelle 26. Ausgefülltes Sollraster für die Lastreduktionen im Sektor GHD und nicht-energieintensiven Industrie, basierend auf Klobasa/E&Y	249
Tabelle 27. Ausgefülltes Sollraster für die Lasterhöhungen für den Sektor GHD und nicht-energie-intensive Industrie, basierend auf DLR	250
Tabelle 28. Ausgefülltes Sollraster für die Lastreduktionen im Sektor GHD und nicht-energieintensive Industrie, basierend auf DLR	251
Tabelle 29. Ausgefülltes Sollraster für die Lasterhöhungen im Sektor GHD und nicht-energieintensive Industrie, basierend auf VDE/Stötzer	252
Tabelle 30. Ausgefülltes Sollraster für die Lastreduktionen im Sektor GHD und nicht energieintensive Industrie, basierend auf VDE/Stötzer	253
Tabelle 31. Übersicht Lastverschiebeprozesse im Referenzfall	259

Abkürzungsverzeichnis

- BEE** – Bundesverband Erneuerbare Energien
- BKartA** – Bundeskartellamt
- BMWi** – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- BNetzA** – Bundesnetzagentur
- DSM** – Demand Side Management, Lastmanagement
- EE** – Erneuerbare Energie
- EEG** – Erneuerbaren-Energien-Gesetz
- EVU** – Energieversorgungsunternehmen
- GHD** - Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- GK** – Grenzkosten
- GuD** – Gas- und Dampfkraftwerk
- GW** – Gigawatt
- GWh** – Gigawattstunde
- IND** – Industrie
- kW** – Kilowatt
- kWh** – Kilowattstunde
- KWK** – Kraft-Wärme-Kopplung
- LM** – Lastmanagement
- MW** – Megawatt
- MWh** – Megawattstunde
- PV** – Photovoltaik
- RLM** – Registrierende Leistungsmessung
- SLP** – Standardlastprofil
- TWh** – Terrawattstunde
- UBA** – Umweltbundesamt

Zusammenfassung

Projektauftrag

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat einen Auftrag an das Konsortium von Frontier Economics Ltd. und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH („Frontier/BET“) erteilt, die Wirkungen einer Dynamisierung der EEG-Umlage zu untersuchen.

Der Auftrag fokussiert auf eine Analyse der Wirkung alternativer Gestaltungen der EEG-Umlage als **arbeitsbezogene Preiskomponente** (erhoben pro Kilowattstunde). Startpunkt der Analysen sind vorliegende Vorschläge¹ zur Dynamisierung der EEG-Umlage, bei denen die Höhe der Umlage multiplikativ an einen stündlichen Großhandelspreis gekoppelt wird („multiplikative EEG-Umlage“) und damit stündlich variiert wird. Im heutigen Regime wird die EEG-Umlage dagegen für ein Jahr fixiert („statische EEG-Umlage“).

Der Fokus dieser Studie liegt damit auf den Auswirkungen eines Übergangs von der statischen auf eine dynamische EEG-Umlage und wie diese optimal ausgestaltet werden kann. Die Studie liefert somit einen Baustein für eine Diskussion zur Ausgestaltung von Abgaben, Umlagen und Entgelten, die im Weißbuch „Strommarktdesign“ unter Maßnahme 7: „Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln“ thematisiert wird.

Nicht untersucht werden in dieser Studie

- eine leistungsabhängige Gestaltung der EEG-Umlage (EEG-Umlage pro Kilowatt Last) oder alternative Modelle für die Finanzierung der EE-Förderung (z.B. eine Steuerfinanzierung); und
- eine Reform weiterer Preiskomponenten, wie z.B. der Netzentgelte oder weiterer Steuern und Umlagen.

Vorgehen im Projekt

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde das Projekt in zwei Phasen unterteilt:

- **Phase 1 – Analyse der vorliegenden Vorschläge zur Dynamisierung („multiplikative EEG-Umlage“)** – In der ersten Phase liegt der Fokus auf der Analyse einer speziellen Klasse von Dynamisierungsmechanismen der multiplikativen Verknüpfung der Höhe der EEG-Umlage an einen schwankenden Großhandelspreis („multiplikative EEG-Umlage“). Der

¹ Vgl. Ecofys / RAP (2014), BEE (2015).

Adressatenkreis, der den vorliegenden Modellvorschlägen zugrunde liegt, besteht aus allen leistungsgemessenen (RLM-)Kunden aus den Sektoren nicht-energieintensive Industrie und GHD².

- **Phase 2 – Weiterentwicklungen von Dynamisierungsmodellen** – In der zweiten Projektphase werden alternative Dynamisierungsmechanismen untersucht, eng angelehnt an die identifizierten Stärken und Schwächen der multiplikativen EEG-Umlage.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Studie zusammengefasst.

Bewertung erfolgt anhand von vier Kriterien, die sich aus dem energiepolitischen Zieldreieck ergeben

Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gibt die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik vor. Hieraus wurden die folgenden vier Bewertungskriterien für die Wirkungen einer dynamischen EEG-Umlage abgeleitet:

- **Effizienz** – Das Ziel der Effizienz („Wirtschaftlichkeit“) kann nur erreicht werden, wenn eine sichere und umweltverträgliche Energieversorgung möglichst preisgünstig bereitgestellt wird. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist eine Energieversorgung zu möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Dies umfasst sowohl direkte (Systemkosten, z.B. für Investitionen in Stromerzeugungsanlagen) als auch indirekte Kosten (Transaktionskosten, Risiken).
- **Verteilung** – Das Kriterium „Verteilung“ bemisst, welche Be- oder Entlastungen sich für die Akteure durch eine dynamische EEG-Umlage im Vergleich zu einer statischen EEG-Umlage (Status quo) ergeben. Das Kriterium ist damit direkt aus dem Ziel „Wirtschaftlichkeit“ bzw. „Bezahlbarkeit der Energieversorgung“ abgeleitet. Eine Bewertung der Verteilungseffekte aus rein ökonomischer Perspektive ist nicht möglich, da Verteilungseffekte nicht per se gut oder schlecht sind, sondern einer politischen Einordnung bedürfen.
- **Umweltverträglichkeit** – Das Kriterium der Umweltverträglichkeit bezieht sich im vorliegenden Kontext v. a. auf das Ziel der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen um mindestens 40 Prozent bis 2020 und um 80 bis 95

² Nach unseren statistischen Auswertungen sind ca. 40.000 Betriebe in der nicht-energieintensiven Industrie und 300.000 Betriebe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen mit einem Jahresstromverbrauch von mindestens 100.000 kWh im Anwendungsbereich dieser Vorschläge zur multiplikativen EEG-Umlage.

Prozent bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Das soll vor allem durch den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) und eine Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden.

- **Versorgungssicherheit** – In diesem Gutachten betrachten wir im Rahmen des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks die Fähigkeit des Marktes, **erzeugungsseitige** Versorgungssicherheit³ zu schaffen, d. h. ob der Markt in der Lage ist, zu verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu führen, welche eine einschränkungsfreie Stromversorgung gewährleisten können.

Die im Folgenden zusammengefassten Ergebnisse der Bewertung einer multiplikativen EEG-Umlage und die daran anschließenden Optionen für weiterentwickelte Dynamisierungsmechanismen wurden auf Basis dieser vier Kriterien abgeleitet.

Nachrangig zu den vier Kriterien kommen drei sogenannte Sekundärkriterien zur Anwendung: Einfachheit (bzw. Kommunizierbarkeit), Prognostizierbarkeit und Praktikabilität. Diese stehen direkt oder indirekt im Zusammenhang mit der Zunahme der Komplexität bei Einführung einer dynamischen EEG-Umlage und fallen im Prinzip auch unter „Transaktionskosten“. Sie werden ergänzend zur Bewertung herangezogen.

Vor der Beurteilung der dynamischen EEG-Umlage anhand der Bewertungskriterien wurde die Wirksamkeit bzw. Effektivität einer multiplikativen EEG-Umlage untersucht. Dies ist ein notwendiger erster Schritt, da Aussagen zu Vor- und Nachteilen der dynamischen EEG-Umlage nur dann möglich sind, wenn durch die Einführung tatsächlich Wirkungen erzielt werden.

Die Wirksamkeit des Instruments wird maßgeblich durch die Weitergabe von Preissignalen an Endkunden und die Entwicklung weiterer Preisbestandteile bestimmt

Bezüglich der erwarteten Effektivität des Instruments kommen wir zu den folgenden Schlussfolgerungen:

³ Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist. Somit tragen sowohl verfügbare Erzeugungskapazitäten als auch Nachfrageflexibilitäten (DSM) zur „erzeugungsseitigen“ Versorgungssicherheit bei. Die „erzeugungsseitige“ Versorgungssicherheit ist von der „netzseitigen“ abzugrenzen (z.B. Beachtung von Netzstörungen und Netzüberlastungen).

- Die Effektivität hängt wesentlich von der **Weitergabe der Preissignale** an die Verbraucher ab. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist eine lastgangbasierte Bilanzierung (RLM).⁴

Vertriebe nehmen bei der Weitergabe der Preissignale eine zentrale Rolle ein, da sie zur Zahlung der EEG-Umlage für den an ihre Kunden gelieferten Strom verpflichtet sind und die Tarifgestaltung der Stromlieferverträge vornehmen. Weitverbreitet sind heute Verträge, die keine Weitergabe von stündlichen Strompreisschwankungen vorsehen (z.B. ein Festpreis). Die Effektivität einer stündlich schwankenden dynamischen EEG-Umlage setzt jedoch voraus, dass die stündlichen Preissignale bei den Verbrauchern ankommen (direkt über Preissignale oder, komplexer, indirekt über Lastmanagementmaßnahmen der Versorger bei den Verbrauchern, die anderweitig entgolten werden).

Nach unserer Analyse werden die Vertriebe in einer Vielzahl der Fälle die dynamische EEG-Umlage als durchlaufenden Posten an die Endkunden im Adressatenkreis (RLM-Kunden) weiterreichen. Kombiniert mit neuen Stromlieferprodukten würde auf diese Art die stündliche Schwankung der Summe aus Strompreis und dynamischer EEG-Umlage beim Endkunden ankommen. Daneben wird es aber Fälle geben, in denen Vertriebe die dynamische EEG-Umlage – gegen eine entsprechende Risikoprämie – als Festpreis weiterreichen werden. In diesen Fällen kann die Dynamisierung keine Anreize bei Verbrauchern für mehr Nachfrageflexibilität entfalten.

- Eine multiplikative Kopplung der EEG-Umlage an den stündlichen Großhandelspreis stärkt die Ausrichtung der Einsatzentscheidung von **Eigenerzeugungsanlagen** in Niedrigpreisstunden an den Großhandelspreis. Die Wirkung wird allerdings begrenzt durch:
 - Befreiungen von weiteren arbeitsbasierten Preisbestandteilen (z.B. der Stromsteuer, weiteren Umlagen und variablen Netzentgelten) – dies bevorteilt die Eigenerzeugung zusätzlich im Vergleich zum Netzbezug. Die Effektivität der dynamischen EEG-Umlage hängt somit von etwaigen Änderungen bei den anderen fixen Preisbestandteilen ab;

⁴ Kleine Stromverbraucher (i. d. R. Haushaltskunden und kleine Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch unter 100.000 kWh) werden in der Regel nach Standardlastprofilen (SLP) bilanziert, d. h. die Abrechnung des Verbrauchs ist unabhängig vom tatsächlichen Verbrauchslastgang. Bei einem solchen Bilanzierungsmodell ist eine dynamische EEG-Umlage, die an einen stündlichen Strompreis gekoppelt ist, wirkungslos, da Verbrauchsanpassungen nicht zur Änderung des bilanzierten Verbrauchsprofils führen. Dies gilt selbst für HH-Kunden mit intelligenten Zählern (Smart-Meter), die derzeit in der Regel weiterhin der Bilanzierung nach SLP unterliegen.

- Bei Eigenerzeugungsanlagen existieren mögliche Rückwirkungen der Änderungen im Einsatz- und Netzbezugsprofil auf die Leistungskomponente der Netzentgelte. Steigt durch die Verringerung der Eigenerzeugung die Spitzenlast des Netzbezugs (und damit das leistungsorientierte Netzentgelt) an, wird der Anreiz, auf die dynamische EEG-Umlage zu reagieren, entsprechend vermindert.⁵
- Sofern die Preissignale bzw. Flexibilitätsanreize aus der Dynamisierung der EEG-Umlage an die Endkunden weitergegeben werden, zeigen die Analysen, dass eine multiplikative EEG-Umlage substantielle zusätzliche Anreize zur Erschließung und Nutzung von **Lastverschiebepotenzialen mit geringen variablen Kosten**⁶ (v.a. im GHD-Sektor) schaffen kann. Das zusätzlich (im Vergleich zur statischen EEG-Umlage) nutzbare Potenzial wird allerdings durch die Kosten für die Einführung und Bereitstellung von Lastmanagement begrenzt.

Die Datenlage zur Höhe der Lastmanagementpotenziale ist insbesondere im Bereich der nicht-energieintensiven Industrien sehr lückenhaft. Zudem liegen keine belastbaren Informationen bezüglich der Kosten im GHD-Sektor als auch im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie vor⁷.

Die Effektivität der dynamischen EEG-Umlage hängt maßgeblich von der Weitergabe der Preissignale durch die Vertriebe ab. Endkunden werden solche flexiblen Produkte nur nachfragen (und Vertriebe aufgrund des Wettbewerbsdrucks anbieten), wenn Lastmanagement wirtschaftlich attraktiv ist. Unsere Analysen zeigen, dass dies vor allem für Lastverschiebepotenziale mit geringen variablen Kosten (v.a. im GHD-Sektor) gilt.

Im Folgenden fassen wir die Bewertung der multiplikativen EEG-Umlage anhand der vier Kriterien zusammen. Wir gehen hierbei davon aus, dass das Instrument wirken kann, d. h. dass die Vertriebe die Schwankung der EEG-Umlage an ihre Kunden weitergeben.

⁵ Im Grundsatz ist eine solche Anpassung der Leistungsentgelte aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu befürworten, da sie das Ergebnis einer verursachergerechten Allokation der Netzkosten ist.

⁶ Je höher die variablen Kosten der Lastverschiebepotenziale, umso geringer ist der Zusatzanreiz der dynamischen EEG-Umlage im Vergleich zur statischen EEG-Umlage, da nur in wenigen Stunden des Jahres eine Lastverschiebung profitabel ist.

⁷ Auf der Basis einer Literaturlauswertung erstellen wir Maximal- und Minimalszenarien für das technische Lastverschiebepotenzial im Anwendungsbereich der multiplikativen EEG-Umlage. Demnach betragen die Lastverschiebepotenziale für Lasterhöhungen mit 1h Abrufdauer und 2h Verschiebedauer zwischen 3,1 GW und 12,2 GW. Für Lastreduktionen mit 1h Abrufdauer und 2h Verschiebedauer betragen die technischen Potenziale zwischen 3,1 GW und 8,1 GW.

Ergebnis 1 – Effizienzvorteile bestehen vor allem im Bereich der Niedrigpreisstunden (Verbesserung des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen und der Sektorenkopplung)

Eine multiplikative Kopplung der EEG-Umlage an einen stündlichen Börsenpreis (Großhandelspreis) würde zu einem Absenken der Umlagenhöhe in Niedrigpreisstunden führen. Hierdurch werden die folgenden Verzerrungen im heutigen System vermindert:

- **Eigenerzeugung** – Eigenerzeugter Strom ist vollständig oder teilweise von einigen wesentlichen Strompreisbestandteilen (unter anderem der EEG-Umlage⁸) befreit. Dies führt zu einem Kostenvorteil der Eigenerzeugung im Vergleich zum Netzbezug und einem Einsatz der Anlagen auch in Stunden, in denen die Grenzkosten der Stromerzeugung über dem Preis am Großhandelsmarkt liegen. Dieses Hemmnis für einen effizienten Einsatz der Anlagen bei statischer EEG-Umlage wird durch die analysierte multiplikative EEG-Umlage bei niedrigen Strompreisen verringert. Die Wirkung hängt auch maßgeblich von der Belastung des eigenerzeugten Stroms mit anderen Strompreisbestandteilen, z.B. den Netzentgelten und der Stromsteuer, sowie von den Kosten des Brennstoffs und der Erzeugungstechnologie ab.
- **Sektorenkopplung** – Durch die Belastung mit der vollen EEG-Umlagenhöhe sind Last-Zuschaltpotenziale, die sich insbesondere in Niedrigpreisstunden aktivieren lassen und die damit auch hohe EE-Einspeisungen einer sinnvollen Verwendung zuführen können, selbst in Stunden mit negativen Börsenpreisen nicht wirtschaftlich. Dies betrifft v. a. Stromanwendungen in Sektoren wie „Power-to-Heat“, „Power-to-Hydrogen“ oder „E-Mobility“. Durch Absenken der EEG-Umlage werden diese z. T. neuen Anwendungen in Niedrigpreisstunden an der Börse deutlich attraktiver. Durch die zusätzliche Nachfrage aus anderen Sektoren in Stunden mit niedrigen (negativen) Preisen werden die Abregelung von Erneuerbarenanlagen verringert und alternative Brennstoffe eingespart.

Das Thema Sektorenkopplung ist heute noch von begrenzter Relevanz. Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien wird erwartet, dass die Anzahl der Niedrigpreisstunden und damit die Bedeutung der Sektorenkopplung mittel- bis langfristig deutlich steigen wird.

⁸ Eigenverbrauch aus Neuanlagen wird ab einer Anlagengröße von 10 kW teilweise (zeitlich gestaffelt, 30% in 2015, 35% in 2016 und 40% ab 2017) bzw. für konventionelle Anlagen, die keine hocheffiziente KWK-Anlage darstellen, sogar voll mit der EEG-Umlage belastet, siehe § 61 EEG.

Ergebnis 2 – Den Effizienzverbesserungen in Niedrigpreisstunden stehen neu geschaffene Verzerrungen in anderen Zeiten gegenüber

Unsere konzeptionellen Analysen zeigen, dass das Instrument in seiner zur Zeit diskutierten Form („multiplikative EEG-Umlage“) Nachteile für die Effizienz des Stromversorgungssystems und den Wettbewerb mit anderen zentralen Flexibilitätsoptionen (Spitzenlastkraftwerke und Speicher) haben kann.

- **Ineffiziente Überanreize für Lastmanagement** – Die multiplikative EEG-Umlage erhöht die Preisschwankungen für Endkunden, bei Weitergabe durch die Vertriebe, erheblich im Vergleich zur Schwankung des Großhandelspreises. Dies schafft
 - bei rationalen Stromverbrauchern einen Überanreiz zur **Erschließung** von Lastmanagementpotenzialen; und
 - bei rationalen und beschränkt rationalen Verbraucher einen Überanreiz für den **Einsatz** erschlossener Lastmanagementpotenziale.

- **Neue Verzerrungen im Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen im Stromsektor** – Durch Überanreize für Lastmanagement (und dezentrale Speicher) wird der Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen verzerrt. So werden alternative Flexibilitätspotenziale wie Stromspeicher oder Gasturbinen zumindest mittelfristig Marktanteile einbüßen. Ineffiziente Anreize für dezentrale Kleinspeicher (aktuell vor allem zur Eigenverbrauchsmaximierung bei PV-Aufdachanlagen) führen (zumindest nach heutigem Stand) zu systemischen Mehrkosten im Vergleich zu kostengünstigeren Großspeichern.⁹ Dieses Problem kann durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage weiter verschärft werden. Letztendlich führen die Verzerrungen zu einer weiteren Erhöhung ineffizienter Systemkosten.

Unsere quantitativen Analysen zeigen, dass die Überanreize für Lastmanagement aktuell aufgrund der geringen Großhandelspreisschwankungen begrenzte Auswirkungen haben dürften.¹⁰ Allerdings ist dann auch der Nutzen der dynamischen EEG-Umlage begrenzt.

⁹ Dezentrale Speicher werden in der konventionellen Betriebsweise zumindest nicht gezielt netzentlastend, sondern eigenverbrauchmaximierend betrieben. Vorteile für die Netzstabilität, die die Kostennachteile aufgrund von Skaleneffekten im Vergleich zu Großspeichern aufwiegen müssten, sind zumindest derzeit dennoch gering.

¹⁰ Hemmnisse durch statische Preisbestandteile, wie etwa die EEG-Umlage, sind nicht notwendigerweise der Grund für eine heute geringe Aktivierung technischer Flexibilitätspotenziale, da die geringen Preisschwankungen am Großhandel (aus Effizienzsicht der relevante Benchmark) dies hauptsächlich erklären. Langfristig wird die Preisschwankung am Großhandel zunehmen (unter

Insgesamt sind die verzerrenden Effekte einer dynamischen EEG-Umlage (außerhalb der Niedrigpreiszeiten) auf die Wettbewerbsposition unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen, u.a. zwischen Erzeugern und zentralen Speichern einerseits und Verbrauchern und dezentralen Speichern andererseits, mittel- bis langfristig als kritisch einzustufen, da hierdurch das „Level Playing Field“ zwischen den unterschiedlichen Technologieoptionen eingeschränkt wird.

Ergebnis 3 – Mögliche Effizienzvorteile durch das Anstoßen von beschränkt rationalen Verbrauchern („Nudge“) sind mit praktischen Herausforderungen verbunden

Forschungsergebnisse aus dem Bereich der Verhaltensökonomik, die psychologische Erklärungsansätze und experimentelle Methoden einbezieht, zeigen, dass Menschen beschränkt rationale Entscheidungsträger sein können, z.B. aufgrund kognitiver Einschränkungen und nicht rein monetär basierter Präferenzen. Hierdurch können Hemmnisse bei der Erschließung kosteneffizienter Lastmanagementpotenziale bestehen.¹¹

Durch die Kopplung in allen Stunden des Jahres wird die Schwankung der Endkundenpreise – bei entsprechender Weitergabe durch die Vertriebe – mehr als verdoppelt.¹² Durch diesen Zusatzreiz („Nudge“) könnten Hemmnisse zur Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale bei beschränkt rationalen Verbrauchern überwunden werden.

In der praktischen Umsetzung ergeben sich jedoch folgende Komplikationen:

- Die **Unterscheidung zwischen rationalen und beschränkt rationalen Verbrauchern** ist wissenschaftlich nicht eindeutig. Die Verhaltensökonomik geht davon aus, dass Irrationalitäten vor allem bei Entscheidungen durch Individuen bzw. „Einzel-Entscheidungsträgern“ auftreten, wohingegen Entscheidungen in Unternehmen (u. a. aufgrund von Gruppenentscheidungen) eher rational sind. Beschränkt rationales Verhalten tritt damit v. a. bei kleinen Endkunden, nicht bei mittleren oder großen Verbrauchern auf. Eine klare Abgrenzung der Kundengruppen mit

der Voraussetzung des Abbaus bestehender Überkapazitäten im Kraftwerksmarkt) – damit steigt der ökonomische Wert von Nachfrageflexibilität auch in einem Regime mit statischer EEG-Umlage.

¹¹ Darüber hinaus können weitere Hemmnisse für die Flexibilisierung der Nachfrage bestehen, die auch rationale Verbraucher betreffen, z.B. Risikoaversion und Unsicherheit über zukünftige Strompreise. Diese Hemmnisse stellen jedoch „Kosten“ dar und können zudem nicht sinnvollerweise durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage adressiert werden, die eine stärkere Schwankung der Endkundenpreise bewirkt.

¹² Ein aufkommensneutraler Multiplikator würde für das Jahr 2014 bei ca. 1,7 liegen. Dies bedeutet, dass in Summe EEG-Umlage plus Großhandelspreis die 2,7-fache Schwankung des Großhandelspreises aufweisen würden.

rationalem vs. beschränkt rationalem Verhalten, z.B. auf Basis des jährlichen Stromverbrauchs der Endkunden, ist jedoch nicht möglich.

- Kleine Endkunden, die am ehesten beschränkt rational sein können, werden heute fast ausschließlich **über Standardlastprofile** bilanziert und verfügen über **keine registrierende Leistungsmessung**. Solange diese Kunden nicht über entsprechende (mit zusätzlichen Kosten verbundene) Messtechnik verfügen und entsprechend nach tatsächlichem Verbrauch abgerechnet werden, ist eine dynamische EEG-Umlage wirkungslos.
- Es ist unklar, **welcher „Trigger“ erforderlich** ist, um die effiziente Erschließung von Nachfrageflexibilität bei beschränkt rationalen Akteuren auszulösen. Der notwendige An Schub wird hierbei einzelfallabhängig sein und sich empirisch nicht oder nur unzureichend bestimmen lassen.

Die Effizienzvorteile, die eine Dynamisierung der EEG-Umlage bei beschränkt rationalen Verbrauchern auslösen kann, sind daher ungewiss.

Ergebnis 4 – Durch die multiplikative EEG-Umlage fallen höhere Transaktionskosten und zusätzliche Risiken an

Der Nutzen einer multiplikativen EEG-Umlage (Ergebnisse 1 und 3) muss neben den bereits beschriebenen neuen Verzerrungen (Ergebnis 2) auch mit zusätzlichen Transaktionskosten und Änderungen in den Risikopositionen verglichen werden:

- **Risikoallokation** – Die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage beeinflusst die Risikoallokation maßgeblich. Auf der Ebene der Händler/Vertriebe entstehen neue Risiken. Wie sich Lieferant und Kunde diese zusätzlichen Risiken aufteilen, ist völlig offen. Ggf. können so zusätzliche Risiken bei Verbrauchern auftreten, die deren Risikopräferenzen entgegenstehen.
- **Gestiegenes Liquiditätsrisiko für das EEG-Konto** – Ein Umstieg auf eine multiplikative EEG-Umlage führt zu zusätzlichen Preisrisiken¹³ für die Einnahmenseite des EEG-Kontos und erhöht somit das Liquiditätsrisiko. Heute wird die Höhe der statischen EEG-Umlage in Cent pro kWh für das

¹³ Durch die Kopplung an einen stündliche schwankenden Strompreis hängt der Wert der Einnahmen des EEG-Kontos nicht nur von der umlagepflichtigen Letztverbrauchsmenge ab, sondern auch von der stündlichen Strompreishöhe und dem stündlichen Lastgang. Bei der multiplikativen EEG-Umlage fällt zudem ein zusätzliches Mengenrisiko an – aufgrund der Unsicherheit über die Reaktion der Nachfrage bei stärker schwankenden Endkundenpreisen wird die Prognose des nicht-privilegierten Letztverbrauchs erschwert. Dieses zusätzliche Mengenrisiko dürfte im Vergleich zum Preisrisiko jedoch gering sein.

Folgejahr prognostiziert. Zukünftig müsste bei der multiplikativen EEG-Umlage der Multiplikator ermittelt werden, der als Produkt mit den zukünftigen Großhandelspreisen die stündliche Umlagenhöhe bestimmt. Eine hypothetische Rechnung für das Jahr 2014 zeigt, dass schon ein Fehler bei der Prognose des Multiplikators von +/- 0,1¹⁴ (dies entspricht einem Prognosefehler von ca. 6%) zu Mehr-/Mindererlösen von fast 800 Mio. € führt.¹⁵

Die Prognoserisiken im Zusammenhang mit der Ausgabenseite werden hingegen von der Dynamisierung der EEG-Umlage nicht beeinflusst. Allerdings sind die zusätzlichen Preisrisiken auf der Einnahmenseite mit den bereits bestehenden Preisrisiken auf der Ausgabenseite korreliert. Liegt z.B. der tatsächliche Großhandelspreis unter dem erwarteten, so sinken die Einnahmen aus der Umlage aufgrund der Preiskopplung. Gleichzeitig sinken die Vermarktungserlöse für den Erneuerbarenstrom und es steigt der Finanzierungsbedarf auf der Ausgabenseite.

- Der Nutzen aus der Dynamisierung muss die **höheren Transaktionskosten**, ausgelöst durch die dynamische EEG-Umlage, aufwiegen. Neue Transaktionskosten fallen v. a. bei Verbrauchern und Vertrieben an:
 - Vertriebe müssen Teile ihrer Software umstellen, Verträge anpassen und Kunden informieren. Indikative Abschätzungen der Transaktionskosten liegen bei einmalig ca. 35 Mio. € und laufenden Kosten von ca. 3 Mio. € pro Jahr.
 - Bei den Verbrauchern fällt zusätzlicher Aufwand für die Rechnungsprüfung an. Diesen schätzen wir für den gesamten Adressatenkreis (RLM-Kunden aus den Sektoren nicht-energieintensive Industrie und GHD) auf jährlich 10 Mio. € ein.

Unsere Abschätzungen zeigen, dass die zusätzlichen Transaktionskosten einer multiplikativen EEG-Umlage moderat sein werden.

Ergebnis 5 – Es treten Verteilungseffekte auf, die erheblich sein können – die Bewertung obliegt der Politik

Die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage führt zu zum Teil erheblichen Verteilungswirkungen, sowohl innerhalb des Adressatenkreises, als auch zu anderen Verbrauchern und Stromerzeugern.

¹⁴ Bezogen auf einen Multiplikator von 1,7 für das Jahr 2014.

¹⁵ Dies entspricht einem Risiko von ca. 3% bezogen der EEG-Differenzkosten in Höhe von 23,6 Mrd. €.

- **Innerhalb des Adressatenkreises** findet eine Umverteilung zwischen Stromverbrauchern mit unterschiedlichen Verbrauchsmustern statt. Gewinner sind Verbraucher mit überproportionalem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden mit gleichzeitig geringer EEG-Umlage (z.B. ein Unternehmen mit Produktion im 3-Schicht-Betrieb). Verlierer sind Verbraucher mit überproportionalem Stromverbrauch zu Hochpreisstunden (z.B. ein Unternehmen mit einer Produktion an Werktagen in einer Tagschicht). Der Umverteilungseffekt tritt unabhängig davon auf, ob eine Anreizwirkung durch die multiplikative EEG-Umlage erzielt wird. Wir schätzen diese Umverteilungswirkung als potenziell erheblich ein.¹⁶
- Eine weitere Umverteilung erfolgt **zwischen flexiblen und inflexiblen Verbrauchern**, zugunsten flexibler Verbraucher. Durch Nachfrageflexibilisierung kann die Belastung durch die EEG-Umlage verringert werden. Die Höhe der Verteilungswirkung hängt wesentlich von der Effektivität des Instruments ab. Wir schätzen diese Verteilungswirkung, basierend auf den Lastmanagementpotenzialen, als moderat bis gering ein.
- Durch den Einfluss auf den Großhandelspreis kommt es ebenfalls zu Umverteilungswirkungen zwischen **Verbrauchern und Stromerzeugern**. Im Fall einer Preissenkung profitieren Verbraucher von sinkenden Ausgaben für Strom, wohingegen Erzeuger geringere Verkaufserlöse erzielen. Unsere Analysen zeigen, dass es kurzfristig zu einer Senkung des Großhandelspreisniveaus kommen kann, langfristig das System jedoch ausgleichend reagiert (d. h. auf den Preispfad ohne dynamische EEG-Umlage zurückkehrt) und der Umverteilungseffekt insignifikant wird. Unsere Simulationsrechnungen zeigen zudem, dass es zu keinem signifikanten Einfluss auf die Direktvermarktungserlöse von Erneuerbaren kommt.¹⁷

Die Bewertung, ob diese Verteilungseffekte gewünscht sind oder nicht, ist primär eine politische Frage.

¹⁶ In Beispielrechnungen basierend auf gemessenen Lastgängen zeigt sich eine Änderung der EEG-Kosten um 7 bis 10%. Dies wird durch Rechnungen in BEE (2015) gestützt, wo die Auswirkung auf inflexible Verbraucher mit Zusatzkosten von 7-13% abgeschätzt wird.

¹⁷ Die Effekte in Hoch- und Niedrigpreisstunden haben gegenläufige Auswirkung auf die Direktvermarktungserlöse und können von der Größenordnung nicht eindeutig eingeordnet werden: in Niedrigpreisstunden ist der positive Preiseffekt (Preisanstieg) eher gering ist, bezieht sich jedoch auf eine große EE-Erzeugungsmenge. In Hochpreisstunden ist der negative Preiseffekt (Preisverringerung) betragsmäßig eher hoch, ist aber nur für eine kleine EE-Erzeugungsmenge relevant.

Ergebnis 6 – Die Effekte auf die Klimaschutzziele sind gegenläufig – langfristig wird die Integration Erneuerbarer Energien in Niedrigpreisstunden unterstützt

Unsere Analysen zeigen, dass die multiplikative EEG-Umlage gegenläufige Auswirkungen auf die Klimaschutzziele hat:

- **Einsparung von CO₂-Emissionen durch verbesserte Sektorenkopplung** – Die dynamische EEG-Umlage kann CO₂-Emissionen im Rahmen der verbesserten Sektorenkopplung einsparen, sofern fossile Brennstoffe in anderen Sektoren (z.B. Erdgas im Wärme- und Benzin und Diesel im Verkehrssektor) eingespart werden. Zudem begünstigen Lastzuschaltungen in Niedrigpreisstunden die Integration der Erneuerbaren Energien, da die Abregelung in Stunden mit negativen Preisen verringert wird.¹⁸
- **Anstieg der CO₂-Emissionen durch höhere Auslastung von Grundlastkraftwerken möglich** (wie im Grundsatz bei allen Flexibilisierungsmaßnahmen) – Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung können steigen, da aufgrund der höheren Flexibilität im Gesamtsystem (d. h. höhere Lasten in Niedrigpreisstunden) CO₂-intensive Grundlastkraftwerke (Braun- und Steinkohle) häufiger eingesetzt werden.¹⁹

Der Nettoeffekt auf die CO₂- und Erneuerbarenziele ist somit nicht eindeutig. Allerdings werden langfristig mit zunehmender Dekarbonisierung der Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende die Vorteile, insbesondere die bessere Integration der Erneuerbaren Energien in Niedrigpreisstunden, stärker an Gewicht gewinnen und die Nachteile im Zeitverlauf abnehmen.

¹⁸ Ob dadurch insgesamt der EE-Anteil steigt, hängt vom Zielsystem der EE-Förderung ab: Bei Kapazitätszielen, wie sie im EEG im §3 für einzelne Technologien verankert sind, erhöht sich durch die Verringerung der Abregelung die gesamte EE-Erzeugung. Geht man hingegen von festen Energiemengenzielen, wie sie im Grundsatz im § 1 EEG als Mindestanteile hinterlegt sind, steigt zwar durch die geringere Abregelung nicht die EE-Gesamterzeugung, aber der zusätzliche Investitionsbedarf in weitere EE-Kapazitäten zum Ersatz der abgeregelten Anlagen wird verringert.

¹⁹ Dies ist keine spezifische Wirkung der dynamischen EEG-Umlage, sondern gilt für jedes Instrument, das auf der Nachfrage- oder Angebotsseite im Strommarkt die Flexibilität erhöht.

Ergebnis 7 – Die Versorgungssicherheit wird kurzfristig erhöht – langfristig treten jedoch Verdrängungseffekte auf

Die multiplikative EEG-Umlage beanregt eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage. Dies hat folgende Auswirkungen auf das erzeugungsseitige²⁰ Versorgungssicherheitsniveau:

- **Kurzfristig wird Versorgungssicherheit erhöht** durch zusätzliche Flexibilität aus Lastmanagement – Durch zusätzliche Flexibilisierung der Nachfrage wird die Wahrscheinlichkeit verringert, dass Angebot und Nachfrage in Knappheitsstunden nicht im Einklang stehen und damit hypothetisch unfreiwillige Lastabschaltungen vorgenommen werden müssen. Lastreduktionen sind dann freiwilliger Natur und werden entsprechend über das Marktgeschehen finanziell kompensiert.
- **Langfristig werden dadurch alternative Flexibilitäten verdrängt** – Aufgrund der stärkeren Reaktion der Nachfrage sinkt die Preisvolatilität und somit mittelfristig das Angebot konkurrierender Flexibilitäten, wie beispielsweise Spitzenlasterzeugung und zentraler Speicher. Daher ist der Effekt auf die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nicht nachhaltig.

Zusammenfassend – Wir empfehlen keine vollumfängliche Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage

Unsere Wirkungsanalyse zeigt, dass eine multiplikative EEG-Umlage im Vergleich zum heutigen System Verzerrungen bei Einsatzentscheidungen von Eigenerzeugern und Zuschaltpotenzialen in Niedrigpreisstunden reduziert und ggf. bei beschränkt rationalen Verbrauchern Verhaltenshemmnisse bei der Nachfrageflexibilisierung abbauen kann.

Diesen Effizienzvorteilen stehen jedoch Nachteile gegenüber:

- Durch die erhöhte (mehr als verdoppelte) Endkundenpreisvolatilität im Vergleich zum Börsenpreis werden Überanreize zur Erschließung und zum Einsatz von Lastmanagementpotenzialen ausgelöst. Dies schafft neue Verzerrungen im Wettbewerb mit alternativen Flexibilitäten (Stromspeicher, Spitzenlastkraftwerke), die sich an der geringeren Großhandelspreisschwankung ausrichten müssen. Wir bewerten diese Verzerrung aufgrund der kurzfristigen und vor allem der mittel- bis

²⁰ Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.

langfristigen Wirkung auf den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen als gravierenden Nachteil.

- Die Risikoposition von Verbrauchern und Vertrieben wird erheblich beeinflusst. Wenn Vertriebe die stündliche Schwankung der EEG-Umlage nicht weitergeben, sondern weiterhin Festpreisverträge abschließen, steigen hierdurch die Risikoprämien für die Stromverbraucher, ohne dass eine Anreizwirkung zur Nachfrageflexibilisierung entfaltet wird.

Die Wirkungen auf Klimaschutzziele und Versorgungssicherheit sind nicht eindeutig und können deswegen weder als Vorteil noch als Nachteil gewertet werden.

Die festgestellten erheblichen Umverteilungseffekte der multiplikativen EEG-Umlage müssen abschließend durch die Politik bewertet werden.

Aus unserer Sicht wiegen die Vorteile der multiplikativen EEG-Umlage die nachteiligen Wirkungen nicht auf. Eine Umsetzung der multiplikativen EEG-Umlage in der vorgeschlagenen Form ist aus unserer Sicht deswegen nicht zu empfehlen.

Handlungsempfehlung – Es sind weiterentwickelte dynamische Varianten einer arbeitsbasierten Umlage denkbar – empfehlenswert ist vor allem ein Modell mit Fokus auf Niedrigpreisstunden

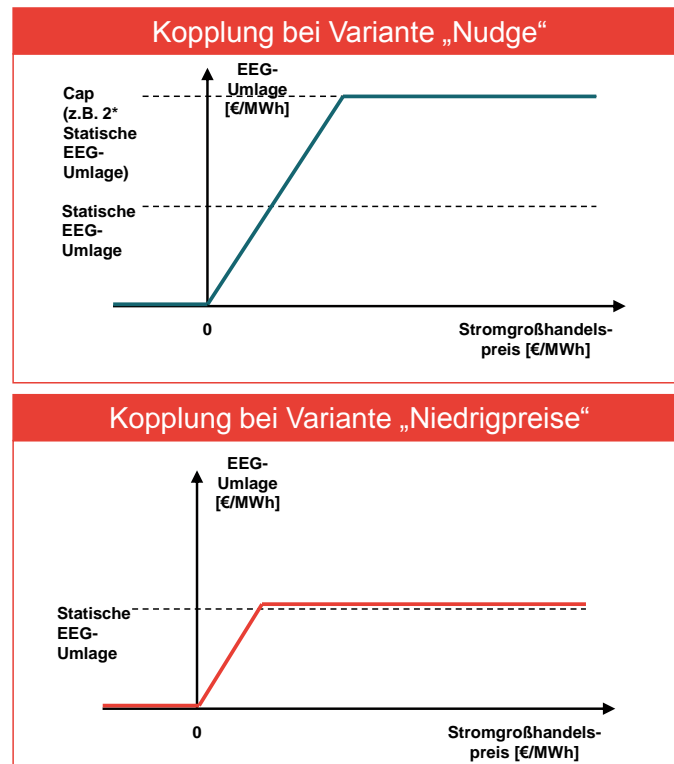
Möglich wären Modifikationen der dynamischen EE-Umlage, die direkt an den nachteiligen Effekten der derzeitigen statischen EEG-Umlage anknüpfen. Denkbar wären z.B. die folgenden beiden Varianten (im Rahmen der Prämisse der Beibehaltung einer arbeitsbasierten Umlage):

- Die **Variante „Nudge“** adressiert potenzielle Verhaltenshemmnisse für Nachfrageflexibilisierung bei beschränkt rationalen Verbrauchern. Die multiplikative Kopplung (siehe **Abbildung 1**) der EEG-Umlage würde allerdings auf Verbrauchergruppen fokussiert, die beschränkt rational sein können, d. h. vor allem kleinere Verbraucher. Ein solches Modell sollte dann verpflichtend eingeführt werden, um Wirkung zu entfalten.
- Die **Variante „Niedrigpreise“** setzt bei den positiven Effekten für Eigenerzeuger und Sektorenkopplung in Niedrigpreisstunden an. Um keine erheblichen neuen Verzerrungen im Wettbewerb verschiedener Flexibilitätstechnologien einzuführen, ist die Kopplung der EEG-Umlage an den Börsenpreis auf Niedrigpreisstunden beschränkt. In Stunden mit Strompreisen kleiner gleich 0 €/MWh wird die EEG-Umlage auf 0 €/MWh festgelegt. Für alle Stunden mit Strompreisen über einem niedrig anzusetzenden Schwellenwert wird die EEG-Umlage etwas oberhalb der statischen Umlage festgesetzt. Zwischen 0 €/MWh und dem Schwellenwert

gilt eine lineare Kopplung (siehe **Abbildung 1**). Somit verbleibt für den Großteil des Jahres die EEG-Umlage leicht oberhalb der statischen EEG-Umlage und sinkt nur bei niedrigen Strompreisen ab. Dieses Modell ist für rationale Akteure ausgelegt, kann aber ohne größere Nebenwirkungen auf beschränkt rationale Verbraucher ausgeweitet werden. Das Modell kann auch optional ausgestaltet werden.

Für die Wahl des zugrunde gelegten Großhandelspreisindex empfehlen wir nach heutigem Stand eine Kopplung an den Day-ahead-Preis der Strombörse EPEX Spot, da eine Kopplung an den kontinuierlichen Intradayhandel derzeit schwer implementierbar und für die Marktakteure heute noch zu schwierig handhabbar erscheint.

Abbildung 1. Kopplung der EEG-Umlage an einen Strompreis in den weiterentwickelten Varianten einer dynamischen EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: der Höchstbetrag in der Variante „Niedrigpreise“ liegt leicht über der statischen EEG-Umlage, um Aufkommensneutralität zu gewährleisten

Im direkten Vergleich ist die Variante „Niedrigpreise“ gegenüber der „Nudge“-Variante nach unserer Einschätzung im Vorteil. Maßgeblich sind hierfür folgende Gründe:

- Der Aufwand der Einführung eines relativ komplexen Instruments wie einer dynamischen multiplikativen EEG-Umlage ausschließlich für kleinere Kunden (Variante „Nudge“) ist kaum zu rechtfertigen, zumal diese Kunden zum ganz überwiegenden Teil auf absehbare Zeit nach Standardlastprofilen abgerechnet werden und damit der Adressatenkreis voraussichtlich sehr begrenzt wäre.
- Auch wenn das „Trigger-Problem“ für Kleinkunden in der verhaltenstheoretischen Literatur belegt ist, sind Höhe, Art und Ausmaß des erforderlichen finanziellen Anreizes unklar. Das Risiko, die Variante „Nudge“ falsch zu parametrisieren, ist demzufolge sehr hoch.
- Auch in der Variante „Niedrigpreise“ könnte ein verhaltensrelevanter Zusatzanreiz für effiziente Lastflexibilität bei den beschränkt rationalen Kunden im Adressatenkreis entstehen.
- Die preisverzerrenden und hinsichtlich der Effizienz des Stromsystems kritischen Effekte der statischen EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden werden durch die Variante „Niedrigpreise“ gezielt adressiert.
- Die Variante „Niedrigpreise“ fokussiert auf eine überschaubare Anzahl von Stunden im Jahr. Durch die Einführung einer möglichen Optionalität kann zudem eine weitere Fokussierung erfolgen. Deshalb sind die möglichen verzerrenden Effekte dieser Variante (z.B. auf die Erschließung von Lastverschiebepotenzialen) voraussichtlich moderat.
- Durch die Anpassung in wenigen Stunden des Jahres werden die entstehenden Risiken für Verbraucher und für die Liquidität des EEG-Kontos erheblich gesenkt sowie Verteilungseffekte innerhalb des Adressatenkreises begrenzt.²¹

Die Systemumstellung von einer statischen Umlage auf eine dynamische Niedrigpreisvariante stellt keinen Systembruch dar und kann daher ohne Pilotphasen oder Übergangsbestimmungen erfolgen, es sollte allerdings ca. ein Jahr Zeit für die erforderliche Umstellung der Abrechnungssysteme eingeplant

²¹ Unsere Berechnungen auf Basis von Ist-Preisen (stündlicher Day-ahead-Preis an der EPEX Spot) und gesamtdeutschen Lastdaten für das Jahr 2014 zeigen, dass (bei einem entsprechend „steilen“ Übergang) weniger als ein Zehntel der Stunden unter die Dynamisierung fallen würden und das Risiko für Verbraucher und das EEG-Konto deutlich geringer ausfallen würde im Vergleich zu einer Dynamisierung aller Stunden. Daher ist eine relativ geringe Erhöhung der EEG-Umlage in den übrigen Stunden des Jahres ausreichend (z.B. um 1-3% im Vergleich zur statischen Umlagenhöhe), um die Aufkommensneutralität zu wahren. Die damit einhergehenden Verteilungseffekte innerhalb des Adressatenkreises sind entsprechend moderat.

werden. Eine Befristung des Instruments erscheint nicht erforderlich, da die adressierten Verzerrungen im heutigen System, insbesondere im Hinblick auf die Sektorenkopplung, zukünftig an Bedeutung eher gewinnen werden.

Unbestritten führt das heutige System der statischen EEG-Umlage zu Verzerrung in Niedrigpreisstunden. Langfristig wird das Problem zunehmend relevanter, da aufgrund des Erneuerbarenausbaus solche Stunden immer häufiger auftreten. Um dieses Problem zu adressieren, empfehlen wir eine Anpassung der Umlagenhöhe zumindest in Niedrigpreisstunden, wenn grundsätzlich eine arbeitsbasierte EEG-Umlage beibehalten werden soll.

Solange die EEG-Förderkosten als arbeitsabhängige Umlage auf den Stromverbrauch (ct/kWh) von den Endkunden refinanziert werden, verbleiben unausweichlich Verzerrungen bestehen. Diese Verzerrungen ließen sich ggf. durch eine grundlegende Umstellung der Instrumente zur Refinanzierung der Erneuerbaren-Förderung (z.B. auf Steuern und leistungsabhängige Entgelte) beheben. Die Prüfung dieser Instrumente war allerdings nicht Bestandteil dieses Projekts.

Summary

Project assignment

The Federal Ministry of Economic Affairs and Energy (BMWi) has assigned the consortium of Frontier Economic Ltd. and BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (“Frontier/BET”) to examine the impacts of a dynamic design of the green energy levy (“EEG levy”).

The focus of this project is an impact analysis of alternative designs of the EEG levy as an **energy-based price component** (imposed per kilowatt hour). The starting point for our analysis is existing proposals²² for a dynamic EEG levy where the level of the levy is linked multiplicatively to an hourly wholesale price (“multiplicative EEG levy”) and therefore varies on an hourly basis. Under the current system, the EEG levy is fixed in advance for a whole year (“static EEG levy”).

This report focuses on the impacts of a transition from a static to a dynamic EEG levy and on the optimal design of such a dynamic EEG levy. This study contributes to the design of fees, levies and charges that are subject of Measure 7 of the White Paper on electricity market design – “Developing a Target Model for State-Induced Price Components and Network Charges”.

This study does not consider:

- capacity-based design of the EEG levy (per kilowatt load) or alternative financing models for renewable promotion (e. g. tax-based funding); or
- a reform of further price components, e. g. network tariffs or other taxes and levies.

Project approach

As agreed with the client, the project was split into two phases:

- **Phase 1 – Analysis of present proposals for a dynamic EEG levy (“multiplicative EEG levy”)** – This first phase focuses on the analysis of a specific type of mechanism for a dynamic EEG levy: the EEG levy is linked to a fluctuating wholesale price via a multiplier (“multiplicative EEG levy”). The target group for the existing proposals are customers with real-time

²² See Ecofys / RAP (2014), BEE (2015).

metering (“RLM”) from the non-energy-intensive industry, and the trade, commerce and services sector (“GHD”).²³

- **Phase 2 – Development of further dynamic models** – In the second phase of the project, we investigate alternative dynamic models, based on the strengths and weaknesses of the multiplicative EEG levy identified in phase 1.

The main findings of our study are summarised below.

Our assessment is based on four criteria derived from the triangle of energy policy objectives

The triangle of energy policy objectives consists of security of supply, economic efficiency and environmental sustainability and forms the guiding principle for German energy policy. From this we have derived the following four criteria for the impact assessment of a dynamic EEG levy:

- **Efficiency** – The efficiency objective can only be achieved if a reliable and environmentally sustainable energy supply can be provided at a reasonable price and requires energy supply at the lowest possible economic costs. This includes both direct costs (system costs, such as investments in power stations) and indirect costs (transaction costs, risks).
- **Distributional effects** – The distributional criterion compares the cost and benefits for market participants that a dynamic EEG levy would result in, compared to a static EEG levy (status quo). Consequently, this criterion is directly derived from the “economic efficiency” objective which implies affordable energy supply. It is not possible to assess the distributional effects from a purely economic perspective since these effects are never positive or negative per se, but need to be analysed in their political context.
- **Environmental sustainability** – In the present context, the criterion of environmental sustainability refers to the German Federal Government’s target to reduce CO₂ emissions by at least 40 percent by 2020, and by 80 to 95 percent by 2050, compared to the level in 1990. This target is to be achieved by promoting renewable energy sources and by increasing energy efficiency.

²³ Our statistical analysis indicates that approximately 40,000 enterprises from the non-energy-intensive industry sector and 300,000 enterprises from the trade, commerce and services sector have an annual electricity consumption exceeding 100,000 kWh and would therefore be part of the target group of the multiplicative EEG levy.

- **Security of supply** – This report analyses the ability of markets to guarantee security of supply in terms of **generation adequacy**²⁴, i.e. if markets lead to sufficient available generation capacities to ensure an uninterrupted energy supply.

Below we summarise the main results of our assessment of a multiplicative EEG levy and further develop dynamic models based on these four criteria.

Subordinated to the four criteria, we have considered three so-called secondary criteria: simplicity (ease of communication), predictability and practicability. All of these are linked either directly or indirectly to an increase in complexity when a dynamic EEG levy is introduced, and can as such be regarded as transaction costs. These criteria have been considered supplementary in our assessment.

Before we evaluate the dynamic EEG levy based on criteria above, we first investigate the effectiveness of a multiplicative EEG levy. This first step is necessary, since any statement about advantages and disadvantages of a dynamic EEG levy is only possible if there is any impact at all.

The effectiveness of this instrument significantly depends on how price signals reach final customers and how other price components develop

Regarding the expected effectiveness of the instrument, we conclude the following:

- The effectiveness depends crucially on the **pass-on of price signals** to final customers. A basic requirement is hourly metering of consumption (RLM).²⁵

Electricity retailers play a crucial role determining how price signal are passed on, since they are responsible for paying the EEG levy for the power supplied to their customers, and for the design of supply contracts. Currently, contracts of most electricity retailers do not pass on the hourly variation of wholesale power prices (e.g. contracts with a fixed price per kWh). The effectiveness of an hourly fluctuating dynamic EEG levy, however, requires that hourly price signals actually reach final customers.

²⁴ Generation adequacy means that consumers can purchase electricity whenever their willingness-to-pay (utility) exceeds the market price (cost). Therefore, available generation as well as demand flexibility (DSM) contribute to generation adequacy. This is different from network-related security of supply (supply limitations through congestion in the transport or distribution network).

²⁵ Small electricity consumers (such as households and small industries with an annual consumption of less than 100,000 kWh) are typically balanced according to standard load profiles (“SLP”), i. e. billing is independent of the time of consumption. Under such a charging model, a dynamic EEG levy that is linked to an hourly power price would have no impact, since consumption adjustments would not change how consumption profiles are charged. This also applies to household customers with smart meters which are currently also subject to SLP charging.

This could be done directly using price signals, or indirectly via load management measures of suppliers with different ways of refunding, with the latter option being more complex.

According to our analysis, in many cases electricity retailers would hand down the dynamic EEG levy to their end customers in the target group (hourly metered customers) as a pass-through item. In combination with innovative supply contracts, this would mean that hourly fluctuations from both power prices and a dynamic EEG levy would actually reach final customers. However, there will also be cases where retailers pass on the dynamic EEG levy as a fixed price, including a corresponding risk premium. In these cases, the dynamic levy does not create any incentives for more demand flexibility.

- A multiplicative link of the EEG levy to the hourly wholesale price brings the dispatch decisions of **auto-generators** more in line with the wholesale market in low price hours. However, this impact will be limited by:
 - Exemptions from further energy-related price components (e. g. electricity tax, further levies and variable network charges) – this favours auto-generation over purchase from the grid. Consequently, the effectiveness of a dynamic EEG levy depends on possible changes to other fixed-price components.
 - For auto-generators, changes to the hourly generation and network demand pattern may influence the capacity component of network tariffs. If peak network demand rises due to a reduction in auto-generation (and thus the capacity component of network charges), this reduces the incentive to adapt to a dynamic EEG levy accordingly.²⁶
- Given that price signals and therefore flexibility incentives from the dynamic EEG levy are passed on to final customers, our analyses show that a multiplicative EEG levy can create substantial additional incentives to develop and to employ **load shift potentials with low variable costs**,²⁷ especially in the trade, commerce and service sector. The effective potential additionally provided (compared to a static EEG levy), however, will be constrained by fixed costs for investment and maintenance of load management.

²⁶ From an economic perspective, such an adjustment of the capacity-related network charges is sensible, since it is the result of an allocation of network costs according to causality.

²⁷ The higher the variable costs of load shift potentials, the lower the additional incentive of the dynamic EEG levy compared to the static EEG levy, since a load shift is only profitable in a few hours of the year.

There is very little data available on the level of load management potential, especially for the non-energy-intensive industry sector. Moreover, there is no robust information available on costs for the tertiary non-energy-intensive industry sector.²⁸

The effectiveness of a dynamic EEG levy strongly depends on the pass-on of price signals from the retailers. Final customers will only purchase flexible products, and retailers only offer them due to competitive pressure, if load management is economically attractive. Our analyses show that this mainly applies to load shift potentials with low variable costs, especially in the tertiary sector.

Our assessments of the multiplicative EEG levy, based on the four criteria, are summarised as follows. This summary is based on the precondition that the instrument has an impact, i.e. that suppliers actually transmit EEG levy fluctuations to their customers.

Result 1 – Efficiency gains mainly occur in low-price hours (improvement of dispatch of auto-generators and sector coupling)

A multiplicative link of the EEG levy to an hourly price from a power exchange (wholesale price) would lead to reduced level of the levy in low-price hours. This would reduce the following distortions in the current system:

- **Auto-generation** – Auto-generation is completely or at least partly exempted from some major power price components (e. g. from the EEG levy²⁹). This leads to a cost advantage for auto-generation compared to purchases from the grid, and to dispatch of these power plants in hours in which the incremental costs of power generation exceed the price on the wholesale market. This distortion of an efficient dispatch of auto-generation plants under a static EEG levy at low power prices will be reduced by a multiplicative EEG levy. The impact also depends strongly on how auto-generation is charged with other power price components, e. g. network tariffs and the electricity tax, as well as fuel costs and the generation technology.

²⁸ Based on a literature review, we establish a low and high scenario for the technical load shift potential in the target group of the multiplicative EEG levy. We find that the potential for load increase (1 hour activation period, shifted by 2 hours) is in the range of 3.1-12.2 GW and for load reduction (1 hour activation period, shifted by 2 hours) in the range 3.1-8.1 GW.

²⁹ Auto-consumption from new plants subject to the EEG levy, for plant sizes above 10 kW partly (phasing in over time, 30% in 2015, 35% in 2016 and 40% from 2017 onwards) and fully for conventional plants that are not highly efficient combined heat and power plants, see § 61 EEG.

- **Sector coupling** – Additional load from sector coupling could be activated during low price hours and would lead to higher shares of renewable being used in an economically sensible way. Since load from sector coupling is fully charged with the EEG levy, these potentials are uneconomic even in hours with negative power prices at the power exchange. This regards cross-sector applications such as “power-to-heat”, “power-to-hydrogen” or “e-mobility”. If the EEG levy is reduced, these new applications become significantly more attractive. Additional demand from other sectors in hours with low (negative) prices would reduce curtailment of renewable plants and save alternative fossil fuels. Sector coupling is of limited relevance today. However, in the medium and long term we expect - due to the ongoing expansion of renewables - the number of low price hours to rise and with it the importance of sector coupling.

Result 2 – Efficiency gains in low price hours lead to newly created distortions at other times

Our conceptual analyses show that this instrument in its currently discussed form (“multiplicative EEG levy”) can be detrimental for the economic efficiency of the power system and for competition with other central flexibility options (peak load power stations and storages).

- **Inefficient excessive incentives for load management** – The multiplicative EEG levy increases price fluctuations for end customers if passed on by the retailers. These retail price fluctuations are considerably higher than wholesale price fluctuations. This leads to:
 - excessive incentives for rational power consumers to **develop** new load management potentials; and
 - excessive incentives for bounded rational consumers to **deploy** existing load management potentials.
- **New distortions in competition between the flexibility options in the power sector** – Excessive incentives for load management (and decentralised storages) lead to distortions of competition between different flexibility options. Alternative flexibilities such as power storage or gas turbines will lose market share at least in the medium term. Inefficient incentives for decentralised small storages (currently used mainly to maximise own consumption from roof-top solar PV systems) lead to additional system costs compared to more cost-efficient large scale

storages.³⁰ This problem may be further intensified if a dynamic EEG levy is implemented. In the end, these distortions will lead to a further increase in inefficiently high system costs.

Our quantitative analyses show that at present, excessive incentives for load management have only limited impact due to the low fluctuations of wholesale prices.³¹ However, this means that also the benefits of a dynamic EEG levy are limited.

In summary, the distortionary effects of a dynamic EEG levy on competition between different flexibility options outside low price periods, especially between generators and central storages on the one hand and between load and decentralised storages on the other hand, is critical in the medium to long term, since it impedes the “level playing field” among different technology options.

Result 3 – Possible efficiency gains from “nudging” bounded rational consumers face practical challenges

Results from behavioural economics research, which includes psychological explanation approaches and experimental methods, show that human beings can be bounded rational decision makers, e. g. due to cognitive restrictions and non-monetary preferences. This can lead to impediments for exploiting cost-efficient load management potentials.³²

Linking the EEG levy to an hourly wholesale power price in all hours of the year more than doubles the fluctuations in end customer prices, if fluctuations are passed on by retailers.³³ This additional incentive (“nudge”) could help overcome impediments to the development of new load management potentials by bounded rational consumers.

³⁰ Decentralised storages are typically not operated to relieve distribution networks but to maximise the share of own consumption. Potential advantages for network stability that could offset higher investment costs compared to large-scale storages (due to economies of scale) are therefore currently still low.

³¹ Impediments from static price components - such as the EEG levy - are not necessarily the reason for the limited level of developed flexibility potentials today, since the low wholesale price fluctuation (that constitutes the relevant benchmark for efficiency) explains this to a large extent. In the long term, price fluctuations on the wholesale market will increase (assuming that existing overcapacities in the power plant market are reduced), so that the economic value of demand flexibility will increase even under a static EEG levy.

³² There may also be impediments to the flexibility of demand relating to rational consumers, e. g. risk aversion and uncertainty about future power prices. These impediments cannot be addressed meaningfully through a dynamic EEG levy that aims at increasing fluctuations of final customer prices.

³³ A multiplier for 2014 that is revenue neutral would amount to approximately 1.7, i.e. the EEG levy plus wholesale price would lead to a total fluctuation of 2.7 times the fluctuation of the wholesale price.

Nudging bounded rational consumers faces the following practical challenges:

- The **differentiation between rational and bounded rational** consumers is not unambiguous in the scientific literature. Behavioural economics presumes that irrationalities predominantly arise in decisions by individuals, while decisions made by enterprises (as a group decisions) are rather rational. Consequently, bounded rational behaviour mainly appears among small final customers rather than among medium-sized or large customers. However, it is not possible to draw a clear line between customer groups with rational as opposed to bounded rational behaviour, e. g. based on annual power consumption.
- The vast majority of small customers that are most likely to be bounded rational are still balanced according to **standard load profiles** and are not metered on an hourly basis. A dynamic EEG levy would not have any impact unless these customers were to switch (with costs associated) to smart meters and be charged according to actual demand.
- It is unclear **which “trigger” is necessary** to drive an efficient development of demand flexibility by bounded rational agents. The necessary trigger will differ from case to case and cannot be determined empirically with any sufficient rigour.

As a result, the efficiency gains that would be triggered by a dynamic EEG levy with bounded rational customers are uncertain.

Result 4 – The multiplicative EEG levy leads to higher transaction costs and additional risks

The benefits of a multiplicative EEG levy (results 1 and 2) need not only be compared to the new distortions already described (result 3), but also has to be weighed against additional transaction costs and changes in risk positions:

- **Risk allocation** – The introduction of a multiplicative EEG levy has a significant impact on risk allocation. New risks arise at the trader/retailer level. It is absolutely unclear how risks are split between suppliers and customers and this may well be contrary to the risk preferences of consumers.
- **Increased liquidity risk for the EEG account** – Switching to a multiplicative EEG levy will lead to additional price risks³⁴ on the revenue

³⁴ If the EEG levy is linked to an hourly power price, revenues of the EEG account depend not only on the assessable consumption volume but also on the hourly power price level and on the hourly

side of the EEG account and will therefore increase the liquidity risk. Currently, the level of the static EEG levy is calculated in cent per kWh for the following year. Under a multiplicative EEG levy, the multiplier would have to be estimated, and then applied to forecast wholesale prices to determine the hourly level of the levy. A hypothetical calculation for 2014 shows that an error in predicting the multiplier by ± 0.1 ³⁵ (this equals a forecast error of approximately 6%) results in over-recovery or under-recovery of nearly € 800 million.³⁶

A dynamic EEG levy does not influence risks associated with expenditures of the EEG account. The additional price risks on the revenue side, however, correlate with the existing price risks on the expenditure side. If for example the actual wholesale price is lower than expected, linking the level of the levy to the price level leads to decreasing revenues. At the same time, market revenues of renewable power decrease which leads to a larger financing gap and therefore higher expenditures.

- The benefits of a dynamic system need to compensate for **increased transaction costs** caused by the dynamic EEG levy. New transaction costs mainly arise for consumers and retailers:
 - Retailers need to adjust parts of their software, adapt contracts and inform their customers. Indicative estimates of transaction costs amount to one-off costs of approximately € 35 million and recurring costs of approximately € 3 million per year.
 - Consumers face additional auditing requirements. Additional costs for the entire target group (hourly metered customers from the non-energy-intensive industry and tertiary sector) are estimated at € 10 million per year.

Our estimates indicate that the additional transaction costs of a multiplicative EEG levy will be moderate.

load patterns. There is an additional volume risk. Uncertainties about the reaction of final customers to the dynamic EEG levy make it harder to forecast total assessable consumption. However, we regard this additional volume risk to be relatively low compared to the price risk.

³⁵ Based on a multiplier of 1.7 for 2014.

³⁶ This equals a risk of approx. 3% compared to the EEG difference costs of € 23.6 billion.

Result 5 – Distributional effects may be considerable – it is up to policy makers to evaluate them

The introduction of a multiplicative EEG levy may have significant distributional effects, among consumers within the target group as well as with other consumers and power generators.

- **Within the target group**, there is redistribution between consumers with different consumption patterns. Beneficiaries will be those consumers with relatively higher power consumption in low price hours when the EEG levy is low (e.g. a company with a production in three-shift-operation). Consumers with a high share of consumption during high price hours (e.g. a company with a production in dayshifts on weekdays) will bear a higher burden than under the status quo. These distributional effects arise irrespective of whether the multiplicative EEG levy exerts any incentive effects or not. These distributional effects could potentially be very large.³⁷
- Redistribution will also occur **between flexible and inflexible consumers**, in favour of flexible consumers. Flexibility of demand enables the latter to reduce the burdens from the EEG levy which has then to be borne by inflexible customers. The level of this distributional effect strongly depends on the effectiveness of the instrument itself. We regard this effect to be rather moderate or low.
- The influence on the wholesale price will cause another distributional effect between **consumers and generators**. In case of lower wholesale prices, consumers would benefit from lower electricity bills while generators would receive lower market revenues. Our analysis shows that although the wholesale price level may be reduced in the short term, there will be a rebound effect in the long term (i.e. the power system will return to the price path without a dynamic EEG levy) and the distributional effect will therefore not be significant. Our simulations also show that there will be no significant influence on market revenues for renewables.³⁸

³⁷ In an exemplary calculation based on measured hourly load patterns we have observed changes in EEG costs by 7-10%. This is in line with calculations in BEE (2015), where additional costs for inflexible consumers are estimated to be in the range of 7-13%.

³⁸ The impacts on peak and off-peak price hours have opposite effects on market revenues and their magnitude is ambiguous. In low price hours, the positive price effect (price increase) is rather low but relates to a large volume of renewable generation. In peak price hours, the negative price effect (price reduction) is of a larger magnitude but is only relevant for a small volume of renewable generation.

The question whether the distributional effects above are seen as advantageous is primarily a political one.

Result 6 – There are opposing effects on climate change objectives – the integration of renewables in low price hours will be supported in the long term

Our analyses show that the multiplicative EEG levy has opposing effects on climate change objectives:

- **Reduction of CO₂ emissions by improved sector coupling** – The dynamic EEG levy can help to reduce CO₂ emissions by improving sector coupling to the extent that fossil fuels are saved in other sectors (e.g. natural gas in the heating sector and petrol and diesel in the transport sector). The integration of renewables will be supported by additional load in low price hours, since curtailment in hours with negative prices will be reduced.³⁹
- **Increasing CO₂ emissions possible due to increased utilization of base load power stations** (as is the case for all flexibility measures) – CO₂ emissions from power generation may rise since higher flexibility in the entire power system (i.e. higher load in low price hours) will increase utilisation rates of carbon intensive base load power stations, such as lignite and hard coal.⁴⁰

The net effect on CO₂ reduction and renewables objectives is not clear. In the long term, however, with ongoing decarbonisation in power generation and the phase-out from nuclear and fossil fuels, the advantages, especially regarding the improved integration of renewables in low price hours, will gain more importance and the disadvantages will become less significant over time.

³⁹ Whether this causes an increase in the overall renewable share depends on the set of objectives for the promotion of renewables: for capacity objectives as laid down for some technologies in §3 of the EEG, the entire generation of renewables increases if curtailment is decreased. If, however, fixed energy quantity objectives are the basic objective (as set out as minimum renewable shares in § 1 EEG), reduced curtailment will not lead to an increase in total generation, but the additional investment requirements in further renewable capacities to replace the curtailed plants will be reduced.

⁴⁰ It should be noted that this is not a specific impact of a dynamic EEG levy, but applies to every instrument that increases flexibility on the demand or supply side of the power system.

Result 7 – Security of supply will be increased in the short term – however, there will be crowding-out effects in the long term

The multiplicative EEG levy incentivises increased demand flexibility. The effects on security of supply on the generator side⁴¹ will be as follows:

- **In the short term, security of supply will be increased** by additional flexibility from load management – Increasingly flexible demand will reduce the probability of unbalanced supply and demand in hours of scarcity when involuntary load shedding would occur. Load reductions will be voluntary and will be financially compensated accordingly.
- **In the long term, alternative flexibilities will be crowded out** – Due to stronger reactions by demand, price volatility decreases and therefore also the supply of competing flexibilities, i.e. peak load generation and central storage will decrease in the medium term. Therefore, the effect on generation-based security of supply is only transitory.

In summary, we would not recommend the introduction of a fully-fledged multiplicative EEG levy

Our analysis of impacts shows that a multiplicative EEG levy can reduce distortions in the dispatch of auto-generators and load increase potentials in low price hours in today's system of a static EEG levy. In addition, a multiplicative EEG levy may address behavioural impediments for demand flexibility by bounded rational consumers.

These efficiency gains must be weighed against the following disadvantages:

- Increased volatility of prices for end consumers (more than double) compared to the price on the power exchange causes excessive incentives to develop and deploy load management potentials. This leads to new distortions for competition with alternative flexibilities that are subject to lower wholesale price fluctuations (such as power storages and peak load power stations). We regard this distortion of competition with alternative flexibilities as a significant disadvantage, in particular in the medium and long run.
- The risk position of consumers and retailers will be influenced considerably. If retailers do not pass on the hourly fluctuations of the EEG levy but

⁴¹ Security of supply on the generator side of the energy market means that demanders can buy energy if their willingness to pay (benefit) is higher than the market price (cost).

continue to offer fixed price contracts, this will increase risk premiums for consumers without exerting any incentives for demand flexibility.

The impacts on climate change objectives and security of supply are not entirely clear, which does not support the implementation of the multiplicative EEG levy. Moreover, considerable distributional effects may occur, but these will be left for policy makers to evaluate.

In our view, the advantages not outweigh the disadvantages. We therefore do not recommend the implementation of the multiplicative EEG levy in its currently proposed form.

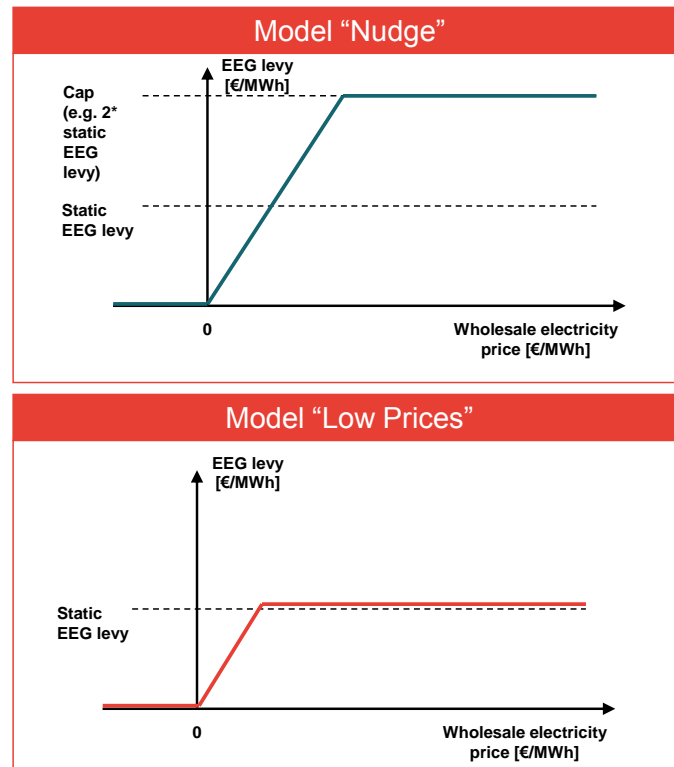
Strategic recommendations – we have developed further alternative models of a dynamic energy-related levy – a model focusing on low price hours is particularly recommendable

It is possible to modify the dynamic EEG levy to target distortions of the current static EEG levy. We have developed the following two alternatives models, based on the premise that the levy continues to be charged on an energy basis:

- The **“Nudge”** model addresses potential behavioural impediments for demand flexibility among bounded rational consumers. The multiplicative link (see **Figure 1**) of the EEG levy, however, would be focused on those groups of consumers who are likely to show only partly rational behaviour, i.e. especially smaller consumers. The implementation of such a model should be binding for consumers in order to take effect.
- The **“Low Prices”** model addresses distortions for auto-generators and sector coupling. In order to avoid any considerable new distortions to competition among flexibility options, the link of the EEG levy level to the price at the power exchange is limited to low price hours (see **Figure 1**). The EEG levy is set to zero in hours with negative wholesale prices. For wholesale prices above a low threshold, the EEG levy equals the current static levy plus a small mark up. For wholesale prices between zero and the threshold, the levy is linked multiplicatively to the wholesale price. The EEG levy would remain slightly above the existing level for most of the year and would only decrease in the case of low power prices. This model is designed for rational agents but it can be expanded to bounded rational consumers without any considerable side-effects. This model can also be designed as optional.

We recommend using the hourly day-ahead spot price at the power exchange EPEX spot, since linking the EEG levy to a price index on the intraday market with continuous trading is currently too difficult to implement and too complicated to handle for market participants.

Figure 1. Linking the EEG levy to a wholesale power price for different models of a dynamic EEG levy



Source: Frontier/BET

Remark: the cap of the levy in the “Low Prices” model is slightly above the current level of the static EEG levy to achieve the same overall levy payments.

In our view, the “Low Prices” model compares favourably to the “Nudge” model. The main reasons are as follows:

- The efforts of implementing a relatively complex instrument such as a dynamic multiplicative EEG levy exclusively for smaller customers (model “Nudge”) is difficult to justify, especially as most of these customers will be balanced according to standard load profiles in the foreseeable future such that the target group would be limited.
- Even if the “trigger” problem for smaller customers can be found in the behavioural economics literature, the level, type and extent of the necessary financial incentive is unclear. The risk of an incorrect parameterisation of this model is therefore high.
- Also model “Low Prices” could already exert an incentive that is behaviourally relevant for developing efficient load flexibility potentials by bounded rational consumer in the target group.

Summary

- The price-distorting effects of the static EEG levy during low price hours are most critical for an efficient power system. They will be explicitly addressed by the “Low Prices” model.
- The “Low Prices” model focuses on a limited number of hours per year. A further focus in terms of target group can be achieved since this model can be introduced as optional for consumers. This implies that potential distortionary effects of this model (e.g. regarding the development of new load shift potentials) are expected to be moderate.
- An adjustment of the levy only in a small number of hours reduces the new risks for consumers and the liquidity of the EEG account significantly and limits the distributional effects within the target group.⁴²

The regime change from a static to a dynamic “Low Prices” model does not constitute a structural break and can be implemented without a pilot phase or transitional provisions. It only requires a transition period of about one year for the necessary adjustments to the billing systems. A time limitation does not seem to be necessary since the addressed distortions – in particular for sector coupling – will gain further significance.

There is no doubt that the current system of a static EEG levy leads to distortions in low price hours. In the long term, this issue will become increasingly important, since such hours will appear more frequently if renewables are expanded. To address this problem, and given the premise that the levy continues to be charged related to energy, we recommend introducing a dynamic model where the levy is adjusted in low price hours.

However, as long as the costs of EEG promotion are paid for by end customer in terms of an energy-related levy on power consumption (ct/kWh), some distortions will inevitably persist. These distortions may be resolved by a fundamental reform of how renewable promotion is recovered (e. g. tax finance, capacity-related levy). The assessment of such instruments was out of scope of this project.

⁴² Our calculations based on actual prices (day-ahead prices at EPEX Spot) and actual Germany-wide load data shows that less than 10% of hours would be subject to a dynamic levy. The risk for consumers and the EEG account would be significantly smaller than if a dynamic levy was applied to all hours of the year. To have a neutral impact on revenues of the EEG account, only a small surcharge on the level of the static EEG levy is required (e.g. 1-3%) in all remaining hours which limits the distributional effect within the target group accordingly.

1 Aufgabenstellung und Berichtsstruktur

In **Abschnitt 1.1** erläutern wir die Ausgangslage und Aufgabenstellung dieses Projekts. In **Abschnitt 1.2** wird der Auftrag näher von anderen Forschungsfragen abgegrenzt, die im engen inhaltlichen Zusammenhang mit der Einführung einer dynamischen EEG-Umlage stehen, aber in diesem Projekt nicht bearbeitet werden.

1.1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

Deutschland strebt eine Senkung der CO₂-Emissionen um 40 Prozent bis 2020 und 80 bis 95 Prozent bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 an.⁴³ Eines der Instrumente für die Senkung der CO₂-Emissionen ist der Ausbau von volatilen Erneuerbaren Energien (EE). Deren Anteil an der Stromerzeugung steigt kontinuierlich, während der Anteil der flexiblen konventionellen Kraftwerke sinkt. Damit in diesem neuen Umfeld weiterhin eine ausreichende Abstimmung zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage stattfinden kann, strebt die große Koalition an, die Flexibilität des Stromsystems sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite auszubauen⁴⁴.

Im jetzigen Marktdesign wird der Großhandelspreis als Koordinationsmechanismus zwischen Erzeugung und Verbrauch eingesetzt. Allerdings besteht der für die Nachfrageflexibilität relevante Letztverbraucherstrompreis neben dem Großhandelspreis zu einem erheblichen Anteil aus staatlich induzierten Umlagen, Steuern und Abgaben, von denen die EEG-Umlage einen großen Anteil ausmacht. Die Umlagen (sowie Abgaben und Steuern) werden in der Regel zeitunabhängig erhoben und bilden in Summe mit dem marktbedingten Strompreis den Letztverbraucherstrompreis. Die Höhe der EEG-Umlage (sowie der sonstigen staatlich induzierten Abgaben und Umlagen) hat inzwischen ein Ausmaß erreicht, dass sie einen Einfluss auf Entscheidungen über Stromeigenerzeugung und Stromverbrauchsverhalten haben.

Es stellt sich somit die Frage, ob und wenn ja, inwieweit insbesondere die EEG-Umlage den Anreiz für die Nachfrageflexibilität abschwächt bzw. ob eine alternative, an Marktsignalen orientierte dynamisierte Gestaltung der EEG-Umlage mit vertretbarem Aufwand umsetzbar ist und effiziente Impulse zur Flexibilisierung der Nachfrage geben kann.

⁴³ Vgl. Bundesregierung (2013), S. 50.

⁴⁴ Vgl. Bundesregierung (2013), S. 56.

Auftrag durch das BMWi

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat das Konsortium von Frontier Economics Ltd. und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH („Frontier/BET“) beauftragt, die Frage einer Dynamisierung der EEG-Umlage und ihren Wirkungen in Bezug auf

- die Erhöhung der Flexibilität der Nachfrage;
- das Stromversorgungssystem insgesamt; sowie
- die Stromwirtschaft

tiefergehend zu analysieren. Der vorliegende Endbericht fasst die Ergebnisse der Analyse zusammen.

1.2 Abgrenzung

Die Analyse beschränkt sich auf die Untersuchung alternativer Ausgestaltungsvarianten für eine **EEG-Umlage als arbeitsbezogene Umlage (ct/kWh)**. „Arbeitsbezogene“ EEG-Umlagen sind solche, die auf eine Menge Strom (EEG-Umlage auf Kilowattstunde) anfallen. Sie können zeitunabhängig fixiert sein („statisch“) oder in der Zeit variabel („dynamisch“) gestaltet werden. So haben Ecofys/RAP eine Dynamisierung der EEG-Umlage vorgeschlagen, indem die Umlage multiplikativ an den Stromgroßhandelspreis gekoppelt wird⁴⁵.

Die Analyse von einer leistungsabhängigen Gestaltung der EEG-Umlage (EEG-Umlage pro Kilowatt Last) sowie von alternativen Modellen für die Finanzierung der EE-Förderung, wie beispielsweise Steuerfinanzierungen, sind nicht Untersuchungsgegenstand dieses Projekts.

Die Flexibilität der Nachfrage wird neben der Ausgestaltung der EEG-Umlage auch von der Ausgestaltung der anderen Preisbestandteile beeinflusst. Die Anreizwirkungen und ggf. die Anpassung anderer Preisbestandteile (z.B. der Netzentgeltsystematik, Steuern, KWK-Umlage, Konzessionsabgabe) sind nicht Gegenstand dieser Studie, d. h. der Fokus der Untersuchung liegt ausschließlich auf einer möglichen Dynamisierung der EEG-Umlage. Methodisch gehen wir, sofern nicht explizit anders erläutert, von der derzeitigen Ausgestaltung der anderen Preisbestandteile aus.

Die Studie liefert einen Baustein für eine Diskussion zur Ausgestaltung von Abgaben, Umlagen und Entgelten, die im Weißbuch unter Maßnahme 7: „Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln“ thematisiert wird.

⁴⁵ Vgl. Ecofys / RAP (2014).

1.3 Berichtstruktur

In diesem Endbericht fassen wir die wesentlichen Ergebnisse der Analysen und abgeleiteten Schlussfolgerungen zusammen. Hierbei gehen wir wie folgt vor:

- **Abschnitt 2** – Erläuterung der Motivation und Zielsetzung der Studie hinsichtlich der Anreizwirkung von jeweils einer statischen und einer dynamischen EEG-Umlage sowie der Bewertungskriterien, die in der späteren Analyse zugrunde gelegt werden.
- **Abschnitt 3** – Einführende Erläuterung der grundsätzlichen Gestaltungsoptionen einer dynamischen EEG-Umlage sowie des im Fokus stehenden Designs mit multiplikativer Verknüpfung.
- **Abschnitt 4** – Erläuterung der Wirkungsmechanismen einer multiplikativen EEG-Umlage, Analyse der zu erwarteten Effekte auf einzelne Marktteilnehmer und des Gesamtstromsystems sowie einer Bewertung hinsichtlich der in **Abschnitt 2.3.2** erläuterten Kriterien.
- **Abschnitt 5** – Weiterentwicklung der dynamischen EEG-Umlage auf Basis der Erkenntnisse aus der Bewertung einer multiplikativen EEG-Umlage in **Abschnitt 4**.
- **Abschnitt 6** – Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse und daraus abgeleiteter Handlungsempfehlungen.

2 Motivation und Zielsetzung

In **Abschnitt 2** stellen wir die Motivation und Zielsetzung der dynamischen EEG-Umlage dar. Dies geschieht ausgehend von einer Darstellung des Status Quo, der statischen EEG-Umlage.

Wir gehen wie folgt vor:

- **Abschnitt 2.1** enthält eine Beschreibung der statischen EEG-Umlage;
- **Abschnitt 2.2** erläutert das grundlegende Konzept einer dynamischen EEG-Umlage; und
- **Abschnitt 2.3** fasst die Ziele, die mit einer dynamischen EEG-Umlage verfolgt werden, zusammen und führt Bewertungskriterien ein, die für eine Bewertung der Vorschläge für eine dynamische EEG-Umlage im Folgenden genutzt werden.

2.1 Wirkungsweise der statische EEG-Umlage und Probleme des Status quo

Wirkungsweise der statischen EEG-Umlage

Derzeit wird die Höhe der EEG-Umlage jährlich neu festgelegt und als fixe Komponente auf den Endverbraucherpreis addiert. Hierzu wird im Oktober des Vorjahres der Saldo aller Erlös- und Kostenkomponenten prognostiziert und der resultierende Umlagebetrag, inkl. Übertrag des Vorjahres und Liquiditätsreserve, auf den für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch aufgeteilt. Der spezifische EEG-Umlagebetrag ist seitens der Vertriebe dementsprechend für die nicht privilegierten Letztverbraucher gemäß der Jahresverbräuche anzusetzen. Daneben gibt es für einzelne Kundensegmente und den Eigenverbrauch gesonderte Regelungen, wodurch eine Reduzierung bzw. Nichtbelastung der Umlage für diese resultiert.

Im heutigen System der sogenannten „statischen“ EEG-Umlage

- wird die Höhe der Umlage pro Energieeinheit jährlich im Voraus bestimmt; und
- fällt ein konstanter Betrag für jede verbrauchte kWh Strom an, unabhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs.

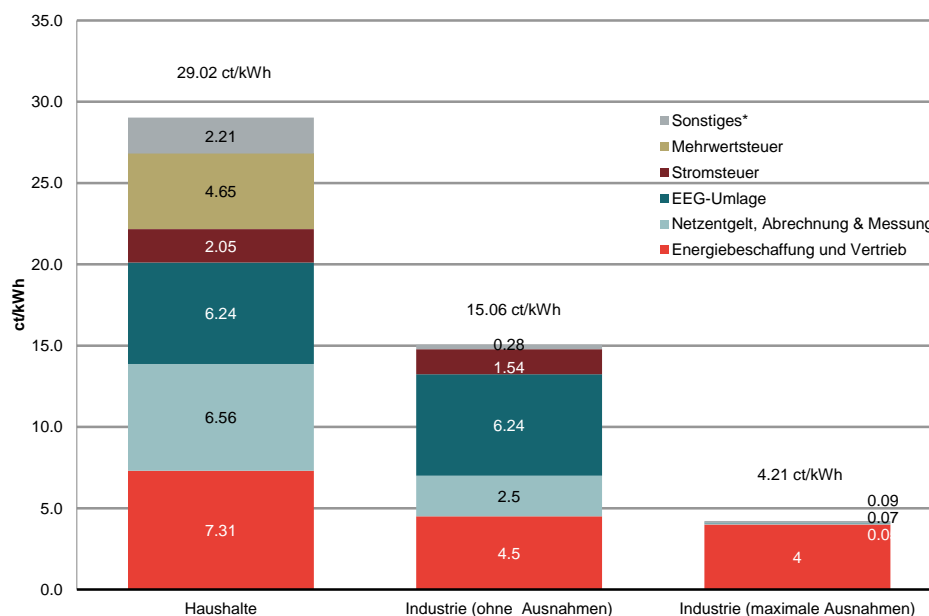
Hintergrund der aktuellen Debatte zur Dynamisierung der EEG-Umlage

Im jetzigen Marktdesign wird der Großhandelspreis als Koordinationsmechanismus zwischen Erzeugung und Verbrauch eingesetzt. Allerdings besteht der für die Nachfrageflexibilität relevante

Letztverbraucherstrompreis, neben dem Großhandelspreis, zu einem erheblichen Anteil aus staatlich induzierten Umlagen und Abgaben. Dieser Anteil von staatlich induzierten Strompreiskomponenten hat in den letzten Jahren signifikant zugenommen. Im Jahr 2014 betragen die Kosten für die Strombeschaffung und den Vertrieb bei einem typischen Haushaltskunden inzwischen nur noch ca. 25%, während ca. 23% für Netzentgelte (reguliertes privatrechtliches Entgelt) und Messung sowie ca. 52% für Abgaben und Steuern (staatlich induzierte Preisbestandteile) anfielen (**Abbildung 2**).

Im Industriebereich variieren die Anteile der verschiedenen Strompreiskomponenten erheblich, z.B. je nachdem, inwieweit der Industriebetrieb die EEG-Umlage zu tragen hat.

Abbildung 2. Zusammensetzung des Letztverbraucherpreises für einen typischen Haushalt sowie industrielle Abnehmer in Deutschland 2014



Quelle: BDEW-Strompreisanalyse vom Juni 2014.

Die Höhe der staatlich induzierten Strompreiskomponenten (wie z.B. die EEG-Umlage, die Stromsteuer oder die Konzessionsabgabe) wird heute unabhängig vom aktuellen Strompreis an den Märkten erhoben.⁴⁶ Dies hat nachteilige Auswirkungen auf die Angebots- und Nachfrageseite im Strommarkt:

⁴⁶ Bei Netzentgelten sind im Bereich der Industrie teilweise weitreichende Ausnahmen und Reduktionen geregelt, die teils starke Anreizwirkungen entfalten, die ebenfalls nicht mit den Signalen des Strommarktes gekoppelt sind. So ergeben sich aus den „atypischen Netzentgelten“ Orientierungen der Verbraucher an vom Netzbetreiber fixierten Zeitfenstern und aus den

- **Eigenerzeuger reagieren nicht ausreichend auf Strompreissignale** – Im Rahmen der Eigenstromerzeugung sind Betreiber von diversen Umlagebestandteilen befreit, so auch u.a. der EEG-Umlage. Da die Energieerzeugung bzw. -beschaffung nur ca. 25% des nichtprivilegierten Preises ausmachen, ist die Befreiung von diversen Umlagen attraktiv. Der Betreiber einer Eigenerzeugungsanlage hat somit das Kalkül abzuwägen, selber zu produzieren und keine Umlagen zu zahlen oder den Strom am Markt zu beziehen und Umlagen zu zahlen. Damit stehen die Erzeugungskosten der Eigenerzeugungsanlage nur verzerrt im Wettbewerb mit den Erzeugungsanlagen, die am Stromgroßhandelsmarkt verkaufen. Für die Einsatzentscheidung sind die eigenen Produktionskosten (der Eigenstromerzeugungsanlage) abzgl. aller nicht anfallenden Umlagen der relevante Vergleichswert, ob es sich lohnt, Strom aus dem Netz zu beziehen oder selbst zu erzeugen. Insbesondere in Stunden mit niedrigen Strompreisen kann die Abwägung zwischen Fremdstrombezug (Kosten inklusive Umlage) und Eigenstromerzeugung (Kosten exklusive Umlage) zu einer Verfälschung der „Vorteilhaftigkeit der Eigenerzeugung“ führen.
- **Hemmnisse für Nachfrageflexibilisierung** – Der Letztverbraucherstrompreis, d.h. der für die Konsumententscheidung der Verbraucher entscheidende Strompreis, schwankt in relativer Betrachtung wesentlich weniger als der Preis am Stromgroßhandelsmarkt, welcher die Knappheit im Stromsystem in jeden Zeitraum reflektiert.⁴⁷ Es stellt sich deshalb die Frage, ob diese – bei relativer Betrachtung – geringere Schwankung des Endverbraucherpreises ein Hemmnis für die Erschließung von Potenzialen zur Anpassung der Nachfrage und zu verbesserten Einsatzzeiten bei Eigenstromerzeugung darstellt. Abhängig vom generellen Umlageniveau und dem Verbraucherverhalten könnten die stärkeren Schwankungen zu einem volkswirtschaftlich effizienteren Einsatz führen. Im Weißbuch zum zukünftigen Strommarktdesign wird die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen als „Antwort auf die wetterabhängigen erneuerbaren Energien“ betont. Im Bereich der Lastflexibilität können Hemmnisse in der Erschließung neuer Potenziale bestehen, die sich aus der beschränkten Rationalität kleiner Stromverbraucher ergeben können sowie dem häufig geringen Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten.
- **Hemmnis für Power-to-X-Anwendungen (Sektorenkopplung)** – Power-to-X-Anwendungen, wie zum Beispiel Power-to-Heat, können in

Netzentgeltabsenkungen für große Verbraucher, die über 7000 Vollbenutzungslaststunden verzeichnen, Anreize zu einer Vergleichmäßigung des Stromverbrauchs.

⁴⁷ Siehe **Abbildung 3** für ein Beispiel mit statischer und dynamischer EEG-Umlage.

Stunden mit geringeren Großhandelspreisen eine mögliche alternative Anwendung für Strom sein. Power-to-X ist eine Möglichkeit, die langfristig steigenden Strommengen aus Erneuerbaren Energien in das System zu integrieren und das Auftreten negativer Preise zu vermindern. Aufgrund fixer Preisbestandteile, u.a. der EEG-Umlage, sind Power-to-X-Anwendungen unwirtschaftlich, selbst wenn der Börsenpreis für Strom auf null oder darunter sinkt.

2.2 Wirkungsweise einer dynamischen EEG-Umlage

Grundsätzliche Idee der Dynamisierung ist eine Schwankung der EEG-Umlage im Zeitverlauf in Abhängigkeit eines stündlich schwankenden Strompreises

Eine Möglichkeit, die Probleme des Status-quo zu beheben, kann eine Dynamisierung der Umlagen, d.h. eine über die Zeit schwankende Umlage sein. Die Höhe der EEG-Umlage würde hierbei an einen stündlich schwankenden Strompreis, z.B. den Day-ahead-Preis an der Strombörse EPEX Spot, gekoppelt (siehe **Abschnitt 3** für eine Übersicht möglicher und aktuell diskutierter Dynamisierungsoptionen).

Durch die Kopplung an einen Strompreis, dessen Höhe ein Signal für die Knappheit des Gutes Strom signalisiert, wird die heute jährlich konstant gehaltene EEG-Umlage in ein zusätzliches stündliches Knappheitssignal umgewandelt.

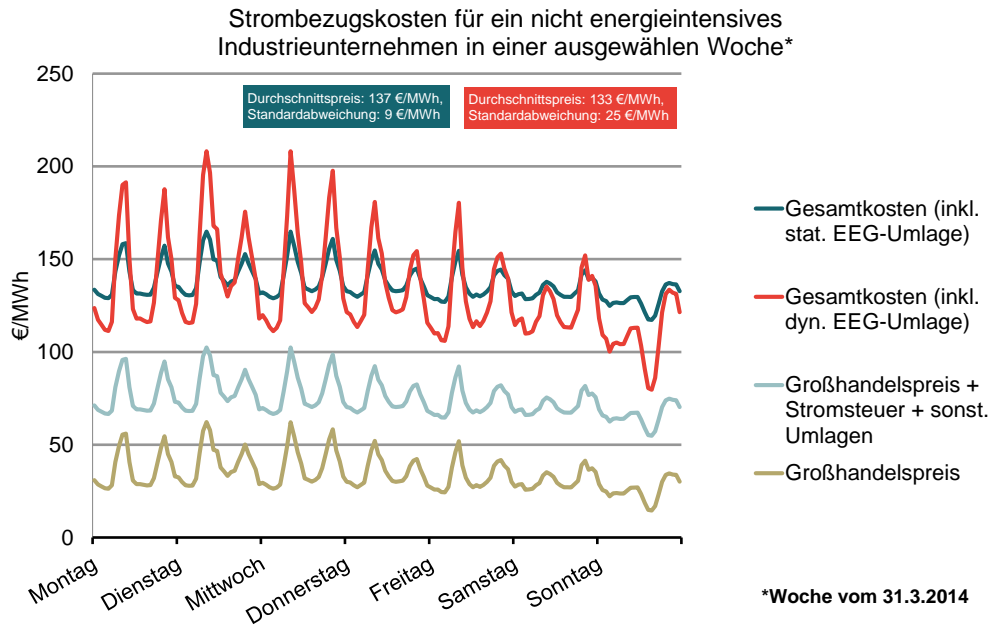
Dies bedeutet, dass

- in Hochpreiszeiten, wenn die Erzeugung knapp wird, die EEG-Umlage simultan ansteigt und somit die Endverbraucher einen noch höheren Anreiz haben, ihre Last zu verringern; und
- in Niedrigpreiszeiten (im Extremfall sogar bei negativen Preisen) die EEG-Umlage sehr niedrig wird oder entfällt, und somit der Strombezug sehr günstig wird. Hierdurch sollen die Vorteilhaftigkeit der Eigenstromerzeugung gesenkt und Lastenzuschaltungen (durch Lastmanagement oder Sektorenkopplungsprozesse) angereizt werden.

In **Abbildung 3** sind die stündlichen Großhandelspreise und daraus resultierenden Strombezugskosten für den sogenannten „Agora-Vorschlag“⁴⁸ abgetragen.

⁴⁸ Vgl. Ecofys / RAP (2014).

Abbildung 3. Wirkung der dynamischen EEG-Umlage am Beispiel des Agora-Vorschlags



Quelle: Frontier/BET basierend auf Ecofys / RAP (2014).

Anmerkung: Es wurden die stündlichen Day-ahead-Preise an der EPEX Spot und ein für das Jahr 2014 passender Multiplikator von 1,7 verwendet (vgl. Fraunhofer IWES / Energy Brainpool (2014)).

Im Vergleich zur statischen EEG-Umlage im Status-quo ergeben sich folgende Änderungen für die Strombezugskosten eines nicht-energieintensiven Industrieunternehmens ohne sonstige Ausnahmeregelungen (Es wird angenommen, dass die Preisschwankung durch den Lieferanten an den Kunden weitergegeben wird):

- **Bezugskosten und Großhandelspreis nähern sich in Niedrigpreisstunden an** – Die Verknüpfung der Höhe der EEG-Umlage an den Großhandelspreis sorgt in Niedrigpreisstunden dafür, dass die Bezugskosten näher an den Marktpreisen liegen als bei der statischen EEG-Umlage (und umgekehrt im Fall von Hochpreisstunden). Durch weitere fixe Preisbestandteile, z.B. die Stromsteuer und arbeitsbasierte Netzentgelte, besteht jedoch weiterhin ein erheblicher Preisunterschied: Das Preisminimum beträgt für den Industriekunden 80 €/MWh (statt 117 €/MWh bei statischer EEG-Umlage) und damit immer noch mehr als das Fünffache des Großhandelspreises von 15 €/MWh.
- **Die Schwankung der Bezugskosten steigt an** – Durch die multiplikative Kopplung an den Großhandelspreis steigen die Schwankungen, die bei vollständiger Weitergabe durch den Lieferanten bei Verbrauchern

ankommen, erheblich. Die durchschnittliche stündliche Preisschwankung, gemessen durch die Standardabweichung⁴⁹, steigt auf mehr als das Doppelte von 9 €/MWh im Fall der statischen EEG-Umlage auf 25 €/MWh bei Dynamisierung. Durch die multiplikative Verknüpfung zwischen Umlage und Strompreisen liegt die Schwankung der Strombezugskosten deutlich über der Schwankung der Stromgroßhandelspreise.

Die Dynamisierung der EEG-Umlage sollte bestehende Verzerrungen aufheben - ohne an anderer Stelle erhebliche neue zu schaffen

Neue Politikinstrumente sollten nur dann eingeführt bzw. bestehende nur dann angepasst werden, wenn der erwartete Nutzen die Kosten übersteigt. Die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage setzt deshalb aus Wohlfahrts- bzw. Effizienzsicht voraus, dass im heutigen System der statischen EEG-Umlage Verzerrungen vorliegen, die zumindest teilweise reduziert werden können, ohne dass an anderer Stelle im System neue, erhebliche Verzerrungen geschaffen werden, deren Nachteile die positiven Effekte überwiegen.

Daraus ergeben sich die folgenden Kernfragen:

- Welches Marktversagen bzw. welche Verzerrung werden durch die statische EEG-Umlage (Status-quo) ausgelöst?
- Welches Marktversagen bzw. welche Verzerrungen kann das Instrument „dynamische EEG-Umlage“ adressieren?
- Welche ungewollten Nebeneffekte entstehen durch die Einführungen einer dynamischen EEG-Umlage und wie stehen sie im Verhältnis zum erwarteten Nutzen?

2.3 Politikziele und Bewertungskriterien

2.3.1 Politische Zielsetzung

Das Grünbuch der Bundesregierung zum Strommarkt setzt für das zukünftige Stromsystem das Ziel, dass durch eine Zunahme der Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite eine bessere Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Sonne und Wind erreicht werden soll.⁵⁰

⁴⁹ Die Standardabweichung gibt die durchschnittliche Differenz vom Mittelwert an.

⁵⁰ Vgl. BMWi (2014), S. 6.

Das Grünbuch beinhaltet daher einen Untersuchungsauftrag, inwieweit diese Ziele durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage (als staatlich veranlasster Preisbestandteil) erreicht werden können.⁵¹

„Vor diesem Hintergrund sind im Stromsektor etwa die Nutzung von Lastmanagement, Speicher und insbesondere der flexible Betrieb von regelbaren Eigenerzeugungsanlagen zu beleuchten. Zudem gilt es, die Auswirkungen auf die flexible Nutzung von Strom im Verkehrs- und Wärmesektor zu betrachten.“

Aus diesem Untersuchungsauftrag lassen sich, ebenso wie aus den Überlegungen in **Abschnitt 2.1**, folgende drei Ziele für die Dynamisierung der EEG-Umlage ableiten:

- Aktivierung von Nachfrageflexibilisierungspotenzialen;
- Verbesserter Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen; und
- eine Verbesserung der Sektorenkopplung.

Aktivierung von Nachfrageflexibilisierungspotenzialen

Im Rahmen der Energiewende erfolgt ein Wandel von einem Stromsystem, in dem steuerbare thermische Großkraftwerke den Schwankungen der Stromnachfrage folgen, hin zu einem System, in dem der Anteil der nicht-steuerbaren, fluktuierenden Erneuerbare stetig ansteigt. Dies führt zu einer starken Schwankung der Residuallast (Verbrauch abzüglich der Einspeisung aus EE) und folgende Ansatzpunkte für eine verstärkte Flexibilisierung der Stromnachfrage:

- In **Zeiten mit niedriger (z.T. sogar negativer) Residuallast** müssten entweder erneuerbare Erzeuger marktgetrieben⁵² abgeregelt oder der Stromüberschuss zu geringen Preisen in das Ausland exportiert werden. Durch eine Anhebung der Nachfrage kann die Integration der Erneuerbaren Energien verbessert werden und das Auftreten sehr geringer oder sogar negativer Großhandelspreise reduziert werden. Zugleich steigen in diesen Stunden die Direktvermarktungserlöse der volatilen EE-Erzeugung, wodurch die erforderlichen Marktprämien sinken.
- in **Zeiten mit Residuallastspitzen** müssen entweder entsprechende steuerbare (in der Regel konventionelle) Kapazitäten zur Verfügung stehen oder Strom zu hohen Preisen aus dem Ausland importiert werden. Eine

⁵¹ Vgl. BMWi (2014), S. 24.

⁵² Diese freiwillige Abregelung erfolgt im Gegensatz zur netzbedingten Abregelung ohne Entschädigung.

Flexibilisierung der Nachfrage kann durch gezielte Lastreduktion helfen, diese Residuallastspitzen zu reduzieren und damit die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Eine Aktivierung von Nachfrageflexibilität kann u.a. über eine entsprechende Gestaltung der Letztverbraucherpreise, z.B. über eine dynamisierte EEG-Umlage, erfolgen. Weiterführende Analysen finden sich im **Abschnitt 4.3**.

Verbesserter Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen

Unter Eigenerzeugungsanlagen versteht man im Allgemeinen Erzeugungslagen, deren Stromproduktion direkt vor Ort verbraucht wird. Eigenerzeugung deckt derzeit etwa zehn Prozent des deutschen Stromverbrauchs. Davon entfällt etwa ein Fünftel der eigenerzeugten Strommenge auf den Sektor GHD und vier Fünftel auf die Industrie (siehe **Abschnitt 4.4**).

Für eigenerzeugten Strom entfallen im Vergleich zum alternativen Netzbezug folgende Strompreisbestandteile vollständig oder teilweise:

- Umlagen (insb. die EEG-Umlage),⁵³
- Stromsteuer; und
- Netzentgelte.⁵⁴

Diese Befreiung von Strompreisbestandteilen führt zu einem Kostenvorteil der Eigenerzeugung im Vergleich zum Netzbezug. Der Einsatz („Dispatch“) der Anlagen ist auch dann vorteilhaft, wenn die Grenzkosten der Stromerzeugung über dem Preis am Großhandel liegen und die Anlagen aus Effizienzsicht nicht betrieben werden dürften. Erst bei geringen oder negativen⁵⁵ Strompreisen werden Eigenerzeugungsanlagen abgeschaltet.

Die dynamische EEG-Umlage verbessert die Kopplung der Einsatzentscheidung an den Großhandelspreis: Durch die Kopplung der Höhe der EEG-Umlage an den Großhandelspreis wird der Vorteil von Eigenerzeugung gegenüber dem Netzbezug in Stunden mit geringen Strompreisen verringert. Die Wirkung ist somit qualitativ sehr ähnlich zu einer Flexibilisierung der Stromnachfrage: In

⁵³ Umlage für abschaltbare Lasten, KWK-Aufschlag, § 19 StromNEV-Umlage und Offshore-Haftungsumlage.

⁵⁴ Erzeuger sind nicht netzentgeltspflichtig, im Gegensatz zu Verbrauchern. Zudem können für dezentrale Eigenerzeuger zurzeit noch zusätzliche Erlöse durch „vermeidene Netzentgelte“ anfallen. Diese sollen ab dem Jahr 2021 für Neuanlagen entfallen.

⁵⁵ Bei Eigenerzeugungsanlagen mit geringen stromseitigen Grenzkosten (z.B. Erneuerbare Energien oder Anlagen mit Wärmeauskopplung, die eine Wärmegutschrift kostenmindernd berücksichtigen) lohnt sich die Eigenerzeugung im Vergleich zum Netzbezug auch noch bei moderat negativen Großhandelspreisen aufgrund der Befreiungstatbestände beim Eigenverbrauch.

Niedrigpreisstunden wird die am Markt spürbare Nachfrage aufgrund des höheren Netzbezugs gesteigert.

Die Wirksamkeit des Instruments ist dabei auch abhängig von der Höhe der Grenzkosten der Stromerzeugung der betreffenden Anlagen und der Höhe der weiteren Preisbestandteile, von denen der Eigenverbrauch auch nach Einführung einer dynamischen EEG-Umlage befreit ist. Weiterführende Analysen finden sich im **Abschnitt 4.4**.

Verbesserung der Sektorenkopplung

Unter Sektorenkopplung verstehen wir verschiedene derzeit diskutierte Stromanwendungen in anderen Sektoren, zusammengefasst unter dem Stichwort „Power-to-X“: In der öffentlichen Debatte liegt hierbei ein Schwerpunkt auf „Power-to-Heat“-Anwendungen, d.h. dezentral in der Warmwassererzeugung und zentral im Bereich der Fernwärme und Flexibilisierung von KWK-Anlagen. Ein weiteres prominentes Thema ist die Elektromobilität.

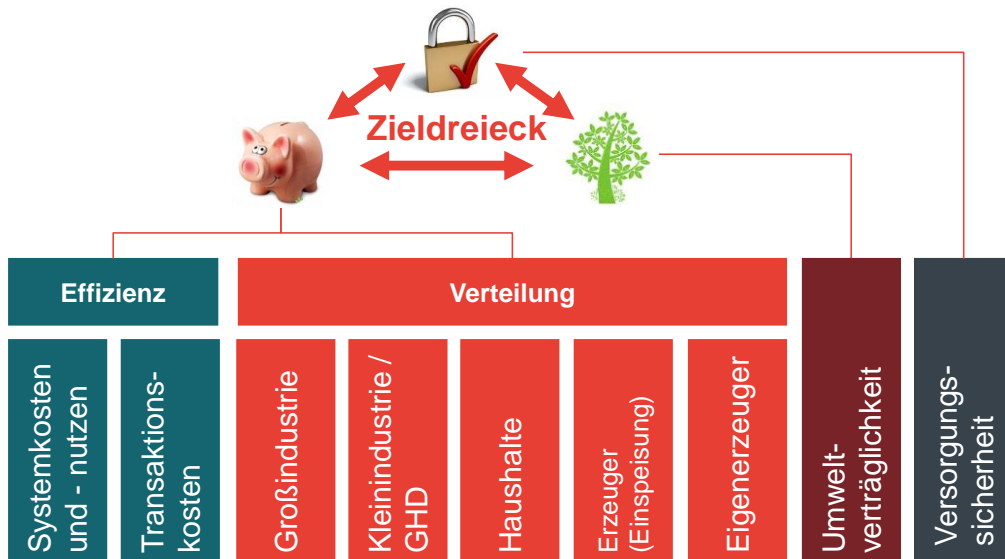
Fixe Preisbestandteile, u.a. die statische EEG-Umlage als einer der betragsmäßig größten Preisbestandteile, fallen auch in Zeitpunkten an, in denen der Börsenpreis für Strom null oder negativ wird. Die dynamische EEG-Umlage wirkt hier ähnlich wie bei der Nachfrageflexibilisierung: Durch ein Absenken der EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden können Anwendungen wie Power-to-Heat attraktiver werden und eine zusätzliche Stromnachfrage entfalten. Langfristig ist das Ziel, dass dadurch größere Strommengen aus Erneuerbaren Energien in das System integriert werden können und das Auftreten von negativen Preisen vermieden werden kann.

Die Wirksamkeit der dynamischen EEG-Umlage ist auch abhängig von der Höhe weiterer fixer Preisbestandteile, die auch in Niedrigpreisstunden anfallen und somit Power-to-X-Anwendungen finanziell belasten. Weiterführende Analysen finden sich im **Abschnitt 4.7**.

2.3.2 Bewertungskriterien

Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gibt die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik vor. Die Bewertungskriterien für die Wirkungen einer dynamischen EEG-Umlage orientieren sich daher eng an den drei Zielen (siehe **Abbildung 4**).

Abbildung 4. Zieldreieck und abgeleitete Bewertungskriterien



Quelle: Frontier/BET

Im Folgenden werden die vier Bewertungskriterien Effizienz, Verteilung, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit aus dem energiepolitischen Zieldreieck abgeleitet und die wesentlichen Fragestellungen adressiert.

Effizienz

Das Ziel „Wirtschaftlichkeit“ kann nur erreicht werden, wenn eine sichere und umweltverträgliche Energieversorgung möglichst preisgünstig bereitgestellt wird. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist eine Energieversorgung zu möglichst geringen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Dies umfasst sowohl direkte (Systemkosten, z.B. für Investitionen in Stromerzeugungsanlagen) als auch indirekte Kosten (Transaktionskosten, Risiken). Effizienz adressiert u.a. folgende Fragen:

- Führt eine dynamische EEG-Umlage zu einem effizienten Strompreissignal für nachfrageseitige Flexibilität und die Einsatzentscheidung von Stromeigenerzeugungsanlagen?

- Werden bestehende Verzerrungen abgebaut? Kann eine effizientere Sektorenkopplung⁵⁶ erreicht werden (z.B. durch Power-to-Heat-Anwendungen in Niedrigpreisstunden)?
- Werden neue Verzerrungen durch die Einführungen einer dynamischen EEG-Umlage geschaffen? Werden kostengünstigere Flexibilitätsoptionen zu Gunsten von teureren lastseitigen Flexibilitätsoptionen verdrängt?
- Welche Auswirkung hat die dynamische EEG-Umlage auf die Systemkosten? Welche Auswirkungen hat eine dynamische EEG-Umlage auf die variablen Erzeugungskosten (relevant für die Preise am Stromgroßhandel) und die Investitionskosten (z.B. für zusätzliche Nachfrageflexibilisierung)?
- Welcher Umsetzungsaufwand und zusätzliche Transaktionskosten sind bei Einführung einer dynamischen EEG-Umlage verbunden?

Grundsätzlich könnten mögliche Kostensenkungen (Effizienzgewinne) zur Entschädigung von „Verlierern“ der Umverteilung durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage eingesetzt werden.

Verteilung

Das Kriterium Verteilung untersucht, welche Be- oder Entlastungen sich durch eine dynamische EEG-Umlage im Vergleich zur statischen EEG-Umlage (Status quo) für unterschiedliche Stakeholder ergeben. Das Kriterium ist damit direkt aus dem Ziel „Wirtschaftlichkeit“ bzw. Bezahlbarkeit der Energieversorgung abgeleitet.

Im Rahmen der Verteilungswirkungen untersuchen wir folgende Fragestellungen:

- Wie verändert eine dynamische EEG-Umlage die Belastung für verschiedene Verbrauchergruppen (gegliedert nach den Sektoren Industrie, GHD und private Haushalte und – darin enthalten – Betreiber von Eigenstromerzeugungsanlagen) in Deutschland?
- Welche Verteilungswirkungen ergeben sich zwischen flexiblen Verbrauchergruppen, die auf Preissignale einer dynamischen EEG-Umlage reagieren können, und inflexiblen Verbrauchern?

⁵⁶ Der Bericht fokussiert in weiten Teilen auf die unmittelbaren Auswirkungen im Stromsektor. Der Aspekt der Sektorenkopplung gewinnt in der politischen Diskussion zunehmend an Bedeutung und wird daher ebenfalls adressiert, allerdings in geringerer Analysetiefe.

- Welche möglichen Verteilungswirkungen ergeben sich für einzelne Wirtschaftssubjekte innerhalb der Verbrauchergruppen (z.B. innerhalb des Adressatenkreises einer dynamischen EEG-Umlage)?
- Welche Auswirkung hat eine dynamische EEG-Umlage auf die Erlöse von Betreibern konventioneller Kraftwerke oder Speicher, da eine Rückwirkung auf die Großhandelsstrompreise möglich ist?

Eine Bewertung der Verteilungseffekte aus rein ökonomischer Perspektive ist nicht möglich, da Verteilungseffekte nicht per se gut oder schlecht sind, sondern einer politischen Einordnung bedürfen. Um eine Bewertung durch die Politik zu ermöglichen, werden daher in diesem Bericht die Richtung und Höhe der Verteilungswirkungen dargestellt, die sich durch eine Einführung einer dynamischen EEG-Umlage ergeben.

Umweltverträglichkeit

Das Kriterium der Umweltverträglichkeit bezieht sich im Kontext dieser Studie auf das Ziel der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen um mindestens 40 Prozent bis 2020 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Dies soll vor allem durch den Ausbau erneuerbarer Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden.

Im Rahmen der Umweltwirkungen untersuchen wir folgende Fragestellungen:

- Kann durch eine stärkere Anpassung der Stromnachfrage an die schwankende Stromproduktion eine bessere Integration der Erneuerbaren Energien erzielt werden?
- Wie wirkt sich eine Dynamisierung der EEG-Umlage auf die Sektorenkopplung aus? Werden zusätzliche Anreize zur Nutzung von überschüssigem Erneuerbaren-Strom für Prozesse außerhalb des Stromsektors geschaffen und fossile Brennstoffe, die mit CO₂-Ausstoß verbunden sind, eingespart?
- Welche Auswirkung hat eine Dynamisierung auf die Erzeugungsanlagen, die derzeit auch bei negativen Großhandelspreisen Strom produzieren? Dies betrifft insbesondere Eigenerzeugung durch KWK-Anlagen.
- Welche Auswirkung hat die Dynamisierung auf den Einsatz von thermischen Kraftwerken und somit den Erzeugungsmix im Strommarkt?
- Werden durch eine Dynamisierung zusätzliche Anreize für Energieeffizienz gesetzt, z.B. durch Lastverzicht in Hochpreisstunden?

Das Umweltkriterium kann positiv und negativ mit dem Kriterium der Kosteneffizienz korrelieren. Einerseits kann durch die Dynamisierung der EEG-

Motivation und Zielsetzung

Umlage eine (effiziente) Sektorenkopplung und verbesserte Integration Erneuerbarer unterstützt werden. Andererseits können durch die Dynamisierung der EEG-Umlage zusätzliche Investitionsanreize in dezentrale Flexibilitätsoptionen und Eigenerzeugungsanlagen ausgelöst werden, die i.d.R. aufgrund von Skaleneffekten („economies of scale“) höhere spezifische Kosten als zentrale Flexibilitätsoptionen (flexible Kraftwerke, Speicher) aufweisen.

Versorgungssicherheit

In diesem Gutachten betrachten wir im Rahmen des energiewirtschaftlichen Dreiecks die Fähigkeit des Marktes, **erzeugungsseitige Versorgungssicherheit** zu schaffen. Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit beschäftigt sich mit der Frage, inwieweit bzw. unter welchen Voraussetzungen der Markt in der Lage ist, zu verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu führen, welche eine weitgehend einschränkungsfreie Stromversorgung gewährleisten können.⁵⁷

Für die Diskussion um Versorgungssicherheit sind nur unfreiwillige Einschränkungen des Stromverbrauchs relevant. Freiwillige Entscheidungen der Stromverbraucher, in einem Zeitraum auf die Abnahme des Stroms zu verzichten, sind Teil eines jeden Marktmechanismus und kein Indiz für unzureichende Versorgungssicherheit. Sie können ökonomisch effizient sein, wenn die Verbraucher für ihren Verzicht entschädigt werden und die daraus entstehenden Kosten für das Stromsystem geringer sind als die Kosten für die Bereitstellung einer zusätzlichen Erzeugungskapazität.

Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kann also sowohl durch Erzeugungskapazitäten im klassischen Sinne als auch sonstige Kapazitäten und Prozesse, welche zu ausreichender Deckung der Nachfrage durch die verfügbare Erzeugung beitragen, erzielt werden. Somit können auch zentrale und dezentrale Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastmanagement zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit beitragen.

Im Rahmen der Dynamisierung der EEG-Umlage untersuchen wir folgende Fragestellungen:

- Welche Anreize zu einer stärkeren Flexibilisierung der Nachfrage werden durch die EEG-Umlage geschaffen?

⁵⁷ In diesem Gutachten wird Versorgungssicherheit aus ökonomischer, marktlicher Perspektive definiert, nämlich: „*Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.*“ (siehe auch Frontier/Formaet (2014), S. 26) Es ist zu beachten, dass eine Gefährdung der sicheren Versorgung sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Netzebene erfolgen kann. Siehe hierfür Definition in der Literatur in (Consentec/EWI/IAEW (2008), S. 2). Diese Definition ist allerdings eher durch das Netz und damit technisch geprägt.

- Welche Anreize entstehen bei einer Dynamisierung für Investitionen in zentrale und dezentrale Flexibilitätsoptionen?

Im Rahmen dieser Studie werden konzeptionelle, qualitative Aussagen abgeleitet, eine umfassende quantitative Modellierung wird nicht durchgeführt.⁵⁸

Sekundärkriterien

Nachrangig zu den vier Kriterien (Effizienz, Verteilung, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit) kommen folgende Sekundärkriterien zur Anwendung, die direkt oder indirekt im Zusammenhang mit der Zunahme der Komplexität bei Einführung der dynamischen EEG-Umlage stehen und im Prinzip auch unter „Transaktionskosten“ fallen:

- **Einfachheit (bzw. Kommunizierbarkeit)** – Die Einfachheit eines Instruments – und die damit verbundene erleichterte Kommunizierbarkeit – fördert die Akzeptanz bei den betroffenen Verbrauchern und reduziert den notwendigen Zeitaufwand bei der Implementierung.⁵⁹
- **Prognostizierbarkeit** – Die EEG-Umlage stellt einen wesentlichen Preisbestandteil dar, der in der Budgetplanung von Verbrauchern und den Vertragskonditionen von Lieferanten eine bedeutsame Rolle spielt. Zudem besteht für die Übertragungsnetzbetreiber, die mit der Führung des EEG-Kontos beauftragt sind, ein Liquiditätsrisiko, das mit der Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage (Einnahmenseite des EEG-Kontos) verknüpft ist. Eine bessere Prognostizierbarkeit ist in diesen Fällen positiv zu bewerten.
- **Praktikabilität** – Unter Praktikabilität wird eine möglichst einfache Umsetzbarkeit in der Praxis verstanden. Analog zur „Einfachheit“ besteht auch hier ein Zusammenhang zu den Transaktionskosten, der hier nur qualitativ abgebildet wird.

Die Sekundärkriterien werden ergänzend zur Bewertung herangezogen.

⁵⁸ Vgl. Frontier / Formaet (2014) für Maßzahlen (z.B. LOLE) und deren Modellierung.

⁵⁹ Der Zeitaufwand eines Politikinstruments steht im engen Zusammenhang mit Transaktionskosten und könnte somit auch unter das Kriterium „Effizienz“ fallen. Da eine eindeutige Zuordnung und Quantifizierung jedoch nur schwer möglich ist, erfolgt eine qualitative Berücksichtigung als Sekundärkriterium.

3 Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

In **Abschnitt 3** stellen wir in der Diskussion befindliche Vorschläge vor, wie die EEG-Umlage dynamisiert werden kann. Die Dynamisierung steht hierbei für die Grundidee, die Umlagenhöhe im Zeitverlauf in der Höhe zu variieren (siehe **Abschnitt 2.2**).

Wir gehen wie folgt vor:

- In **Abschnitt 3.1** werden Ausgestaltungsdimensionen für die dynamische EEG-Umlage vorgestellt; und
- In **Abschnitt 3.2** fassen wir drei in der Diskussion befindliche Vorschläge für die Ausgestaltung einer dynamischen EEG-Umlage zusammen. Allen drei Vorschlägen ist gemein, dass sie die EEG-Umlage mit dem stündlichen Großhandelsstrompreis koppeln. Die Kopplung erfolgt, indem der stündliche Großhandelsstrompreis mit einem Multiplikator multipliziert wird. Im Ergebnis variiert die Höhe der EEG-Umlage in Abhängigkeit des Strompreises stündlich. Aus diesem Grund sprechen wir bei diesen drei Vorschlägen von multiplikativen, strompreisbasierten dynamischen EEG-Umlagen.

3.1 Ausgestaltungsdimensionen

3.1.1 Arten von Ausgestaltungsdimensionen

Die Analyse erfolgt methodisch in Anlehnung an die Ausgestaltungsdimensionen einer dynamisierten EEG-Umlage:

- die **Ausgestaltung der Kopplung**, die beschreibt, wie und an welchen variablen Parameter die EEG-Umlage gebunden wird;
- die Einführung von **Deckelungen** (Floor/Cap) zur Begrenzung von extremen Ausprägungen der EEG-Umlage;
- der **Zeitpunkt der Ermittlung** der Höhe der dynamischen EEG-Umlage (sowohl vor als auch nach dem Zeitpunkt des Strombezugs möglich);
- das **Verfahren**, mit dem die dynamische EEG-Umlage bzw. zur deren Berechnung notwendige Parameter, **ermittelt** werden;
- der **Gültigkeitszeitraum** (bzw. der Anpassungszeitraum), für den die Berechnungsparameter gelten (aktuell bei der statischen EEG-Umlage: jährlich);

- der **Zeitpunkt der Bekanntmachung** der Parameter zu Bestimmung der EEG-Umlage;
- die Abgrenzung der **Teilnehmergruppe**, für die das neue Regime der dynamischen EEG-Umlage gilt;
- die Ausgestaltung der **Teilnahme** am neuen Regime der dynamischen EEG-Umlage als **Pflicht** oder als **Option**;
- der operative **Verrechnungsprozess** zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Vertrieben;
- die Rückwirkungen auf die Höhe der notwendigen **Liquiditätsreserve** für das **EEG-Konto**;
- das **Monitoring** des finanziellen Prozesses durch Übertragungsnetzbetreiber und BNetzA;
- die **Laufzeit** der dynamischen EEG-Umlage (begrenzte oder unbegrenzte Einführung des Instruments);
- der **Zeitpunkt**, an dem die neue dynamische EEG-Umlage **in Kraft tritt** (d.h. Vorlaufzeit zur Umstellung auf das neue EEG-Regime);
- ein **Übergangsprozess** für den Übergang vom Regime der statischen zur dynamischen EEG-Umlage; und
- Umgang mit den bestehenden **Ausnahmetatbeständen**, wie sie derzeit im EEG Anwendung finden.

Im Folgenden diskutieren wir die Ausgestaltungsdimensionen im Detail.

3.1.2 Umsetzungsmöglichkeiten von Ausgestaltungsmöglichkeiten

Ausgestaltung der Kopplung – Berechnungslogik

Der Grundgedanke einer Kopplung folgt dem in **Abschnitt 2.2** beschriebenen Streben, die EEG-Umlage zeitlich variabel zu gestalten und nicht mehr fix innerhalb eines Jahres für jede verbrauchte kWh zu erheben. In diesem Abschnitt sollen mögliche Bezugsgrößen aufgezeigt werden, an die die EEG-Umlage gekoppelt werden kann.

Eine mögliche Kopplung ist, die EEG-Umlage starr über einen Faktor an den Spotpreis zu binden:

$$\text{EEG – Umlage (t) = Spotpreis(t) * Faktor}$$

So würde ein Faktor von z.B. 1,5 dazu führen, dass im Zeitpunkt eines Spotpreises von 50 €/MWh die EEG-Umlage in dieser Stunde 75 €/MWh beträgt. Respektive würde ein niedriger Spotpreis von 10 €/MWh zu einer EEG-Umlage von 15 €/MWh führen. Damit liegen die Beiträge, die an EEG-Umlage

Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

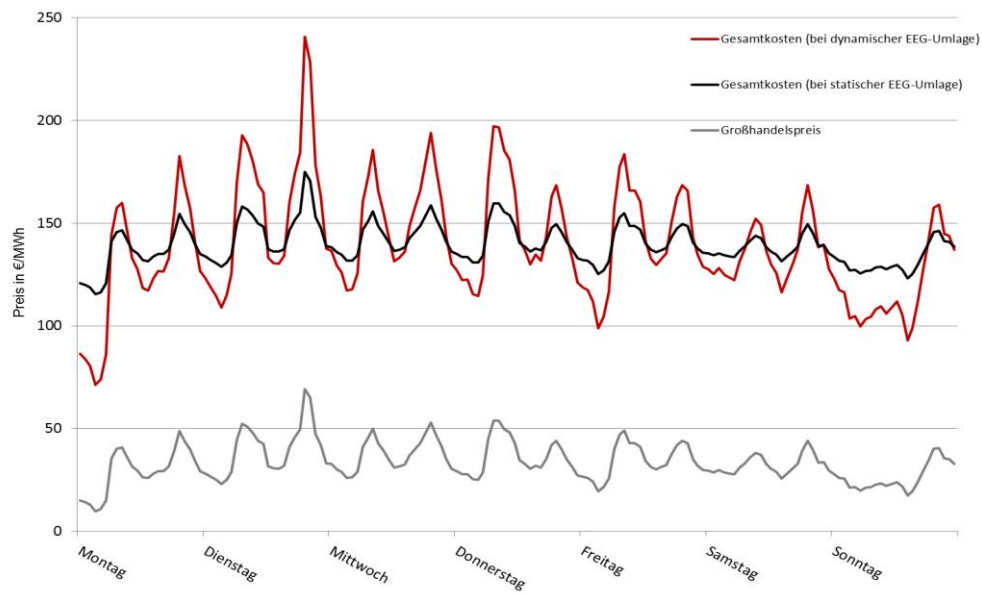
zu leisten sind, teilweise über und teilweise unter der aktuellen fixen EEG-Umlage (61,7 €/MWh in 2015).

Abbildung 5 illustriert die unterschiedlichen zu zahlenden Strompreise bzw. „Gesamtkosten“ für Endkunden (inkl. Netzentgelte, Steuern u. ä.). Aus Veranschaulichungsgründen sind die summarischen Kosten aus der statischen EEG-Umlage einerseits und der dynamischen EEG-Umlage andererseits in der hier gewählten beispielhaften Abbildung über die Woche gleich. In der Praxis muss dies innerhalb einer Woche allerdings nicht unbedingt der Fall sein.

Basierend auf den Spotpreisen (graue Linie) ergeben sich mit dynamischer EEG-Umlage (rote Linie) deutlich volatilere Stromkosten der Endkundenbelieferung verglichen mit den Preisen auf Basis der aktuellen fixen EEG-Umlage (schwarze Linie):

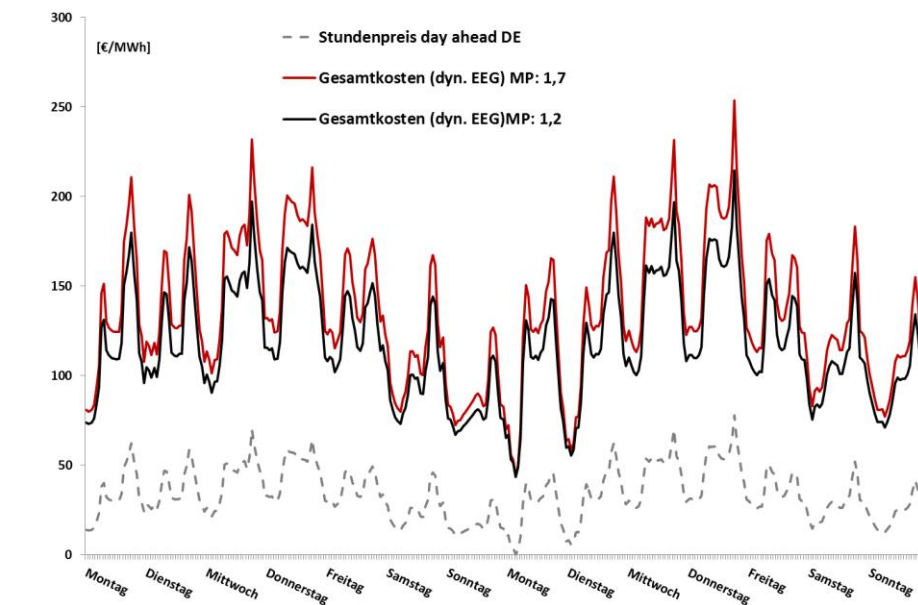
- Der Effekt **hoher Spotpreise** auf die Endkundenpreise wird durch eine überproportional hohe EEG-Umlage positiv verstärkt. Dies schafft in Zeiten hoher Spotpreise einen stärkeren Anreiz zur Lastverlagerung als im aktuellen System.
- In Zeiten **geringer Spotpreise** würde durch den Multiplikatoransatz eine geringe Umlage fällig. Dies würde einen geringeren Anreiz für Eigenverbrauch bedeuten als im gegenwärtigen System.

Abbildung 5. Vergleich Strombezugskosten bei statischer und dynamischer EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET basierend auf EEX

Die Bedeutung der Höhe des Multiplikators wird in der folgenden **Abbildung 6** illustriert.

Abbildung 6. Einfluss des Multiplikators auf die Strombezugskosten

Quelle: Frontier/BET basierend auf EEX

Die Spreizung der Preise ist proportional zur Höhe des Multiplikators. Damit hat die Höhe des anzusetzenden Multiplikators einen erheblichen Einfluss auf die Wirkung. Falls das Preissignal durch die Vertriebe bis zum Endkunden durchgereicht würde, wäre der Anreiz zur Reaktion mit einem hohen Multiplikator wesentlich höher. Bei der Höhe des Multiplikators besteht jedoch kein Freiheitsgrad: die Höhe wird maßgeblich durch den Finanzierungsbedarf des EEG-Kontos (Höhe der Differenzkosten) und das Zusammenspiel aus Großhandelspreisen und durchschnittlichem Verbrauchsprofil bestimmt.

Neben der schon angedeuteten direkten Kopplung an den Großhandelspreis könnten z.B. unterschiedliche Höhen für die dynamische EEG-Umlage für verschiedene Bereiche des Großhandelspreises definiert werden. So könnte beispielsweise in einem Großhandelspreisbereich bis zu 10 €/MWh die EEG-Umlage gering sein, darauf anschließend ein mittlerer Bereich folgen bis zu einer weiteren Schwelle bei z.B. 50 €/MWh und ab dort eine hohe EEG-Umlage verlangt werden. Dies hätte zur Folge, dass einerseits eine Abhängigkeit zum Großhandelspreisniveau besteht, jedoch die Ermittlung der dynamischen EEG-Umlage etwas vereinfacht wäre.

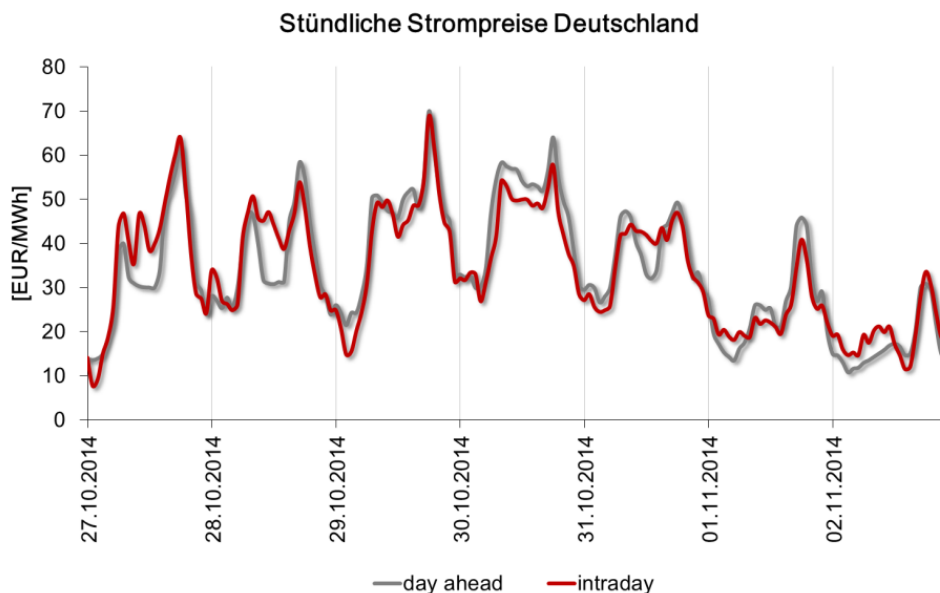
Grundsätzlich bestehen darüber hinaus grundsätzlich andere denkbare Möglichkeiten, die notwendigen Beträge für das EEG-Konto zu erheben. Eine Möglichkeit der Refinanzierung der EEG-Kosten wäre z.B. über Steuern. Derart weitreichende Reformoptionen sollen in dieser Studie nicht näher betrachtet werden.

Ausgestaltung der Kopplung – Day-ahead- vs. Intraday-Markt

Der Bezug auf den Day-ahead-Preis kann ggf. mit Fehlanreizen behaftet sein, wenn z.B. neue EE- oder Nachfrageprognosen und der Handel am Intradaymarkt eine andere Marktsituation ergeben. Dies kann insbesondere durch die steigende Bedeutung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien weiter zunehmen.

Tendenziell verlaufen Day-ahead- und Intraday-Preise in ihrer bisherigen Tagesstruktur ähnlich, jedoch gibt es auch Viertelstunden mit deutlichen Abweichungen (vgl. **Abbildung 7**). Da der Intraday-Markt ein fortlaufender Handel ist, wäre auch hier die Bestimmung des Zeitpunktes zur Fixierung der Bezugsbasis notwendig (z.B. Verwendung von „Settlementpreisen“).

Abbildung 7. Vergleich Day-ahead und durchschnittlicher Intraday-Großhandelspreis⁶⁰



Quelle: Frontier/BET basierend auf EEX

Ein wesentlicher Aspekt bei der verwendeten Bezugsbasis (Day-ahead) ist zudem die Informationsbereitstellung. Die Interaktion zwischen Marktpreisen, Vertrieb und Endkunde, der zur Reaktion angeregt werden soll, muss einerseits mit ausreichender Reaktionszeit versehen sein, andererseits kann es effizient sein, auch die Flexibilität von Endkunden mit kurzen Reaktionszeiten (Intraday) zu nutzen. Die unterschiedlichen Endkunden haben individuelle Vorlaufzeiten bzw.

⁶⁰ Dargestellt ist der durchschnittliche Intraday-Preis aller Transaktionen.

Aktivierungszeiten. Darüber hinaus ist die Vertragsgestaltung zwischen Vertrieb und Endkunde so zu formulieren, dass es überhaupt einen Anreiz bzw. ein Signal gibt, sich zeitlich anzupassen.

Deckelung

Bei einer multiplikativen Kopplung kann es in Einzelstunden zu sehr hohen Preisen auch für die EEG-Umlage kommen. Damit dieses Risiko für die Endverbraucher begrenzt ist, falls diese z.B. nicht reagieren können, kann eine Deckelung sinnvoll sein. Die Höhe dieses Deckels sollte so bestimmt werden, dass zwischen dem beschriebenen Risiko und einem ausreichenden Anreiz abgewogen wird.

Weiterhin kann auch eine Deckelung nach unten sinnvoll sein. Wenn die Strompreise negativ werden, kann es sinnvoll sein, die EEG-Umlage nicht unter den Wert Null absinken zu lassen.

Ermittlung Multiplikator – Zeitpunkt

Der Zeitpunkt der Bekanntgabe des Multiplikators muss benannt werden. Eine sinnvolle Möglichkeit erscheint im Zusammenhang mit der Bekanntgabe der fixen EEG-Umlage für das Folgejahr. Durch die ex ante Bestimmung ergibt sich die Möglichkeit für Vertriebe und Endkunden, mit zeitlichem Vorlauf auf das Signal zu reagieren.

Ermittlung Multiplikator – Verfahren

Der Multiplikator ist so auszugestalten, dass im Durchschnitt über alle Adressaten – unter Antizipation von Anpassungsverhalten durch die dynamische EEG-Umlage – der bestehende Finanzierungsbedarf auf dem EEG-Konto (d. h. die zu deckenden Differenzkosten für die Erneuerbarenförderung) gedeckt werden kann. Als Bezugsgröße für die dynamische stündlich differenzierte EEG-Umlage kann der Day-ahead-Großhandelspreis (Spotpreise) verwendet werden.

Bei der Ermittlung des Multiplikators ist es notwendig, folgende Eingangsgrößen für das kommende Jahr zu prognostizieren:

- Verlauf der stündlichen Spotpreise;
- Verlauf des stündlichen Lastgangs; und
- jährlicher Finanzierungsbedarf (Differenzkosten).

Für die Bestimmung der statischen EEG-Umlage müssen die Übertragungsnetzbetreiber die jährlichen Durchschnittsgrößen bereits im derzeitigen System prognostizieren. Darüber hinaus ist neben dem generellen Niveau der Preise und der umlagepflichtigen Stromnachfrage in diesem Verfahren insb. auch deren erwartete Saison-, Wochentags- und Stunden-

Struktur entscheidend. Ein Abschätzen des Multiplikators unterliegt somit verschiedenen Stellgrößen, die es zu beachten gilt.

Drei mögliche **exemplarische Vorgehensweisen** zur Bestimmung der zu verwendenden stündlichen Preisbasis könnten sein:

1. Bestimmung auf Basis der Spotpreise der zurückliegenden zwölf Monate.
2. Bestimmung auf Basis von Terminpreisen für das zu betrachtende zukünftige Lieferjahr.
3. Verwendung einer stundenscharfen Forwardkurve (HPFC) basierend auf verfügbaren Terminprodukten und historischen Spotstrukturen.

Für **Vorgehen 1** auf Basis von realisierten Spotpreisen spricht, dass die real aufgetretene Volatilität und deren Auswirkung exakt abgebildet werden kann. Im Folgenden ist mit Last (t) der Stromverbrauch der Lasten im Adressatenkreis in der Stunde t gemeint. Wenn nun die derzeitige fixe EEG-Umlage von 61,7 €/MWh für das Jahr 2015 als Basis gelegt wird, ergibt sich folgende Formel:

$$\sum_{t=1}^{8760} \text{Fixe EEG_Umlage} * \text{Last}(t) = \text{Multiplikator} * \sum_{t=1}^{8760} \text{Spot}(t) * \text{Last}(t)$$

Bei diesem Verfahren müsste zur synchronen Abbildung auch die historische Last verwendet werden, um nicht einen „Mismatch“ zwischen den Wochentagen zu erzeugen.

Für **Vorgehen 2** wird z.B. im November das Base Jahres Future des kommenden Jahres genommen, um damit die erwartete Marktentwicklung des kommenden Jahres abzubilden. Damit werden die in dem oben beschriebenen stundenscharfen Spotpreis enthaltenden Strukturelemente vernachlässigt. Anhand der Terminpreise (Base, Peak) kann die erwartete stündliche Struktur der Preise nur sehr unzureichend abgeschätzt werden dies bedarf komplexerer zusätzlicher Annahmen (siehe stundenscharfe Forwardkurve).

$$\sum_{t=1}^{8760} \text{Fixe EEG_Umlage} * \text{Last}(t) = \text{Multiplikator} * \text{Future Jahresbase} * \sum_{t=1}^{8760} \text{Last}(t)$$

Im November 2014 lag der Base Cal 15 bei durchschnittlich ca. 35 €/MWh. Verrechnet mit der derzeitigen fixen EEG-Umlage (61,7 / 35) ergibt sich ein Multiplikator von 1,76. Da allerdings resultierende Spotpreise und stündliche Last korreliert sind, käme es hierbei zu einer Überdeckung der Einnahmeseite des EEG-Kontos. Der einkommensneutrale Multiplikator müsste deshalb leicht unterhalb von 1,76 liegen.

Als mögliches **Vorgehen 3** käme die Verwendung einer stundenscharfen Forwardkurve (HPFC) in Frage, welche auf Basis der verfügbaren Terminprodukte und der historischen Spotstrukturen gebildet werden. Die Bildung erfolgt derart, dass die verfügbaren Terminpreise in eine stündliche Auflösung anhand der Spotstruktur überführt werden. Hierbei ist zu beachten,

Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

dass sich aus der stundenscharfen Forwardkurve (HPFC) die Preise der handelbaren Terminprodukte wieder ableiten lassen (Arbitragefreiheit). Im Resultat hat jede Stunde der HPFC einen individuellen Preis.

$$\sum_{t=1}^{8760} \text{Fixe EEG-Umlage} * \text{Last}(t) = \text{Multiplikator} * \sum_{t=1}^{8760} \text{HPFC}(t) * \text{Last}(t)$$

Neben der Preisstruktur wäre im Falle der Novellierung auch eine stundenscharfe Prognose des Lastgangs zur Erlösabschätzung notwendig, da der Erlös sich nicht mehr aus der Jahresmenge ergibt, sondern auch aufgrund des stundenscharfen Lastgangs.

Gültigkeitszeitraum

Der derzeitige Anpassungssturnus der fixen EEG-Umlagen-Ermittlung ist jährlich. Deren Höhe wird einmal im Jahr im Oktober für das Folgejahr angepasst. Der Verlauf der Großhandelspreise ist jedoch unterjährig zum Teil großen Schwankungen ausgesetzt, so dass ggf. eine Anpassung unterjährig sinnvoll sein kann. Damit würden das Risiko einer fehlerhaften Bestimmung des Multiplikators und der damit verbundene Liquiditätsbedarf reduziert. (Siehe dazu auch die folgenden Unterabschnitte zu „**Liquiditätsreserve EEG-Konto**“ und „**Ermittlung Multiplikator – Verfahren**“).

Veröffentlichung Multiplikator (Art und Zeitpunkt)

Die Veröffentlichung des Multiplikators für das Folgejahr könnte zeitgleich und auf demselben Weg wie die Veröffentlichung der fixen EEG-Umlage erfolgen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 3 Absatz 2 AusglMechV verpflichtet, bis zum 15. Oktober des Kalenderjahres die EEG-Umlage des folgenden Jahres zu veröffentlichen. Damit wäre ein zeitlicher Vorlauf gewährleistet, um auf Änderung des Multiplikators zu reagieren. Sollte eine unterjährige Anpassung erfolgen, wären entsprechende Zwischenzeitpunkte zu definieren (z.B. ausgehend vom 15. Oktober alle 3 oder 6 Monate)

Adressatenkreis

Mögliche Kundengruppen als Adressaten einer dynamischen EEG-Umlage könnten sein:

- Private Endkunden/Haushalte,
- Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD),
- Industrie,
- Energieintensive Industrie.

Für private Haushalte fehlen derzeit vielfach die technischen Voraussetzungen für die stundenscharfe Abrechnung und Bilanzierung des Stromverbrauchs.

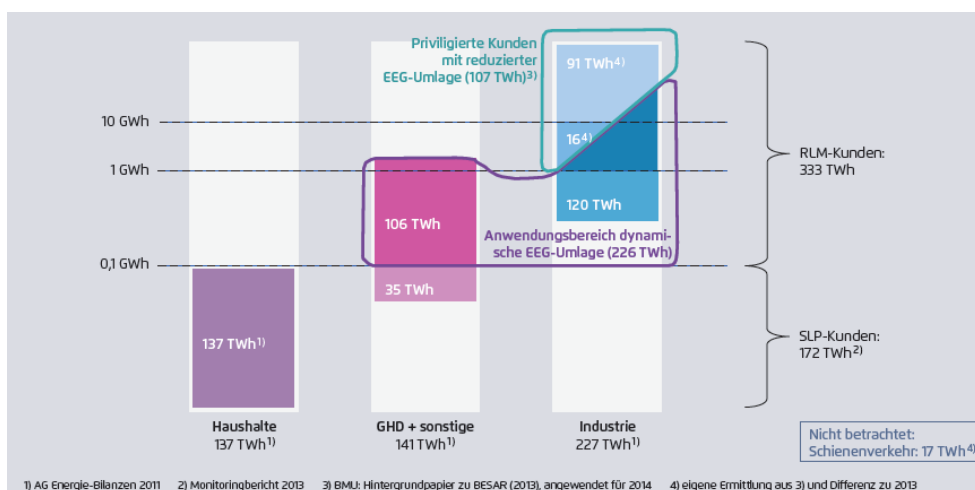
Deswegen kann eine dynamische EEG-Umlage zumindest für die betreffenden Haushaltskunden vorerst nicht sinnvoll eingeführt werden.

Unternehmen der energieintensiven Industrie, im Sinne der Besonderen Ausgleichsregel, zahlen nur eine reduzierte EEG-Umlage. Eine Dynamisierung der reduzierten EEG-Umlage hätte nur geringe Anreizwirkungen und ist dadurch nur bedingt wirksam.

Für die restliche Industrie und den GHD-Sektor ist eine Segmentierung vorzunehmen. Während bei RLM-Kunden (registrierende Leistungsmessung) die technischen Voraussetzungen zur Abrechnung der dynamischen EEG-Umlage gegeben sind, fehlt dies bei SLP-Kunden (Standardlastprofil).

Die folgende Abbildung beziffert den Verbrauch dieser Kundengruppen:

Abbildung 8. Adressatenkreis Agora



Quelle: Ecofys/RAP (2014)

Teilnahmepflicht

Für die Kunden im Adressatenkreis kann die dynamische EEG-Umlage verpflichtend vorgeschrieben werden oder als Wahloption ausgestaltet werden. Eine **freiwillige Teilnahme** wird voraussichtlich folgende Wirkungen nach sich ziehen:

- Die Einführung der dynamischen EEG-Umlage ist mit keinem harten Umbruch verbunden, sondern gestaltet sich als Prozess. Innerhalb dieses Prozesses könnten die beteiligten Akteure lernen, wie der neue Mechanismus funktioniert.
- Ohne Teilnahmepflicht wird nicht die breite Masse erreicht. Teilnehmer sind nur Betriebe, die sich einen Kostenvorteil dadurch versprechen, z.B. weil

Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

deren Laststruktur von der Preisstruktur abweicht. Das System der freiwilligen Teilnahme spricht ausschließlich die ‚Gewinner‘ an. Da die Gesamtkosten identisch bleiben, ist eine Mehrbelastung aller Anderen unausweichlich.

- Daneben wird seitens der Vertriebe momentan die EEG-Umlage risikoneutral auf die Endkunden gewälzt. Es bleibt abzuwarten, ob dadurch Vertriebe bzw. Endkunden bereit sind, die mit der Dynamisierung erhöhten Risiken einzugehen (insb. das Risiko, bei hohen Spotpreisen auch noch eine zusätzlich höhere EEG-Umlage als bei verbleibenden Kunden im Fixsystem zu übernehmen). Die Bereitschaft des Endkunden, sich auf ein dynamisches Preissignal des Vertriebes einzulassen, hängt nicht zuletzt auch von dessen persönlicher Risikopräferenz ab.
- Der Prognoseaufwand für die Übertragungsnetzbetreiber bliebe aufgrund der zumindest anfangs zu erwartenden geringen Kundenanzahl nahezu identisch, bzw. die absoluten Fehleinschätzungen wären für die Einnahmeseite des EEG-Kontos nicht signifikant.

Verrechnungsprozess

Die Wälzung der Kosten von Letztverbraucher auf das EEG-Konto muss festgelegt werden. Wann und in welchem Umfang die Energieversorgungsunternehmen an die Übertragungsnetzbetreiber Abschläge zahlen müssen, ist genau zu definieren.

Eine mögliche Fragestellung ist, ob es für parallel bestehende Systeme der statischen und dynamischen EEG-Umlage

- bei einem gemeinsamen EEG-Konto bleibt; oder
- separate Konten eingeführt werden.

Die Entscheidung hierzu beeinflusst, welche Verteilungswirkungen zwischen den Verbrauchern beider Systeme entstehen.

Liquiditätsreserve EEG-Konto

Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Prognose der EEG-Umlage und die Verwaltung des EEG-Kontos verantwortlich. Derzeit sind die Einnahmen über die EEG-Umlage lediglich von der Höhe der Nachfrage abhängig. Zukünftig käme eine zusätzliche Unsicherheit hinzu, nämlich hinsichtlich der Entwicklung der Großhandelspreise – ähnlich wie bei der Vermarktung des EEG-Stroms am Großhandelsmarkt.

Dabei wirken folgende zwei Effekte gleichgerichtet – und sich somit gegenseitig verstärkend – auf die Einnahmen- und Ausgabenseite des EEG-Kontos -

dargestellt anhand eines Beispiels mit einer Überschätzung der Großhandelspreisentwicklung:

1. Eine Überschätzung der Entwicklung der Großhandelspreise führt in der Erwartung zu einem zu niedrigen Multiplikator. Dadurch fließen zu wenig Finanzmittel auf das EEG-Konto.
2. In derselben Situation führt der Preiseffekt zu einer verstärkten Beanspruchung des EEG-Kontos auf der Ausgabenseite. Im derzeitigen gleitenden Marktprämienmodell wird dem Betreiber der EEG-Anlage zzgl. zu seinen Erlösen am Großhandelsmarkt auf einen vorab definierten Vergütungsanspruch der Fehlbetrag erstattet. Geringere Großhandelspreise führen daher zu höheren Marktprämien und damit zu einer stärkeren Belastung des EEG-Kontos.

In dem aktuellen EEG-Umlage-System ist eine Liquiditätsreserve integriert. Diese soll insbesondere saisonale und unvorhersehbare Effekte auf die Entwicklung des EEG-Kontostands berücksichtigen. Unvorhersehbare Effekte auf der Ausgabenseite treten insbesondere durch die abweichende Entwicklung des Marktpreises vom Prognosezeitpunkt (September des Vorjahres) auf. Dieser Effekt wird durch die dynamische EEG-Umlage verstärkt. In Summe führt dies zu einer größeren, steigenden Unwägbarkeit für die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Liquiditätsplanung.

Durch die dynamische EEG-Umlage wachsen die Komplexität der Bestimmung der notwendigen Liquidität und das Risiko einer Abweichung der Liquiditätsentwicklung. Bei Implementierung muss somit insb. auch eine methodische Veränderung der Abschätzung/Berechnungsgrundlage der Liquiditätsreserve vorgenommen werden, um die Gefahr von hohen Über- und Unterdeckungen zu vermeiden. Daher kann ggf. ein schnellerer Anpassungssturnus einer etwaigen EEG-Umlage sinnvoll sein (vgl. Abschnitt zum **Gültigkeitszeitraum**).

Datenprozess

Inhaltlich sind die jeweiligen Energieversorger notwendigerweise in den Datenprozess eingebunden. Die Fristigkeit der Bekanntmachung kann von den Vertrieben unterschiedlich gestaltet werden, je nach Bedürfnis des zeitlichen Vorlaufs des Endkunden. Jedoch ist davon auszugehen, dass die Integration des notwendigen Informations- bzw. Datentransfers mit Kosten verbunden ist. Dadurch entstehen sowohl ein einmaliger Implementierungsaufwand als auch kontinuierlich Betriebskosten.

Die Vertriebe müssen darüber hinaus auch ein stundenscharfes Abrechnungstool aufbauen, was kundenscharf den jeweiligen Verbrauch und die resultierende EEG-Umlage ausweist. Daneben benötigen die Übertragungsnetzbetreiber Tools

Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

zur Erfassung und Prüfung der Vertriebsangaben. Eine Kopplung mit dem Prozess der Bilanzierung, in dem überwiegend die gleichen Daten verwaltet werden, ist denkbar und erscheint sinnvoll. Der zusätzliche Software- und Datenaufwand wäre in diesem Fall überschaubar.

Die Entwicklung der EEG-Umlage und des EEG-Kontos wird heute von der Bundesnetzagentur eng überwacht. Zur Evaluierung, ob das Instrument einen Mehrwert realisiert, wäre es überdies sinnvoll, das Monitoring-System seitens der BNetzA anzupassen, um Reaktionen des Marktes auf die veränderte Umlage aufzuzeigen.

Laufzeit der Regelung

Grundsätzlich kommen zwei Umsetzungslaufzeiten in Frage: eine permanente Lösung oder ein temporärer Ansatz. So könnte z.B. lediglich kurzfristig der Aufbau von Prozessen zu flexiblem Nachfragemanagement angestrebt werden und im Anschluss wieder auf eine fixe EEG-Umlage umgestellt werden. Die dynamische EEG-Umlage hätte dann lediglich eine temporäre „Trigger“-Wirkung als Ziel.

Mit einer solchen kurzfristigen Maßnahme ließen sich aber keine Anreize zur Investition in Flexibilisierungsmaßnahmen beanreizen, die längere Amortisationszeiträume aufweisen. Zudem können durch die Systemumstellung einmalige Transaktionskosten auftreten, die sich erst bei längerfristiger Systemumstellung aus volkswirtschaftlicher Sicht rechnen.

Zeitpunkt des Inkrafttretens

Voraussetzung ist, dass zwischen Bekanntmachung und Umsetzung einer Regelung zur Dynamisierung der EEG-Umlage eine ausreichende Zeitspanne eingeplant wird, um entsprechende Prozesse bei den Marktakteuren aufzubauen. Falls die Regelung als Option eingeführt werden sollte, ist der notwendige zeitliche Vorlauf als gering zu erachten. Sollte jedoch für ein Kundensegment die Umsetzung für die Vertriebe verpflichtend sein, muss ihnen ausreichend Zeit zur Implementierung der erforderlichen Systeme sowie zur Vertragsanpassung mit ihren Endkunden gewährt werden.

Übergangsprozess

Der Übergang vom Mechanismus der fixen EEG-Umlage hin zu einer dynamischen muss beschrieben werden. Möglichkeiten sind ein klarer Schnitt mit einem Wechsel vom einen Tag auf den anderen oder ein Prozess als Übergang.

Ein gestreckter Prozess hätte den Vorteil, dass sich alle Beteiligten auf die geänderten Rahmenbedingungen einstellen könnten. Da bei den Energieversorgungsunternehmen auf Grund der begrenzten Teilnehmergruppe sowieso parallele Prozesse (fixe und dynamische EEG-Umlage) notwendig sind, ist eine freiwillige Übergangsphase grundsätzlich möglich. Bei einer optionalen

Einführung können sich innovative Vertriebe („first mover“) gegenüber ihren Konkurrenten positionieren und ggf. Endkunden neue Produkte anbieten.

Umgang mit bisherigen Ausnahmetatbeständen

Als Ausnahmetatbestände sind im Wesentlichen drei Situationen möglich:

- Die Befreiung von der EEG-Umlage für netzgekoppelte Speicher zur ausschließlichen Zwischenspeicherung und Wiedereinspeisung von Strom ins Netz;
- Die vollständige bzw. teilweise Befreiung von der EEG-Umlage für Eigenverbrauch, abhängig vom Zeitpunkt der Installation, der Größe und der Technologie der Anlage; und
- eine reduzierte EEG-Umlage für die energieintensive Industrie.

Diese Ausnahmen sind auch mit einem System der dynamischen EEG-Umlage vereinbar.

3.2 Übersicht über diskutierte Mechanismen

Die Idee einer dynamischen EEG-Umlage wurde in Fachkreisen der Bundesnetzagentur entwickelt.⁶¹ Der Mechanismus wurde im Jahr 2014 als umfassender, ausgearbeiteter Vorschlag der Agora Energiewende⁶² veröffentlicht. Dieser bildete die Basis der fachöffentlichen Diskussion und wird daher auch in **Abschnitt 3.2.1** ausführlich vorgestellt.

Weiterhin haben Fraunhofer IWES und Energy Brainpool in einer Studie⁶³ für den BEE zur Strommarkt-Flexibilisierung u.a. auch eine Dynamisierung der EEG-Umlage vorgeschlagen. Als Design wurde die Ausgestaltung der Agora übernommen.

Schließlich hat die BNetzA in einem nicht veröffentlichten Arbeitspapier Anfang 2015 auf Basis der bekannten Ausgestaltung weitere Ideen ergänzt.⁶⁴

3.2.1 Agora-Vorschlag

Im folgenden Abschnitt werden die Grundelemente des Agora-Vorschlags⁶⁵ für eine dynamische EEG-Umlage zusammengefasst.

⁶¹ Vgl. Ecofys/RAP (2014).

⁶² Ebenda.

⁶³ Vgl. BEE (2015).

⁶⁴ Vgl. Stratmann (2015).

⁶⁵ Vgl. Agora (2013).

Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

Festlegung zur Methodik

Abbildung 9. Übersicht der Methodik im Agora-Vorschlag

	Regelungs- aspekte	Geregelt/ offen	Inhaltliche Ausgestaltung	Fehlende Sachverhalte
Methodik	Ausgestaltung Kopplung (mathematische Beziehung)	✓	Multiplikation des day-ahead Spotpreises Stundenscharfe Zuordnung	Umgang mit Viertelstunden- auktion/intraday-Markt Anpassung auf viertelstunden-scharfe Lastgangmessung
	Festlegung von Deckelung	✓	Untergrenze: null Obergrenze: doppelte fixe EEG- Umlage	Überprüfung der Anreizwirkung bei gewählter Deckelhöhe
	Ermittlung Multiplikator (Zeitpunkt)	?	ex ante	Präziser Zeitpunkt
	Ermittlung Multiplikator (Verfahren)	?		Bildung der Erwartungshaltung der zukünftigen stündlichen Auflösung der Spotpreise und der Laststruktur zur Ermittlung des Multiplikators

Quelle: Frontier/BET

Ausgestaltung der Kopplung:

Die Kopplung zwischen EEG-Umlage und Spotpreis erfolgt gemäß Agora-Vorschlag anhand eines starren Faktors:

$$EEG_Umlage(t) = Spotpreis(t) * Faktor$$

Im Beispiel der Agora ist der Faktor in **Abbildung 3** mit 1,2 beziffert. Somit wäre bei einem Strompreis von 50 €/MWh die EEG-Umlage zu diesem Zeitpunkt $50 \text{ €/MWh} * 1,2 = 60 \text{ €/MWh}$.

Mittlerweile werden zwei Day-ahead-Auktionen an der EPEX durchgeführt. Neben der Stundenauktion gegen 12:00 Uhr gibt es um 15:00 Uhr eine weitere Auktion, in der alle Viertelstunden des nächsten Liefertages gehandelt werden. Offen bleibt in der Studie, welche Rolle die Viertelstundenauktion (kurz- oder längerfristig) spielen könnte.

Deckelung

Die Ausgestaltung der Agora geht von der Prämisse aus, dass in Hochpreiszeiten der Anreiz schon groß genug ist, um Lastverlagerung anzureizen und daher eine Deckelung der dyn. EEG-Umlage sinnvoll ist. Im derzeitigen Vorschlag entspricht dies der doppelten statischen EEG-Umlage, also 124,8 €/MWh. Bei einem Multiplikator von z.B. 1,7 müsste der Großhandelspreis auf 73 €/MWh steigen, um den Deckel zu erreichen.

Daneben ist ein unterer Deckel bei 0 €/MWh vorgesehen, so dass negative Umlagen vermieden werden.

Ermittlung Multiplikator – Zeitpunkt

Im Agora-Vorschlag wird in Zusammenhang mit der Ermittlung des Multiplikators von einem „prognostiziert werden“⁶⁶ gesprochen. Daher ist eine ex ante Bekanntmachung des ganzjährig konstanten Faktors im Anschluss an die EEG-Umlagen-Ermittlung im Herbst des Vorjahres anzunehmen. Dies entspricht auch dem derzeitigen Vorgehen. Der Prozess wird jedoch nicht explizit ausgeführt.

Ermittlung Multiplikator – Verfahren

Als Bezugsgröße für die dynamische stündlich differenzierte EEG-Umlage soll laut Vorschlag der Day-ahead-Großhandelspreis (Spotpreis) verwendet werden. Das Vorgehen zur Ermittlung des Multiplikators ist nicht näher ausgeführt.

Organisatorisch

Abbildung 10. Organisatorische Festlegungen im Agora-Vorschlag

	Regelungs- aspekte	Geregelt/ offen	Inhaltliche Ausgestaltung	Fehlende Sachverhalte
Organisatorisches	Veröffentlichung Multiplikator (Art und Zeitpunkt)	?		Art und Zeitpunkt der Veröffentlichung unklar
	Gültigkeitszeitraum / Häufigkeit	✓	jährlich	
	Teilnahmegruppe	✓	nicht privilegierte RLM-Kunden	Umgang mit derzeitiger Eigenverbrauchsregelung
	Teilnahmepflicht	?		Klärung ob Modell obligatorisch ist De-Minimis Regelung?
	Verrechnungsprozess	?		Verrechnungsprozess zwischen Netzbetreiber und Vertrieb unklar
	Liquiditätsreserve	?		Kopplung und Überarbeitung Prozess Bestimmung Liquiditätsreserve
	Monitoring ÜNB -> Vertriebe (Datenprozess)	?		Monitoring und Datenaustauschprozess unklar
	Laufzeit der Regelung	?		Laufzeit und avisierter Beginn nicht festgelegt

Quelle: Frontier/BET

⁶⁶ Vgl. Ecofys/RAP (2014), S.15.

Veröffentlichung Multiplikator (Art und Zeitpunkt)

In den Ausführungen von Agora ist nicht dargestellt, auf welche Weise der Multiplikator für das kommende Jahr festgelegt wird. Darüber hinaus ist auch der Zeitpunkt nicht definiert.

Gültigkeitszeitraum

Bisher ist im Agora-Vorschlag eine jährliche Anpassung des Faktors beschrieben. Dies entspricht dem derzeitigen Anpassungsstonus der EEG-Umlagen-Ermittlung, deren Höhe auch einmal im Jahr im Oktober für das Folgejahr angepasst wird.

Adressatenkreis

Der Agora-Vorschlag bezieht sich ausschließlich auf das Segment der Lieferanten von Strom für registrierte leistungsgemessene RLM-Kunden. Dies entspricht nach Agora-Einschätzung in Summe ca. der Hälfte des deutschen Stromverbrauchs mit 226 TWh (106 TWh im Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistung und 120 TWh in der nicht privilegierten Industrie).

Teilnahmepflicht

Es ist anhand der Agora-Studie nicht eindeutig, ob für die Lieferanten der betreffenden Kundengruppen der Vorschlag zwingend ist oder ob dies eine freiwillige Option darstellt.

Verrechnungsprozess und EEG-Konto

Die Wälzung der Kosten vom EEG-Konto zum Letztverbraucher ist im Agora-Vorschlag nicht beschrieben. Der Zahlungsvorgang zwischen Energieversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber ist nicht ausgeführt.

Liquiditätsreserve

Es ist im Agora-Vorschlag nicht beschrieben, welche Anpassungen sich für die Liquiditätsreserve ergeben, da sich die Schwankungsbreite der Erlösseite deutlich erhöhen wird. Die Begrenzungen im Zuwachs der Kosten auf dem EEG-Konto hat, im Vergleich zu den Jahren um 2010, die Prognostizierbarkeit des EEG-Kontos verbessert; die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage würde wieder den Umgang mit größerer Unsicherheit notwendig machen.

Datenprozess

Das Handling der gesamten Daten wird durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage aufwendiger. Wie und von wem der IT-Prozess gehandhabt werden muss, wurde nicht ausgeführt.

Laufzeit der Regelung

Aus dem Agoravorschlag wird nicht eindeutig ersichtlich, ob dieser als permanente Lösung für die Zukunft konzipiert ist oder ob es sich ggf. um einen

temporären Ansatz handelt. So könnte z.B. lediglich kurzfristig der Aufbau von Prozessen zu flexiblem Nachfragemanagement angestrebt werden und im Anschluss wieder auf eine fixe EEG-Umlage umgestellt werden. Dies ist jedoch nicht ausgeführt.

Übergangsregelung/Ausnahmetatbestände

Abbildung 11. Übergangsregeln und Ausnahmetatbestände im Agora-Vorschlag

	Regelungsaspekte	Geregelt/ offen	Inhaltliche Ausgestaltung	Fehlende Sachverhalte
Übergangsregelung/ Ausnahmetatbestände	Zeitpunkt des Inkrafttretens	?		Vorschlag für den Zeitpunkt das Inkrafttreten der Regelung
	Ausgestaltung von Übergangsprozess für Letztverbraucher mit abgeschlossenen Lieferverträgen	?		Ausgestaltung der Übergangsregelung für laufende Vertragsbeziehungen
	Umgang mit bisherigen Ausnahmetatbeständen Speicher, Eigenverbrauch und privilegierten Verbrauch	(✓)	Speicher und die energieintensive Industrie mit reduzierter EEG-Umlage werden in der aktuellen Ausgestaltung des Modells nicht berücksichtigt und deshalb hier nicht weiter beachtet. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die bezüglich der EEG-Umlage durch die Besondere Ausgleichsregel privilegierten Industriekunden (derzeitiger Stromverbrauch rund 107 TWh/a) zu einem späteren Zeitpunkt in das Konzept zu integrieren.	Konkretisierung des Konzeptes für privilegierte Industriekunden und Umgang mit aktueller Eigenverbrauchsregelung

Quelle: Frontier/BET

Zeitpunkt des Inkrafttretens

In den Ausführungen von Agora wurde kein konkretes Datum benannt, zu dem die Regelung eingeführt werden soll. Eine Abschätzung der notwendigen zeitlichen Umsetzung im politischen Prozess wurde nicht getroffen.

Ausgestaltung von Übergangsprozess

Der Übergang vom Mechanismus der fixen EEG-Umlage hin zu einer dynamischen ist nicht ausgeführt worden.

Umgang mit bisherigen Ausnahmetatbeständen

Speicher und die privilegierte energieintensive Industrie sind in der Ausgestaltung nicht berücksichtigt. Beim Umgang mit Unternehmen mit Eigenverbrauchsbefreiung ist zu differenzieren zwischen jenen mit Bestandsschutz und Neuanlagen. Für bestehende Eigenverbrauchs-konstellationen besteht Bestandsschutz, d. h. diese Anlagen sind von der EEG-Umlage befreit. Für Neuanlagen im Bereich der Industrie fällt die EEG-Umlage (zumindest anteilig) an – dies wird bei der Dynamisierung entsprechend berücksichtigt.

Charakterisierung der vorgeschlagenen Dynamisierungsmechanismen

3.2.2 BEE-Veröffentlichung⁶⁷

Der BEE hat eine Studie zum Thema Strommarktflexibilisierung von Fraunhofer IWES und Energy Brainpool durchführen lassen. Als ein möglicher Baustein der Strommarktflexibilisierung wurde eine dynamische EEG-Umlage untersucht. Dabei wurde auf dem Grundkonzept einer multiplikativen strompreisbasierten Dynamisierung in Anlehnung an den Agora-Vorschlag aufgesetzt.

Im Wesentlichen wurden die Auswirkungen von Änderungen an drei Ausgestaltungsdimensionen untersucht:

- Auswirkung der Entwicklung der Strompreise und des EEG-Umlage-Volumens auf die Höhe des Multiplikators. Dieser wird in der Studie, basierend auf den tatsächlichen Strompreisen des Jahres 2013, auf 1,7 beziffert⁶⁸.
- Die Höhe des Decks (Cap) wird variiert. Ab einer Deckelung der EEG-Umlage bei einem Großhandelspreis von 80 €/MWh wird die Anreizwirkung nur noch geringfügig beeinflusst.
- Die Veröffentlichung untersucht auch eine Teildynamisierung. So könnten bspw. 50% der Umlage weiterhin statisch erhoben und lediglich 50% dynamisiert werden. Dies könnte als Übergangsmodell dienen.

3.2.3 BNetzA-Arbeitspapier⁶⁹

Die Bundesnetzagentur basiert ihre Ausführungen ebenfalls auf dem Grundgedanken eines multiplikativen strompreisbasierten Ansatzes zur Dynamisierung.

Das Papier begründet den Vorschlag mit der Vorteilhaftigkeit von „Real-Time-Pricing“ für die Integration der Erneuerbaren Energien. Als Adressatenkreis sollen alle leistungsgemessenen Kunden herangezogen werden.

⁶⁷ Vgl. BEE(2015).

⁶⁸ Vgl. BEE (2015), S. 50 ff.

⁶⁹ Vgl. Stratmann (2015).

4 Wirkungsanalyse und Bewertung

In **Abschnitt 4** stellen wir die detaillierte Wirkungsanalyse und Bewertung der dynamischen EEG-Umlage dar. Die Wirkungsanalyse fokussiert auf den Dynamisierungsmechanismus, der in der öffentlichen Diskussion am prominentesten vertreten ist: der multiplikativen Verknüpfung an einen stündlich schwankenden Stromgroßhandelspreis (siehe **Abschnitt 3** für Details und weitere Ausgestaltungsoptionen).

Wir gehen wie folgt vor:

- **Abschnitt 4.1** enthält eine Beschreibung des gewählten Ansatzes;
- **Abschnitte 4.2 bis 4.8** beinhaltet eine Diskussion der potenziellen Wirkungen auf das Marktgeschehen und die Marktakteure, d.h. insbesondere auf Vertriebe, Verbraucher, Erzeuger/Speicher, Netzbetreiber, Möglichkeiten der Kopplung des Strommarktes mit anderen Energiesektoren (z.B. „Power-to-heat“) sowie den Großhandelsmarkt. (siehe **Abbildung 12** für eine schematische Darstellung); und
- **Abschnitt 4.9** schließt mit einer Bewertung einer multiplikativen EEG-Umlage.

4.1 Beschreibung des Ansatzes

In **Abschnitt 3** wurden die zurzeit diskutierten Dynamisierungsmechanismen der EEG-Umlage vorgestellt. Es handelt sich hierbei im Wesentlichen um eine multiplikative Kopplung der Höhe der EEG-Umlage an einen stündlich schwankenden Großhandelspreis. **Abschnitt 4** fokussiert auf diese „Klasse“ von Dynamisierungsmechanismen. Aufbauend auf den Ergebnissen werden mögliche Weiterentwicklungen der multiplikativen Kopplung in **Abschnitt 5** untersucht.

Die Wirkungsanalyse basiert auf folgenden zwei Säulen:

- **Qualitative Analyse** – Es werden die prinzipiellen Wirkungszusammenhänge und Reaktionen der Marktteilnehmer auf eine multiplikative EEG-Umlage konzeptionell dargestellt. Sie bilden die wesentliche Grundlage unserer Bewertung und setzen den Rahmen für die unterstützenden quantitativen Analysen. Die qualitative Analyse ermöglicht – im Gegensatz zur quantitativen Analyse – einen möglichst weiten Blick auf die Wirkungsmechanismen.
- **Quantitative Analyse** – Die quantitative Modellierung dient der Überprüfung und Einordnung der wichtigsten qualitativen Wirkungszusammenhänge. Das modulare Vorgehen umfasst:

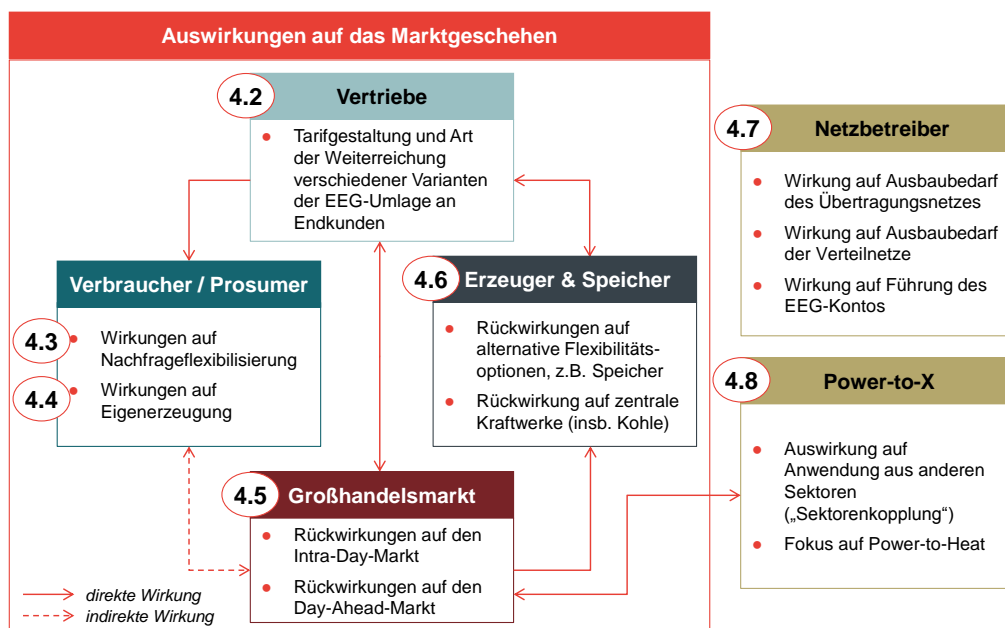
- Einzelwirtschaftliche Perspektive: Es werden die Anreize der dynamischen EEG-Umlage auf Strom-Eigenverbrauch und Nachfrageflexibilität modelliert; und
- Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Es werden die Auswirkungen auf Großhandelspreise, Vermarktungserlöse von Erneuerbaren und die Verteilungswirkungen zwischen unterschiedlichen Konsumentengruppen modelliert.

Die Modellierung erfolgt in Form von Partialanalysen, da eine gesamtheitliche Modellierung der unterschiedlichen Aspekte kaum oder nur sehr grob möglich ist. Eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Modelle erfolgt in **Anhang 2**.

Die qualitativen und quantitativen Wirkungszusammenhänge gehen in die Bewertung einer multiplikativen EEG-Umlage in **Abschnitt 4.9** ein.

Abbildung 12 gibt eine Übersicht über die Marktakteure und Marktbereiche, in denen signifikante Wirkungen durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage zu erwarten sind. Sie stellt die Struktur der folgenden Unterabschnitte und Interdependenzen dar.

Abbildung 12. Struktur des Vorgehens in Abschnitt 4



Quelle: Frontier/BET

Die Wirkungsanalysen erfolgen mit besonderem Blick auf die in **Abschnitt 2.3** definierten Politikziele und Bewertungskriterien. Hieraus ergeben sich die in den jeweiligen Abschnitten adressierten Kernfragestellungen (siehe **Tabelle 1**).

Tabelle 1. Kernfragen der Wirkanalyse in Bezug auf energiepolitische Ziele und Bewertungskriterien

Akteure/ Markt	Kernfragestellungen	Bewertungskriterium
Vertriebe (4.2)	Inwieweit würden Versorger Preissignale aus einer dynamischen EEG-Umlage in den Tarifen an Verbraucher weitergeben?	(Effektivität)
	Wie verändert sich die Risikoposition der Versorger (und Verbraucher)?	Effizienz
	Wie hoch sind die Transaktionskosten?	Effizienz
Verbraucher (4.3)	Wie lassen sich rationale und beschränkt rationale Verbraucher unterscheiden und welche Auswirkung hat dies auf die Motivation einer dynamischen EEG-Umlage?	Effizienz
	Inwieweit wäre in der stromwirtschaftlichen Praxis mit einer Erhöhung der Nachfrageflexibilität zu rechnen? (erwartetes Ausmaß)	(Effektivität)
	Welche Umverteilungseffekte zwischen Verbrauchern würden induziert?	Verteilung
	Inwieweit würde eine Erhöhung der Nachfrageflexibilität die Effizienz des Stromsystems verbessern?	Effizienz
	Welche Rückwirkungen ergeben sich auf die Versorgungssicherheit?	Versorgungssicherheit
	Wie hoch sind die Transaktionskosten?	Effizienz
Eigenerzeuger (4.4)	Inwieweit wäre in der stromwirtschaftlichen Praxis mit einer Anpassung des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen zu rechnen? (erwartetes Ausmaß)?	(Effektivität)
	Inwieweit führt die Anpassung des Einsatzes zu einer Verbesserung der Effizienz des Stromsystems?	Effizienz
Großhandelsmarkt (4.5)	Welche Rückwirkungen ergeben sich auf die Strompreise und damit indirekt auf andere Marktakteure (z.B. im Day-ahead-Markt)?	(Input für Abschnitt 4.6)
	Welche Rückwirkungen ergeben sich auf die Vermarktungserlöse der Erneuerbaren und die EEG-Umlage?	Verteilung, Umwelt

Sonstige Erzeuger & Speicher (4.6)	Welche Rückwirkungen ergeben sich auf zentrale Kraftwerke (u.a. Kohle), deren Erzeugung und die CO ₂ -Emissionen?	Effizienz, Umwelt
	Welche Rückwirkungen ergeben sich auf andere Flexibilitätsoptionen, z.B. Speicher?	Effizienz, Versorgungssicherheit
Power-to-x (4.7)	Welche zusätzlichen Potenziale lassen sich perspektivisch im Bereich der Sektorenkopplung erschließen? (Fokus: „Power-to heat“)	Effektivität
	Inwieweit wird hierdurch die Effizienz des gesamten Energiesystems weiter erhöht?	Effizienz
Netzbetreiber (4.8)	Sind durch das ggf. veränderte Verhalten der Marktakteure Rückwirkungen auf das Stromnetz (v.a. den Ausbaubedarf) zu erwarten?	ggf. Effizienz
	Welche Transaktionskosten für Umstellung, ggf. zusätzliche Liquiditätsreserven etc. werden bei den Netzbetreibern ausgelöst?	Effizienz

Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: Effektivität steht in Klammern, da es sich hierbei nicht um ein Bewertungskriterium handelt. Die Effektivität ist jedoch eine wichtige Voraussetzung für Aussagen zur Wirkungshöhe in Bezug auf die Kriterien.

4.2 Vertriebe

Vertriebe sind Energieversorgungsunternehmen, deren Aufgabe es ist, Stromverbraucher mit Strom zu beliefern. In den Sektoren Haushalte, GHD und Nicht-energieintensive Industrie werden fast alle Kunden durch Vertriebe mit Strom beliefert. Dies gilt meist auch, wenn eine Eigenerzeugung besteht. Im Bereich der energieintensiven Industrie gibt es im Gegensatz dazu auch einzelne Unternehmen, die ihren Strom selbst beschaffen.

Die Vertriebe sind zur Zahlung der EEG-Umlage für den an ihre Kunden gelieferten Strom verpflichtet (§ 60 EEG). Vertriebe nehmen somit eine zentrale Rolle ein, was die Weitergabe von Preissignalen (sowohl vom Großhandel als auch der dynamischen EEG-Umlage) und somit die Wirkung der dynamischen EEG-Umlage auf das Verhalten von Verbrauchern betrifft.

Vertriebe übernehmen neben der reinen Lieferung und Preisstellung auch die Absicherung der Preise gegen unvorhergesehene Bedarfsschwankungen sowie kurzfristiger Schwankungen dieses Börsenstrompreises im Rahmen vertraglich definierter Grenzen. Daher ist für Vertriebe und Kunden essentiell, dass

regulatorisch verursachte Preisanpassungsmechanismen für die Vertriebe prognostizierbar und vor allem absicherbar (Hedge) sind.

Im Folgenden untersuchen wir daher:

- Inwieweit würden Vertriebe Preissignale aus einer dynamischen EEG-Umlage in den Tarifen an Verbraucher weitergeben?

Das Instrument wirkt nur dann, wenn Verbraucher durch Preissignale (oder sonstige Vereinbarungen mit ihrem Vertrieb) einen Anreiz erhalten, ihr Verbrauchsverhalten zu verändern bzw. zu flexibilisieren (wirkt auf Effektivität des Instruments).

- Wie verändert sich die Risikoposition der Vertriebe (und Verbraucher)?

Durch das Instrument können für die Vertriebe (oder Verbraucher) neue Risiken entstehen, die die Kosten der Versorgung erhöhen (wirkt auf Effizienz des Instruments); und

- Welche Transaktionskosten werden durch eine dynamische EEG-Umlage bei den Versorgern ausgelöst?

Einmalige oder ggf. dauerhafte zusätzliche Kosten entstehen z.B. durch die Änderung der Abrechnungs- und Prognosesysteme und dies hat einen Einfluss auf die Effizienz des Instruments.

Die Kernergebnisse der im weiteren beschriebenen Analysen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Kernergebnisse

- **Tarife und Produkte:** Durch eine dynamische EEG-Umlage steigen die Anreize, den Kunden zeit- und lastvariable Tarife oder Lastmanagementmodelle anzubieten im Vergleich zum Referenzfall mit statischer EEG-Umlage. Allerdings würden, wie auch heute, nicht alle Kunden adressiert:
 - Variable Tarife sind nicht grundsätzlich neu, sie werden heute bereits im GHD und Industriekundensektor teilweise angeboten, allerdings derzeit aufgrund der geringen Variabilität der Strompreise wenig nachgefragt. Bei zukünftig volatileren Strompreisen am Großhandelsmarkt ist davon auszugehen, dass entsprechende Angebote ausgeweitet werden. Eine dynamische EEG-Umlage wäre für diese Entwicklung nicht zwingend erforderlich, würde diese aber verstärken.
 - Wir gehen weiterhin davon aus, dass kleine und z.T. auch mittelgroße Kunden unabhängig von der Ausgestaltung der EEG-Umlage in signifikantem Umfang auch weiterhin Festpreistarife bevorzugen und

die Vertriebe diese Kunden auch weiterhin zu diesen Tarifen beliefern würden. Solche Tarife würden keine Flexibilisierungsanreize für Verbraucher durch die Dynamisierung der EEG-Umlage schaffen, sondern vermutlich in höheren Risikoprämien für Verbraucher resultieren.

- **Risiken:** Wenn Vertriebe die dynamische EEG-Umlage als durchlaufenden Posten behandeln, übernehmen sie keine Risiken. Es ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Stromlieferprodukte die EEG-Umlage als durchlaufenden Posten behandeln wird. In allen anderen Fällen übernimmt der Vertrieb Risiken, die er absichern und gegenüber dem Kunden bepreisen wird.

Die Übernahme von Risiken wird sich sehr wahrscheinlich auf die zeitliche Struktur der dynamischen EG-Umlage beschränken und ähnlich abgesichert werden, wie Schwankungen der Großhandelspreise. Derartige Übernahmen von Risiken werden jedoch voraussichtlich nur für Vertragszeiträume angeboten werden für die die Parameter der dynamischen EEG-Umlage (z.B. Multiplikator) feststehen.

- **Transaktionskosten:** Die Vertriebe müssen für die Einführung der dynamischen EEG-Umlage Teile ihrer Software umstellen und neu konfigurieren. Des Weiteren müssen die Vertriebe zumindest in der Anfangszeit der dynamischen EEG-Umlage ihren Kunden erklären, wie die Abrechnung vorgenommen wird und wie die dynamische EEG-Umlage im jeweiligen Stromliefervertrag berücksichtigt ist. Eine überschlägige Rechnung ergibt eine Obergrenze für die einmaligen Transaktionskosten in Höhe von knapp 35 Mio. €. Dazu kommen laufende Transaktionskosten in Höhe von ca. 3 Mio. € pro Jahr für die Aufklärung der Kunden über die dynamische EEG-Umlage.

4.2.1 Tarifgestaltung und Weitergabe von Preissignalen

Unter den Vertrieben herrscht ein intensiver Wettbewerb um die Kunden. Dies gilt für alle Segmente. Während im Bereich der SLP-Kunden (Haushalte und Kleingewerbe) der Wettbewerb primär über den Preis geführt wird, funktioniert der Wettbewerb im Bereich der leistungsgemessenen Kunden auch über die Differenzierung des gelieferten Stromprodukts und das Anbieten weiterer Dienstleistungen.

Im Folgenden werden typische Stromlieferprodukte für RLM-Kunden (Sektoren GHD und Industrie) im Status-quo mit statischer EEG-Umlage erläutert. Danach gehen wir auf die Konsequenzen der Einführung einer dynamischen EEG-Umlage für Vertriebe ein.

Wirkungsanalyse und Bewertung

Stromlieferprodukte in den Sektoren GHD und Industrie im Status-quo

Die Stromlieferprodukte in den Sektoren GHD und Industrie unterscheiden sich in zwei Dimensionen:

- In der ersten Dimension können die Produkte danach unterschieden werden, welche Möglichkeiten die Kunden haben, den **Abrechnungspreis** ihrer Stromlieferung selbst mitzubestimmen:
 - Ein einfaches und weitverbreitetes Stromlieferprodukt sind Festpreise, das heißt, zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses wird ein Prognoselastgang für den gesamten Stromverbrauch ermittelt und für diesen einen Festpreis festgelegt.
 - Ein weiteres, ebenfalls weit verbreitetes Modell, ist das Tranchenmodell, in dem der Prognoselastgang in mehrere lastganggleiche Teiltranchen zerlegt wird und während des Zeitraums der Vertragsbewirtschaftung, oft auf Veranlassung des Kunden, Abrechnungspreise für die Tranchen festgelegt werden.

Daneben existieren zahlreiche weitere Modelle, in bestimmten Fällen auch die Abrechnung von Strommengen zu Spotmarktpreisen. Hierbei wird allerdings zumindest bei nicht-energieintensiven Industriebetrieben fast immer eine Abrechnung zu Durchschnittspotmarktpreisen längerer Zeiträume (z.B. Monate, Quartale) und für Stundenblöcke (z.B. Base/Peak) - vereinbart. Bei energieintensiven Industriebetrieben, die nicht im Fokus der Analyse stehen, können Strompreise auch kurzfristig an den Spotmarktpreis gekoppelt sein, oder diese Betriebe beschaffen sich ihren Strom sogar selbst an den Handelsplätzen und führen eigene Bilanzkreise.

- In der zweiten Dimension unterscheiden sich die Stromlieferprodukte danach, wie **Abweichungen** zwischen der **Lastprognose**, die im Vorhinein für die Strombeschaffung durch den Vertrieb festgelegt wird, und der tatsächlichen Ist-Menge bepreist werden.
 - Ein im GHD-Sektor und in der nicht-energieintensiven Industrie sehr weit verbreitetes Modell ist die Vollversorgung, das heißt gegen Zahlung eines Grundpreises sind alle Abweichungen abgegolten.
 - Andere gängige Modelle sehen die Saldierung der Abweichungen der Ist-Menge von der Prognosemenge über längere Zeiträume vor und definieren Toleranzbänder um die Prognosemenge. Die Über- und Unterschreitungsmengen werden dann bepreist.

Zusammenfassend bieten die Vertriebe zurzeit kaum Stromlieferprodukte an, bei denen der beim Kunden abgerechnete Strompreis stündlich wechselt. Durch die Saldierungen über Tage und Wochen und teilweise sogar deutlich längere

Zeiträume ist der Strompreis während dieser Zeiträume faktisch gleich. Die Betriebe haben damit die Möglichkeit ihren Stromverbrauch sehr flexibel zu gestalten ohne dafür Mehrkosten zu zahlen.

Auswirkungen der Einführung einer dynamischen EEG-Umlage für die Vertriebe

Die statische EEG-Umlage wird, wie auch die anderen Umlagen, von den Vertrieben als durchlaufender Posten erhoben und an die Übertragungsnetzbetreiber abgeführt. Eine Integration der EEG-Umlage und anderer Umlagen in einen Festpreis, der festgelegt wird, bevor die EEG-Umlage bekannt gemacht wird, ist unüblich. Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Vertriebe kein Risiko im Zusammenhang mit der Erhebung der statischen EEG-Umlage übernehmen.

Die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage hat für die Vertriebe mehrere Konsequenzen:

- Die Vertriebe müssten die **Erhebung der EEG-Umlage** ändern. Die Erhebung der dynamischen EEG-Umlage könnte zum einen analog zu der statischen EEG-Umlage als durchlaufender Posten geschehen. Damit müssten die Kunden unabhängig vom gewählten Stromlieferprodukt die in der Zeit verschiedene dynamische EEG-Umlage bezahlen. Zum anderen könnte die dynamische EEG-Umlage ex-ante zum Beispiel auf der Basis des Prognoselastgangs kalkuliert und dann als Festpreis festgelegt werden. Auf diese Art könnte den Kunden auch in Zukunft die gewünschte Preissicherheit für die Stromlieferung geboten werden; der Vertrieb würde dann Risiken über die Höhe der EEG-Zahlung übernehmen.

Prinzipiell ist die Übernahme von Risiken nicht ungewöhnlich. Es muss hierbei genauer unterschieden werden zwischen Risiken, die regulatorisch sind und Risiken, die in den regulären Preisschwankungen begründet sind.

- Das regulatorische Risiko, wie hoch der Multiplikator ist, ist durch Finanzinstrumente nicht absicherbar und wird deswegen von den Vertrieben wahrscheinlich nicht übernommen. Dieses Risiko besteht jedoch bereits im heutigen System mit statischer EEG-Umlage.⁷⁰
- Das Risiko über die Höhe der EEG-Zahlung, das aus dem konkreten Lastgang entsteht, ist nach der Festlegung des Multiplikators im Prinzip mit den Instrumenten der Risikosteuerung im bisherigen Vertriebsgeschäft (z.B. Nutzung von Durchmischungseffekten im

⁷⁰ Auch derzeit gibt es keine Instrumente, mit denen das Risiko der Höhe der EEG-Umlage abgesichert werden kann.

Vertriebsportfolio, Bepreisung von Risiken durch Aufschläge) absicherbar. Die Vertriebe werden deswegen voraussichtlich nach Feststehen des Multiplikators Festpreisprodukte für die dynamische EEG-Umlage anbieten. Solche Produkte würden keine Anreize für eine zusätzliche Flexibilisierung der Nachfrage bieten, aber die notwendigen Risikoprämien für Festpreisprodukte erhöhen.

- Die zweite Anpassungsebene der Vertriebe betrifft die **Stromlieferprodukte**. Die Vertriebe müssen aufgrund der Wettbewerbssituation auf **die steigende Nachfrage** nach Produkten, die **Lastmanagement** positiv belohnen, reagieren. Sie können Stromlieferprodukte entwickeln, in denen die Spotmarktpreissignale an den Kunden weitergereicht werden. Dann muss der Kunde sich eigenverantwortlich um die Identifikation von Lastmanagementpotenzialen und die Ausführung von Lastmanagement kümmern. Zum anderen können die Vertriebe allein oder in Zusammenarbeit mit Drittanbietern – teilweise auch Aggregatoren genannt - Lastmanagementdienstleistungen entwickeln und anbieten. Diese können zum Beispiel beinhalten, den Kunden bei der Identifikation von Lastmanagementpotenzialen zu helfen, den Kunden im Vorhinein auf Zeitpunkte aufmerksam zu machen, wann Lastmanagement sinnvoll durchgeführt werden kann oder sogar die Ansteuerung von Prozessen und Anwendungen des Kunden.

Tabelle 2. Mögliche Kombinationen von Anpassungsreaktionen der Vertriebe in der Erhebung der dynamischen EEG-Umlage und der Gestaltung der Stromlieferprodukte

	Dynamische EEG-Umlage als Festpreis	Dynamische EEG-Umlage als durchlaufender Posten
Konventionelle Stromlieferprodukte	Keine Anreize für Lastenmanagement, zusätzliche Kosten für die Absicherung der Unsicherheit über die dyn. EEG-Umlage	Abgemilderte Anreize für Lastenmanagement
Stromlieferprodukte mit Weitergabe von stundenscharfen Stromspotmarktpreissignalen	Eher unrealistische Kombination	Verstärkung der Anreize für Lastenmanagement durch den Kunden
Stromlieferprodukte mit Lastenmanagementdienstleistungen	Eher unrealistische Kombination	Verstärkung der Anreize für Lastenmanagement durch den Kunden in Zusammenarbeit mit dem Vertrieb

Quelle: BET/Frontier

In **Tabelle 2** sind mögliche Kombinationen von Anpassungsreaktionen der Vertriebe und die Auswirkungen auf die Anreize, Lastmanagement umzusetzen, dargestellt.

Als Ergebnis bleibt einerseits festzuhalten, dass sich die Vielfalt der Produkte vergrößern dürfte, was für den Wettbewerb im Stromvertrieb vorteilhaft sein kann. Zum anderen ist zu erwarten, dass teilweise und insbesondere im Rahmen von konventionellen Stromlieferprodukten Anpassungsreaktionen der Vertriebe erfolgen dürften (z.B. die Weitergabe der dynamischen EEG-Umlage als Festpreis), mit denen kaum Anreize für kurzfristiges Lastmanagement geschaffen werden.⁷¹

⁷¹ Kurzfristig bedeutet hierbei innerhalb von wenigen Tagen oder sogar kürzer. Demgegenüber würden durchaus Anreize für die Nutzung der längerfristigen Flexibilitäten durch Beeinflussung von Strukturmerkmalen des Stromverbrauchs bestehen. Strukturmerkmale des Stromverbrauchslastgangs, die auch in dem Prognoselastgang enthalten sind, der bei Vertragsabschluss für die Strombeschaffung und die Kalkulation von Festpreisen etc. genutzt wurde, werden in die Bepreisung einbezogen. Beispiele für solche Strukturmerkmale sind die

4.2.2 Transaktionskosten

Durch eine Umstellung von einer statischen auf eine dynamische EEG-Umlage wird die Abrechnung zwischen Vertrieb und Kunde komplexer. Hauptsächlich betroffen davon sind das Abrechnungssystem und das Vertriebs-EDM (Energiedatenmanagement).

Das Abrechnungssystem ist primär für die Rechnungsstellung inklusive der Rechnungsstellung für die Umlagen, Abgaben und Netzentgelte zuständig. Bisher gibt es kein Abrechnungssystem, in dem stundenscharfe Lastgänge verwaltet werden können. Das Abrechnungssystem erhält typischerweise in aggregierter Form vom Vertriebs-EDM Mengen und Preise, um die Rechnungen zu stellen. Zum Beispiel: den Monatsstromverbrauch und den Durchschnittsvertragspreis im Monat oder die Summe der zu zahlenden Netzentgelte.

Das Vertriebs-EDM wird eingesetzt für die Prognosestellung, das Vertragsmanagement und die Abrechnung gemäß den hinterlegten Vertragsstrukturen. Dieses System operiert intensiv mit Lastgängen.

Im Rahmen von Experteninterviews mit Brancheninsidern ergaben sich folgende Erkenntnisse:

- Zur Umstellung der Software des Abrechnungssystems sind Kosten in der Größenordnung von 15.000-20.000 € je Vertrieb notwendig.
- Die Neukonfigurierung der Vertragspositionen wurde mit ca. 1-3 Arbeitstagen je Vertrieb abgeschätzt.
- Auf Grund der Umgestaltung der Vertragsbeziehungen müssen die Kunden über die neuen Produkte informiert werden. Dafür muss zunächst das Vertriebspersonal im Key-Account und Callcenter geschult werden. Als Aufwand wurde 1 Personenmonat abgeschätzt je Vertrieb.
- Die Vertriebe haben eine Preisauszeichnungspflicht d.h. dass jeder Kunde die Möglichkeit haben muss, die entstandenen Kosten nachzuvollziehen. Daher müsste ihm Zugang gewährt werden zu den Zeitreihen (Last, Strompreis, resultierende EEG-Umlage), um die Kosten überprüfen zu können. Eine mögliche Umsetzungsform könnte ein Internetportal sein. Die Kosten für die Umsetzung können je nach Konzept sehr unterschiedlich sein.

Wochenarbeitszeiten, die Saisonalität, der Tag-/Nachtrhythmus oder auch Werksferien. Vertragszeiträume sind typischerweise mindestens ein Jahr lang.

Auf Basis dieser Werte lässt sich die Größenordnung der Transaktionskosten für die Umstellung aller Vertriebe in Deutschland anhand folgender Überschlagsrechnung abschätzen.

Tabelle 3. Überschlagsrechnung der Transaktionskosten für Vertriebe⁷² bei Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage für RLM-Kunden

Position	Stückkosten	Anzahl Vertriebe	Kosten
Software-umstellung	20.000 €	925	18,5 Mio. €
Vertrags-anpassung	2 Arbeitstage = 16 h * 100 €/h	925	1,48 Mio. €
Schulung und Informations-bereitstellung	1 Personenmonat = 4 * 40 h * 100 €/h	925	14,8 Mio. €
Summe			34,8 Mio. €

Quelle: BET/Frontier basierend auf BNetzA / BKartA (2014).

Durch eine Umstellung des EEG-Umlagemechanismus würden für die Vertriebe zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 35 Mio. € zur Implementierung der notwendigen Prozesse entstehen. Diese Abschätzung kann als Indikator der möglichen entstehenden Kosten angesehen werden. Unsicherheiten nach oben und unten bestehen, da

- Kosten für das Softwareupdate bereits von bestehenden Rahmenverträgen abgedeckt sein könnten;⁷³
- Kosten, wie zum Beispiel die Kosten für die Einrichtung zusätzlicher Internetportale nicht eingerechnet sind; und
- möglicherweise nur die Vertriebe umgestellt werden müssen, die Kunden aus dem Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage (RLM-Kunden) aufweisen.

⁷² Die Anzahl der Vertriebe wurde auf Basis des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts für das Berichtsjahr 2013 abgeleitet. (Vgl. BNetzA / BKartA (2014), S. 143). Der Stundensatz wurde exemplarisch mit 100€ gewählt.

⁷³ Ein Branchenexperte vertrat die Meinung, dass die Kosten für notwendige Software in den Rahmenverträgen enthalten sein müssten, weil die Einführung der dynamischen EEG-Umlage ein branchenweit notwendiges Update sei. Wäre dies der Fall, würden die Kosten für Softwareumstellung in der obigen Tabelle wegfallen oder zumindest deutlich kleiner sein.

Neben den einmaligen Transaktionskosten für die Einführung der dynamischen EEG-Umlage ist mit laufenden Transaktionskosten zu rechnen. Wir schätzen, dass nach der Einführungsphase für jeden Kunden im Durchschnitt fünf Minuten pro Jahr aufgewendet werden müssen, um Fragen im Zusammenhang mit der dynamischen EEG-Umlage zu beantworten. Bei 100 €/h Personalkosten und maximal 340.000 Kunden⁷⁴ im Adressatenkreis der EEG-Umlage ergeben sich ca. 3 Mio. € laufende Transaktionskosten.

4.3 Verbraucher

Die Verbraucher sind die Hauptadressaten der dynamischen EEG-Umlage. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage wird als ein zentrales Element zur besseren Integration der Erneuerbaren und somit der Umsetzung der Energiewende gesehen. Hier setzt die dynamische EEG-Umlage als ein Steuerungsinstrument an.

In den folgenden Abschnitten analysieren wir die Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Nachfrage durch „Lastmanagement“ unter der Annahme, dass stündliche Strompreissignale bei den Stromverbrauchern ankommen. Wir gehen also zunächst davon aus, dass Preissignale durch entsprechende variable Tarife bei den Stromverbrauchern ankommen bzw. Versorger entsprechende Lastmanagementmaßnahmen bei den Verbrauchern implementieren (siehe zur Rolle der Vertriebe bei der Erhebung der EEG-Umlage und der Weitergabe von Preissignalen **Abschnitt 4.2.1**).

In diesem Abschnitt stehen die folgenden Fragestellungen im Fokus:

- Inwieweit wäre in der stromwirtschaftlichen Praxis tatsächlich mit einer zusätzlichen Erhöhung der Nachfrageflexibilität durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage zu rechnen?

Wir analysieren, wie stark die Preissignale aus der dynamischen EEG-Umlage in der Praxis wirken würden und inwieweit damit zu rechnen ist, dass die Anreize ausreichen, zusätzlich Lastflexibilitätpotenziale bei den Verbrauchern zu heben. (Effektivität des Instruments)

- Welche Umverteilungseffekte zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen werden durch eine dynamische EEG-Umlage induziert?

Durch eine Transformation der heutigen statischen EEG-Umlage hin zu einer dynamischen würden die verschiedenen Verbrauchergruppen mehr

⁷⁴ Als Indikator wird die Anzahl an Zählpunkten genommen aus BNetzA / BKartA (2014), S.143.

oder weniger stark mit der EEG-Umlage belastet. Dies gilt bereits ohne jede Anpassungsreaktion der adressierten Kunden. Wir untersuchen, welche Verbrauchergruppen unter welchen Rahmenbedingungen profitieren bzw. belastet würden (Verteilungswirkung des Instruments).

- Inwieweit würde eine Erhöhung der Nachfrageflexibilität die Effizienz des Stromsystems verbessern?

Durch die Dynamisierung wird, bei vollständiger Weitergabe der Preissignale durch die Vertriebe, die Schwankung der Endkundenpreise über die des Großhandelspreises erhöht. Wir untersuchen, wie sich die stärkere Erschließung neuer und wie der häufigere Abruf bestehender Lastmanagementpotenziale auf die Effizienz (die Systemkosten) im Stromsystem auswirkt.

- Wie hoch sind die Transaktionskosten für die Verbraucher?

Durch die Einführung der dynamischen EEG-Umlage fallen bei den Verbrauchern zusätzliche Transaktionskosten, z.B. für die Einführung von Nachfrageflexibilisierung im Produktionsprozess und die Anpassung der Beschaffungsstrategie, an.

Die Kernergebnisse der im weiteren beschriebenen Analysen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Kernergebnisse

- Unserer Literaturrecherche zeigt, dass nur im GHD-Sektor belastbare Informationen über die Höhe der technischen Lastmanagementpotenziale vorliegen. Über die Lastmanagementpotenziale in der nicht-energieintensiven Industrie sowie zu Kosten der Erschließung und der Nutzung von Lastmanagementpotenzialen in beiden Sektoren ist fast nichts bekannt. Dieses Informationsdefizit konnte nur eingeschränkt durch einer Umfrage unter Vermarktern behoben werden.⁷⁵
- **Schaffung zusätzlicher Anreize für Lastmanagement:** Eine multiplikative EEG-Umlage kann im Grundsatz zusätzliche Anreize zur

⁷⁵ Die Situation im Bereich der energieintensiven Industrie ist deutlich anders. Zum einen existiert hier eine Vielzahl von Studien, in denen die Lastmanagementpotenziale untersucht werden. Eine sehr umfassende Studie über die Lastmanagementpotenziale wurde kürzlich vom Umweltbundesamt veröffentlicht UBA (2015). Diese Studie enthält auch einen Literaturüberblick, siehe UBA (2015), S. 80ff. Zum anderen sind die Lastmanagementpotenziale pro Anlage bzw. Betrieb aufgrund der höheren elektrischen Leistungsaufnahme deutlich größer und damit vermutlich kostengünstiger zu erschließen als im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie.

Erschließung und Nutzung von Lastmanagementpotenzialen schaffen. Das zusätzliche nutzbare Potenzial (im Vergleich zur statischen EEG-Umlage) wird begrenzt durch:

- das Ausmaß, in dem Vertriebe Schwankungen im Großhandelspreis und der EEG-Umlage an Verbraucher weitergeben; und
 - die Kosten für die Einführung und Bereitstellung von Lastmanagement.
- Wir gehen insgesamt zumindest in der kurzen und mittlerem Frist von eher geringen zusätzlichen Effekten auf die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen aus – die zusätzlich generierbaren Erlöse durch Lastverschiebung sind im Vergleich zu den Strombezugskosten insgesamt moderat. Dies wird durch die Anwendungen von Unter- und Obergrenzen („Cap“/„Floor“) für die multiplikativen EEG-Umlage und die geringe Großhandelspreisvolatilität, die die Ausgangsbasis für die Schwankungen multiplikative EEG-Umlage bildet, bedingt. Allerdings lässt sich dies auf Basis der verfügbaren Datenbasis nicht abschließend beurteilen.
- **Rückwirkung auf Effizienz des Stromsystems:** Es besteht Gefahr des „Überanreizes“ von Lastmanagement:
 - **Abruf bereits erschlossener Potenziale:** Durch die Dynamisierung wird, bei vollständiger Weitergabe der Preissignale durch die Vertriebe, die Schwankung der Endkundenpreise deutlich über die des Großhandelspreises erhöht. Hierdurch wird ein häufigerer Abruf von Lastmanagement ausgelöst als bei Orientierung am aus Systemsicht relevanten Großhandelspreis.
 - **Erschließung neuer Potenziale:** Wir gehen bei Industrie- und GHD-Kunden davon aus, dass diese Entscheidungen zur Bewirtschaftung ihres Energiebedarfs weitestgehend auf Basis rationaler Entscheidungen treffen. Dies bedeutet auch, dass Flexibilitäten gehoben werden, sobald der Nutzen die Kosten übersteigt. Dies wird bei der Reaktion großer Letztverbraucher auf die Preissignale der Netzentgeltregelungen von § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV deutlich: Die damit gegebenen Einsparpotenziale waren von vielen Letztverbrauchern nur durch eine erhebliche Anpassung im Verbrauchsverhalten erschließbar, was in der Praxis auch beobachtet werden konnte. Nehmen Preisschwankungen auf dem Großhandelsmarkt zu, würden deshalb auch ohne Dynamisierung der EEG-Umlage weitere Potenziale erschlossen. Eine zu hohe Beanreizung bedeutet dann, dass andere, kostengünstigere Flexibilitätsoptionen verdrängt würden.
 - **Erschließung neuer Potenziale bei beschränkt rationalen Verbrauchern:** Es ist denkbar, dass einige Verbraucher beschränkt

rational sind und daher nicht in die Erschließung von Lastmanagement investieren, auch wenn sich dies lohnen würde. Dies könnte insbesondere für kleine Kunden im Adressatenkreis der multiplikativen EEG-Umlage (kleine Gewerbekunden und Industriebetriebe sowie Betriebe des produzierenden Handwerks) der Fall sein. Solche Verbraucher brauchen ggf. einen zusätzlichen Anreiz („Nudge“), um kostengünstiges Lastmanagement zu erschließen. Bei ihnen könnten zusätzlich induzierte Preisschwankungen also effizienzsteigernd wirken. Es ist jedoch nicht klar, ob die zusätzlichen Anreize ausreichen, um Hemmnisse bei der Erschließung zu überwinden bzw. ob die Anreize nicht zu stark sind und bei diesen Kunden ebenso zu ineffizienter Erschließung von zu teuren Potenzialen führen würde (letzteres wird als eher unwahrscheinlich eingeschätzt).

- **Verteilungswirkungen:** Es können erhebliche Verteilungswirkungen auftreten. Dies gilt auch dann, wenn auf die Einführung der dynamischen EEG-Umlage keine Anpassungsreaktionen erfolgten:
 - **Innerhalb des Adressatenkreises** findet eine Umverteilung statt zwischen Stromverbrauchern mit unterschiedlichen Verbrauchsmustern. Gewinner werden Verbraucher mit überproportionalem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden mit gleichzeitig geringer EEG-Umlage sein. Dieser Umverteilungseffekt tritt unabhängig davon auf, ob eine Anreizwirkung durch die multiplikative EEG-Umlage erzielt wird. Wir schätzen diese Umverteilungswirkung als voraussichtlich erheblich ein.
 - Eine weitere Umverteilung erfolgt **zwischen flexiblen und inflexiblen Verbrauchern**, zugunsten flexibler Verbraucher. Durch Nachfrageflexibilisierung kann die Belastung bei Kundengruppen, die über kostengünstige Lastmanagementpotenziale verfügen, durch die EEG-Umlage verringert werden. Verbraucher ohne kostengünstiges Lastmanagement müssten die zusätzlichen Einsparungen bei den EEG-Umlagezahlungen der flexiblen Verbraucher im Vergleich zu einem System mit statischer EEG-Umlage tragen. Somit hängt die Höhe der Verteilungswirkung auch von der Effektivität des Instruments ab, die wir kurz- bis mittelfristig eher moderat einschätzen. Wir schätzen die Verteilungswirkung zwischen flexiblen und unflexiblen Kunden deshalb eher als moderat bis gering ein.
- **Transaktionskosten:** Wir schätzen, dass die dynamische EEG-Umlage jährlich 10 Mio. € zusätzliche Transaktionskosten bei den Verbrauchern im

Adressatenkreis⁷⁶ auslöst. Diese Kosten entstehen durch den zusätzlichen Aufwand für die Rechnungsprüfung.

Im Weiteren gehen wir wie folgt vor:

- Differenzierung der Verbrauchergruppen (**Abschnitt 4.3.1**);
- Differenzierung von Lastmanagementpotenzialen (**Abschnitt 4.3.2**);
- Bestimmung technischer Lastmanagementpotenziale (**Abschnitt 4.3.3**);
- Bestimmung wirtschaftlicher Lastmanagementpotenziale (**Abschnitt 4.3.4**);
- Analyse der Verteilungswirkungen (**Abschnitt 4.3.5**);
- Analyse der Effizienzwirkungen auf das Stromsystem (unabhängig von evtl. anfallenden Transaktionskosten, **Abschnitt 4.3.6**); und
- Transaktionskosten, die durch die Dynamisierung der EEG-Umlage zusätzlich bei Verbrauchern anfallen (**Abschnitt 4.3.7**).

4.3.1 Differenzierung von Verbrauchergruppen

In diesem Abschnitt werden Verbrauchergruppen differenziert nach

- Sektoren; und
- rationalen vs. beschränkt rationalen Verbrauchern.

Zudem gehen wir am Ende dieses Abschnitts auf die Relevanz dieser Differenzierung für Lastmanagement ein.

Differenzierung nach Sektoren

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts werden verschiedene Verbrauchergruppen unterschieden. Im Einklang mit der Energiestatistik wird zwischen den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie unterschieden. Der Verkehrssektor wird nicht weiter berücksichtigt.

Die Industrie wird in diesem Projekt weiter unterteilt in die energieintensive Industrie und in die nicht-energieintensive Industrie. Als Kriterium für die Trennung dieser beiden „Typen“ wird die Privilegierung im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung des EEG genutzt. Das heißt, ein Unternehmen gehört zur energieintensiven Industrie, wenn es die Regelungen der besonderen Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen kann.

⁷⁶ Im Adressatenkreis (RLM-Kunden aus den Sektoren nicht-energieintensive Industrie und GHD) befinden sich insgesamt ca. 340.000 Betriebe.

Der Fokus der Analyse liegt auf dem GHD-Sektor und der nicht-energieintensiven Industrie, da aufgrund der Leistungsmessung bereits eine stündliche Erfassung der Nachfrage erfolgt und diese Sektoren zudem (im Gegensatz zur energie-intensiven Industrie) mit der vollen Höhe der EEG-Umlage belastet werden.

Der Sektor der privaten Haushalte ist gemäß der vorliegenden Vorschläge (Agora, BEE) nicht im Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage enthalten, da die Haushalte keine leistungsgemessenen Kunden sind. Ein sachlicher Hintergrund hierfür ist, dass vorerst Kunden mit einer jährlichen Abnahmemenge kleiner 100.000 kWh gemäß § 12 StromNZV nach Standardlastprofilen bilanziert und abgerechnet werden. Aufgrund der Bilanzierung nach Standardlastprofilen ist es für Lieferanten derzeit nicht möglich Energiemengen, entsprechend den tatsächlichen Lastgängen der Kunden an die Kunden zu liefern. Diese Situation könnte sich ändern, wenn das im EnWG und in der StromNZV angelegte System der Zählerstandsgangmessung vollständig etabliert und eingeführt ist. Die derzeitigen Gesetzentwürfe zur Digitalisierung der Energiewende sehen vor, dass ab 2017 intelligente Messsysteme zunehmend verbreitet werden.

Differenzierung zwischen rationalen und beschränkt rationalen Stromverbrauchern

Die neoklassische Wirtschaftstheorie geht im Kern von **rationalen Entscheidungsträgern** aus. In einer solchen Gedankenwelt würden alle Stromkunden ihren Verbrauch optimieren, indem sie die Marktpreise und ihre direkten und indirekten Kosten für Lastmanagement berücksichtigen und rationale Entscheidungen sowohl bei der Erschließung als auch beim Einsatz von Lastmanagement treffen. Solche Entscheidungsträger würden keine zusätzlichen Anreize (sogenanntes „Nudge“) benötigen, um ein betriebswirtschaftlich optimales Lastmanagement zu betreiben.⁷⁷ Bei ihnen kann eine „künstlich“ erhöhte Preisvolatilität zu einer Überanreizung von Lastmanagement führen.⁷⁸

⁷⁷ Auch in der neoklassischen Gedankenwelt ist möglich, dass eine Entscheidung ex post und von außen betrachtet als suboptimal erscheint. Dies kann mehrere rationale Erklärungen haben. Zum einen werden Entscheidungen in der Regel unter Unsicherheit getroffen – eine optimale Entscheidung ex ante, welche hinsichtlich erwarteten Ereignisse und deren Wahrscheinlichkeiten optimiert, ist ex post nicht notwendigerweise optimal. Zum anderen können weitere, in der Regel von außen nicht beobachtbare Faktoren dazu führen, dass der Stromverbrauch nicht auf Strompreisvolatilität reagiert. Dies sind insbesondere Präferenzen des Entscheidungsträgers, wie beispielsweise keine Unterstützung von Nachschichten bei Familienunternehmen, und der so genannte „organizational slack“, welcher besagt, dass Unternehmen i. d. R. über nicht genügend Ressourcen verfügen, um alle möglichen Faktoren in ihrem Geschäft zu optimieren und es daher rational ist, dass die verfügbaren Ressourcen auf die wichtigsten Aufgaben angewendet werden, was normalerweise das Kerngeschäft ist. Zudem kann der Zeithorizont eine Rolle spielen, insofern das Management von Unternehmen Entscheidungen bevorzugt, die sich innerhalb kurzer Fristen

Forschungsergebnisse aus dem Bereich der Verhaltensökonomik, die psychologische Erklärungsansätze und experimentelle Methoden einbezieht, zeigen jedoch, dass Menschen **beschränkt rationale Entscheidungsträger** sein können. Dies beruht insbesondere auf die folgenden Faktoren:

- **Nutzenfunktion statt Auszahlungsfunktion** – Die Verhaltensökonomie geht davon aus, dass Entscheidungsträger eine Nutzenfunktion und nicht eine rein monetär basierte Auszahlungsfunktion besitzen, welche ihre Präferenzen abbildet. Für den eigenen Nutzen können beispielsweise sozialer Vergleich und Risikoaversion eine Rolle spielen.
- **Kognitive Einschränkungen** – In einer komplexen Welt mit unvollständigen Informationen können Individuen aufgrund beschränkter Zeit und kognitiver Kapazität nicht alle vorhandenen Informationen korrekt sammeln, bewerten und in ihre Entscheidung einfließen lassen. Im Zusammenhang zu Lastmanagement spielen u.a. die folgenden Faktoren eine Rolle:
 - nicht ausreichende Bemühung um die Beschaffung von Informationen über mögliche Einsparungen bei den Strombezugskosten durch Lastmanagement;
 - bei Investitionsentscheidungen oder bei Tarifwechsel eine subjektive Wahrnehmung von Wahrscheinlichkeiten⁷⁹ und der Bewertung von Gewinnen und Verlusten⁸⁰, welche dazu führen, dass Verbraucher in ihrem Optimierungskalkül mögliche Verluste (durch nicht rentable Investition ohne Kostendeckung oder durch höhere Ausgaben bei einem flexiblen Tarif) stärker gewichten als mögliche Einsparungen durch Lastmanagement; sowie
 - bei Investitionsentscheidungen oder bei Tarifwechsel eine prinzipielle Aversion gegenüber Änderungen zum Status-Quo (sogenannter „Status-Quo-Bias“). Dies kann dazu führen, dass keine Entscheidung zu Änderungen gegenüber dem Status Quo getroffen wird, auch wenn die Entscheidungskosten gering und die –vorteile einer Änderung bedeutsam sind.

amortisieren (in der Literatur als „principal-agent problem“ bezeichnet). Langfristig optimale Entscheidungen können so ausbleiben.

⁷⁸ Vgl. hierzu **Abschnitt 4.3.6**.

⁷⁹ Vgl. Prelec (1998).

⁸⁰ Vgl. Kahnemann / Tversky (1979).

- **Heuristiken statt Eigennutzmaximierung als Strategie** – Häufig versuchen Menschen nicht alle Informationen zu sammeln und zu bewerten, sondern umgehen die Komplexität der Entscheidungsfindung, indem sie Heuristiken (oder sogenannte Daumenregeln) anwenden, die zwar nicht den Nutzen maximieren, aber zu einem zufriedenstellenden Ergebnis führen⁸¹.

Im Zusammenhang mit Lastmanagement kann dies zu verzerrten Entscheidungen führen, wenn die Stromrechnung keinen ausreichenden „Druck“ auf ihre Finanzen (im Haushalt) oder Unternehmensgewinne ausübt, um einen Schwellenwert für Änderung der Satisficing⁸²-Heuristik zu bewirken.

- **Mangelnde Disziplin** – Die Empirie zeigt vielfältige Beispiele, in denen Menschen inkonsistent sind in der Bewertung zukünftiger Auszahlungen aus Gegenwarts- und aus Zukunftsperspektive (sogenanntes „hyperbolisches Diskontieren“)⁸³. Dies kann dazu führen, dass sie nicht diszipliniert genug bzw. zu träge in der Umsetzung einer für sie optimale Entscheidung sind.

Im Zusammenhang mit Lastmanagement kann hyperbolisches Diskontieren dazu führen, dass Verbraucher nicht oder zu spät in eine Lastmanagementmaßnahme investieren, weil sie die zukünftigen Gewinne daraus zu stark abdiskontieren.

Jeder der genannten Faktoren kann einzeln oder in Kombination dazu führen, dass beschränkt rationale Stromverbraucher keine optimale Entscheidung treffen im Stromverbrauchsverhalten. Dies bedeutet, dass ihre Stromnachfrage weniger stark auf Strompreisschwankungen reagiert, als dies im Optimum zu erwarten wäre.

Es sind aber nicht alle Kundengruppen als gleichermaßen beschränkt rational einzustufen. Beschränkte Rationalität betrifft insbesondere kleine Kunden, d.h. v. a. Haushalte. Dagegen zeigt die wirtschaftliche Forschung, dass davon auszugehen ist, dass Unternehmen weitestgehend rational agieren. Diese Einschätzung stützt sich u.a. auf die folgenden Erklärungsansätze:

- **Besserer Umgang mit Komplexität und unvollständigen Informationen** – Unternehmen genießen Skaleneffekte⁸⁴ bei der

⁸¹ Vgl. Kahnemann / Tversky (1974) sowie Kahnemann / Slovic / Tversky (1982).

⁸² „Satisficing“ bezeichnet die Strategie, in einer Entscheidungssituation nicht nach der optimalen Lösung zu suchen, sondern sich mit der erstbesten Möglichkeit zu begnügen, die den angestrebten Zweck erfüllt.

⁸³ Vgl. Thaler (1985) sowie Laibson (1997).

⁸⁴ Vgl. Armstrong / Thuck (2010).

Entscheidungsfindung. Entscheidungen betreffen i. d. R. höheren Nutzen und werden wiederholt getroffen. Somit entstehen höhere Anreize zur Informationsbeschaffung und der Schaffung strukturierter Entscheidungsprozesse⁸⁵ als bei einzelnen Entscheidungsträgern, wie etwa einem einzelnen Haushalt. Schließlich können auch kleinere Unternehmen, die nicht von Skaleneffekten profitieren, die Strategie erfolgreicher Wettbewerber, die beispielsweise einen Informationsvorsprung haben, imitieren⁸⁶.

- **Natürliche Selektion rationaler Unternehmen** – Unternehmen stehen im Wettbewerb untereinander. Diejenigen, die nicht rational ihre Gewinne (und damit u.a. auch die Strombezugskosten) optimieren, verlassen langfristig den Markt, so dass ausschließlich rationale Unternehmen den Wettbewerb überleben.⁸⁷
- **Abschwächung von Irrationalitäten in Gruppenentscheidungen** – Die experimentelle Wirtschaftsforschung zeigt, dass Gruppen rationaler als Individuen entscheiden, indem sie:⁸⁸
 - besser mit komplexen Situationen umgehen und somit die kognitive Einschränkung individueller Entscheidungen reduzieren;
 - in ihrer Entscheidung stärker die „Auszahlung“ der Gruppe optimieren anstatt, beispielsweise, Heuristiken zu verfolgen; und
 - stärkerer Selbstkontrolle unterliegen und somit weniger träge bei Implementierung optimaler Entscheidungen sind.

Das heißt, Größe, Handlungskontext und Struktur der Entscheidungsfindung in Unternehmen bewirken eine Aufhebung oder zumindest eine Abschwächung von Irrationalitäten in individuellen Entscheidungen.

Es existieren jedoch keine klaren Grenzen oder ein eindeutiger Katalog an Kriterien, wie z.B. Unternehmensgröße oder -stromverbrauch, die Verbraucher in rational und beschränkt rational einordnet. Das heißt, es ist denkbar, dass auch Unternehmen suboptimale Entscheidungen treffen. Ebenso sind nicht alle Haushalte irrational. Die Bewertung wird von vielen Faktoren im Einzelfall abhängen und somit eine Frage der Empirie sein.

⁸⁵ Vgl. Simon (1972).

⁸⁶ Vgl. Alchian (1950).

⁸⁷ Vgl. Alós-Ferrer / Ania / Schnenk-Hoppé (2000) sowie Alós-Ferrer / Ania (2005).

⁸⁸ Vgl. Charness / Sutter (2012).

Auswirkungen der beschränkten Rationalität kleiner Verbraucher auf die Erschließung und den Einsatz von Lastmanagement

Wie oben dargestellt, können kleinere Stromverbraucher beschränkt rational sein (sind es aber nicht unbedingt). Die Irrationalität bezieht sich hierbei vor allem auf die Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale, und weniger auf den Einsatz bereits erschlossener Potenziale.

- **Hemmnisse bei der Erschließung neuer Potenziale** – Bei der Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale handelt es sich um eine Entscheidung, die erheblichen Informationsbedarf zu technischen und ökonomischen Potenzialen bedarf und selten wiederholt wird. Unter anderem spielen die folgenden Merkmale beschränkter Rationalität eine Rolle bei der Erschließung neuer Potenziale:
 - Kognitive Einschränkungen, z.B. indem Lastmanagement nicht als Faktor in der Optimierung des Stromverbrauchs erkannt wird bzw. nicht ausreichende Informationen gesammelt werden, um eine optimale Lastmanagement-Entscheidung zu treffen.
 - Verlustaversion von Verbrauchern – aufgrund der höheren Gewichtung möglicher Verluste im Vergleich zu möglichen Gewinnen muss eine Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale Überrenditen erwirtschaften oder vor Verlusten schützen, damit investiert bzw. der Tarif gewechselt wird.
 - „Status Quo Bias“ und somit Trägheit von Verbrauchern – aufgrund von starker Aversion gegen Änderungen müssen Verbraucher „geschubst“ werden, um die Bedingungen ihres Stromverbrauchs zu analysieren und zu ändern („Nudge“).
 - Inkonsistente Zeitpräferenzen – da kurzfristig anfallende Erschließungskosten im Vergleich zu zukünftigen Deckungsbeiträgen überproportional stark gewichtet werden, können Lastmanagementpotenziale nicht erschlossen werden, obwohl sie profitabel im Sinne einer Barwertrechnung (zu einem marktüblichen Zinssatz) sind.

- **Optimaler Einsatz bereits erschlossener Potenziale** – Es ist davon auszugehen, dass auch beschränkt rationale Verbraucher bereits erschlossene Potenziale (nahezu) optimal nutzen:
 - Kognitive Einschränkungen haben eine geringere Relevanz, da es sich bei der Einsatzentscheidung erschlossener Potenziale um wiederholte Entscheidungen handelt, die Lernen ermöglichen. Zudem können einige

Lastmanagementprozesse automatisiert werden, so dass keine aktive Entscheidung zum Einsatz mehr gefällt werden muss.

- Suboptimale Entscheidungen, die auf inkonsistenten Zeitpräferenzen zurückzuführen sind, spielen bei der kurzfristigen Einsatzentscheidung keine Rolle.

Die internationale Erfahrung mit zeitvariablen Strompreistarifen bestätigt, dass sowohl große und kleine Unternehmen als auch Haushalte bei bereits erschlossenen Nachfrageflexibilitäten auf Preisunterschiede reagieren⁸⁹.

Bei beschränkt rationalen Verbrauchern können zusätzliche Anreize, z.B. in Form einer „künstlich“ erhöhten Strompreisvolatilität durch die Dynamisierung der EEG-Umlage, effizient sein, um bestehende Hemmnisse bei der Optimierung ihres Lastmanagements zu überwinden.⁹⁰ Es ist jedoch möglich, dass die durch die multiplikative EEG-Umlage zusätzlich geschaffenen Anreize

- nicht ausreichen, um die Hemmschwelle zu überwinden; oder
- zu stark sind und somit ineffizient hohe Beanreizung von Lastmanagement bewirken,⁹¹ was jedoch als eher unwahrscheinlich eingestuft wird.

Zudem können die erforderlichen Anreize bei unterschiedlichen Kunden verschieden sein. Insgesamt ist es praktisch nicht möglich, die erforderliche Höhe eines finanziellen Anreizes für die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen bei trägen Kunden zu beziffern.

4.3.2 Differenzierung von Lastmanagementpotenzialen

Konzeptionell wird bei den Lastmanagementpotenzialen zwischen verschiedenen Potenzialen unterschieden:

- Das **technische Lastmanagementpotenzial** einer Last beschreibt die Gesamtheit aller Möglichkeiten mit einer bestehenden Anlagenkonstellation

⁸⁹ Beispielsweise zeigt die Auswertung von Unternehmensdaten in Israel, dass die Unternehmensgröße keine Auswirkung auf die Preissensitivität der Kunden hat – also Reaktion der Nachfrage auf Preisunterschiede – aufweist (vgl. <http://www.vaasaett.com/tag/commercial/>). Ebenso reagieren Haushalte in den USA auf dynamische Tarife, die teilweise am Großhandelspreis gekoppelt sind. Die Effektivität von Preisdifferenzen ist am größten bei automatisierten Lastverschiebeprozessen (vgl. <http://amicasebook.org/?p=1556> sowie <https://oge.com>).

⁹⁰ Entscheidungen, welche nicht die monetäre Auszahlung sondern den Nutzen gemäß Präferenzen optimiert, sind jedoch nicht als negativ aus wohlfahrtstheoretischer Sicht zu bewerten und brauchen keinen „Anstubs“ durch künstlich erzeugte höhere Preisvolatilität.

⁹¹ Siehe hierzu auch auf **Abschnitt 4.3.6**, welcher zeigt, dass bei rationalen Verbrauchern eine „künstlich“ erhöhte Preisvolatilität zu Überanreizung von Lastmanagement führen kann.

aufgrund der Anlagencharakteristik Lastmanagement durchzuführen. Hierbei ist es unerheblich, ob diese Möglichkeiten zum Zeitpunkt der Potenzialangabe tatsächlich technisch abrufbar sind oder ob hierfür zum Beispiel bei der Steuerungstechnik oder der Organisation noch Investitionen getätigt werden müssen. Das technische Lastmanagementpotenzial einer Last ist keine feste Größe, sondern kann sich mit einer Änderung der Anlagenkonstellation vergrößern oder verkleinern. So kann zum Beispiel die Investition in ein größeres Lager für Zwischenprodukte zu einem größeren Lastmanagementpotenzial in der Produktion führen.

- Das **wirtschaftliche Potenzial** ist eine Teilmenge des technischen Lastmanagementpotenzials. Es besteht aus dem Teil des technischen Lastmanagementpotenzials, der unter den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu einem bestimmten Zeitpunkt ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden kann. Da die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sich sehr dynamisch entwickeln, ändert sich das wirtschaftliche Lastmanagementpotenzial einer Anlage ständig. Typischerweise enthält das wirtschaftliche Lastmanagementpotenzial ganz oder zumindest teilweise das erschlossene Lastmanagementpotenzial.

Lastmanagementpotenziale können weiterhin dahingehend differenziert werden, ob diese bereits erschlossen („aktiviert“) und damit kurzfristig nutzbar (einsatzbar) sind (dies ist der „Bestand“ an Flexibilität), oder ob diese Potenziale erst noch erschlossen werden müssen (durch Installation/„Zubau“/Investition):

- Bereits **erschlossenes Lastmanagementpotenzial** ist dasjenige, das auch tatsächlich unmittelbar für eine Nutzung zur Verfügung steht. Die Voraussetzungen für die Nutzung sind in der Vergangenheit geschaffen worden (die „Investition“ in die Erschließung liegt in der Vergangenheit).
- Noch **nicht erschlossenes Lastmanagementpotenzial**: Häufig müssen, wie oben schon angedeutet, einmalige Kosten (Investitionen) aufgewendet werden, um ein technisches Potenzial in das nutzbare Lastmanagementpotenzial zu überführen und als solches zu erhalten. Dies erfolgt nur dann, wenn das Lastmanagementpotenzial aus betriebswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft ist.

Weiterhin werden Lastmanagementpotenziale hinsichtlich ihrer technischen Einsatz-Charakteristik differenziert:

- **Lastverschiebung** und **Lastverzicht** – In der Literatur wird häufig zwischen Lastverschiebung und Lastverzicht unterschieden. Hierbei bedeutet Lastverschiebung, dass Stromverbrauch für die Dauer eines Abrufs erhöht wird und dann im Nachhinein reduziert wird oder umgekehrt erst reduziert und dann im Nachhinein erhöht wird. Im Fall eines

Produktionsbetriebs, der über einen stromintensiven Produktionsprozess verfügt, korrespondiert die Lastverschiebung typischerweise mit der zeitlichen Verschiebung der Produktion eines Zwischen- oder Endprodukts des Produktionsbetriebs. Die Menge des produzierten Zwischen- oder Endprodukts bleibt aber gleich. Im Gegensatz dazu wird bei Lastverzicht für die Dauer eines Abrufs auf Stromverbrauch verzichtet. Im Fall eines Produktionsbetriebs bedeutet dies in der Mehrzahl der Fälle einen Produktionsverzicht oder einen Qualitätsverlust, z.B. im Bereich der Beleuchtung oder Klimatisierung. In wenigen Fällen kann der Stromverbrauch auch substituiert werden durch den Verbrauch eines anderen Energieträgers, zum Beispiel kann die elektrische Zusatzheizung einer Glaswanne bis zu einem gewissen Grad substituiert werden durch einen erdgasgefeuerten Heizstrahler.

- **Lasterhöhung und Lastreduktion** - Bei den Lastverschiebungen existieren zwei Grundtypen, die unterschieden werden müssen. Im ersten Grundtyp, den Lasterhöhungen, wird der Stromverbrauch zuerst erhöht und dann in einer anschließenden Phase, die unterschiedlich lang sein kann und deren Start nicht starr festgelegt ist, wird der Stromverbrauch reduziert. Lasterhöhungen werden in der Literatur auch als Zuschaltungen oder als Vorziehen von Stromverbrauch bezeichnet. Der zweite Grundtyp sind Lastreduktionen, bei denen der Stromverbrauch erst sinkt und dann in einer zweiten Phase erhöht wird. Lastreduktionen heißen auch Abschaltungen oder Verzögern von Stromverbrauch.

Die Höhe von Potenzialen (technisch, nutzbar, wirtschaftlich) wird typischerweise in Form von Abrufleistungen⁹² angegeben. Eine Abrufleistung ist in der Literatur zur Lastflexibilität die leistungsmäßige Differenz während des Abrufs zwischen dem Stromverbrauch mit und ohne Lastreduktion, Lasterhöhung oder Lastverzicht. Das Potenzial ist aber mit der Höhe der Abrufleistungen noch nicht vollständig beschrieben. Es gibt zahlreiche weitere Parameter, die die Abrufleistung bestimmen, bzw. umgekehrt, es ist üblich die Abrufleistung bei Einhaltung dieser Parameter anzugeben. Zu diesen Parametern gehören:

⁹² Der Begriff des „Abrufs“ hat sich in der Diskussion über das Lastmanagement eingebürgert. Wichtig für das Verständnis der Wirkung der dynamischen EEG-Umlage ist, dass der Abruf von Flexibilität sowohl durch einen Dritten außerhalb des Betriebs, der eine Last betreibt, als auch durch den Betrieb selbst geschehen kann. Diese Unterscheidung in externes oder überbetriebliches und internes oder innerbetriebliches Lastmanagement wird in der Literatur ebenfalls häufig vorgenommen, vgl. Dena (2012)S. 22.

- **Maximale Abrufdauer** – Die Abrufdauer gibt die maximale Dauer eines Lastmanagementereignisses an. Gemessen wird hier vom Ende der Startrampe bis zum Anfang der Endrampe.
- **Maximale Verschiebedauern** – Dies ist bei Lastverschiebungen ein Parameter, der die maximale Dauer zwischen dem Start eines Abrufs und dem Start der oben erwähnten zweiten Phase angibt. Bei Produktionsbetrieben wird diese zweite Phase einer Lastreduktion typischerweise nachholende Produktion genannt.
- **Verfügbarkeiten** – Die Verfügbarkeit gibt an, wann ein Lastmanagementpotenzial zur Verfügung steht. In der Praxis ist die Verfügbarkeit von sehr vielen Einflussfaktoren abhängig und deswegen sind die Angaben in der Literatur häufig sehr starke Vereinfachungen.

Im Folgenden analysieren wir, inwieweit die dynamische EEG-Umlage die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagementpotenzialen verändert und damit, inwieweit in der stromwirtschaftlichen Praxis von einer durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage induzierte Erschließung von Lastmanagementpotenzialen auszugehen ist.

4.3.3 Technische Lastmanagementpotenziale und deren Kosten

Um zu bestimmen, inwieweit eine dynamische EEG-Umlage die Erschließung zusätzlicher Lastmanagementpotenziale ermöglichen kann, sind folgende grundlegende empirische Informationen erforderlich:

- Höhe/Umfang der erschließbaren Potenziale für die verschiedenen Verbrauchergruppen; sowie
- Kosten des Lastmanagements, einschließlich Investitionskosten (Einmalkosten bei der Erschließung), fixen Kosten zur Aufrechterhaltung des Potenzials (z.B. jährliche Fixkosten) und Kosten des Abrufs des Lastmanagements (kurzfristig variable Kosten).

In dieser Studie orientieren wir uns an Informationen zu Lastmanagementpotenzialen und deren Kosten, die in der öffentlichen Literatur verfügbar sind (keine Primärstudie). Zunächst fassen wir Ergebnisse der Auswertung der Studien kurz zusammen. Da die Datenlage in den verfügbaren Quellen allerdings sehr lückenhaft ist, leiten wir in einem zweiten Schritt für die weiteren Potenzialanalysen aus den verfügbaren Informationen drei mögliche Szenarien für die erschließbaren Lastmanagementpotenziale ab.

Auswertung von Informationen aus öffentlich verfügbaren Studien

Im Rahmen dieses Projekts werten wir verschiedene Studien danach aus, ob sie Informationen über die Höhe der technischen Lastmanagementpotenziale in den

Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie und vor allem auch über die Kosten der Erschließung und die Abrufkosten enthalten. In **Anhang 1** sind das Vorgehen und die Ergebnisse detailliert beschrieben.

- **GHD-Sektor:** Zusammenfassend ist festzuhalten, dass mehrere Studien Angaben zu den technischen Lastverschiebepotenzialen im GHD-Sektor enthalten. Die Vergleichbarkeit dieser Studien ist teilweise erschwert, weil die Angaben der Potenziale unterschiedlich nach Branchen oder Stromanwendungen gegliedert sind. Es zeigt sich aber, dass erhebliche technische Lastverschiebepotenziale regelmäßig im Zusammenhang mit sogenannten Querschnittstechniken, wie zum Beispiel Kühlungen, Raumklimatisierungen, der Warmwasserbereitung und den Nachtspeicherheizungen genannt werden. Die Höhe der Potenziale variiert hier je nach Studie. Die Fehlerdiskussion im **Anhang 1** zeigt, dass die Studien insbesondere in der Behandlung der Verfügbarkeit und der Gleichzeitigkeit auf methodische Schwierigkeiten stoßen. Einig sind sich die Studien, dass im Sektor GHD sowohl Lasterhöhungs- als auch Lastreduktionspotenziale bestehen und die Lasterhöhungspotenziale regelmäßig größer sind als die Lastreduktionspotenziale.
- **Nicht-energieintensive Industrien:** Für den Sektor der nicht-energieintensiven Industrie ist die Datenlage über die Höhe der technischen Lastverschiebepotenziale deutlich schlechter. In der Literaturstudie konnte nur eine Studie erfasst werden, die Angaben zu den Lastverschiebepotenzialen in der nicht-energieintensiven Industrie enthält. Der Bereich, den diese Potenzialangaben abdecken, ist aber nur ein sehr kleiner Teil der nicht-energieintensiven Industrie. Aus Sicht der Autoren sind die technischen Lastmanagementpotenziale in der Studie deutlich zu klein ausgewiesen.

Definition von Szenarien für die Höhe von Lastmanagementpotenzialen

Eine unmittelbare Ableitung der Lastmanagementpotenziale für die verschiedenen Sektoren der Volkswirtschaft ist auf Basis der Literaturlauswertung nicht möglich. Es bestehen erhebliche Unsicherheiten und widersprüchliche Angaben in der Literatur bezüglich der Höhe der technischen Lastmanagementpotenziale. Zu den Kosten gibt es gar keine Angaben.

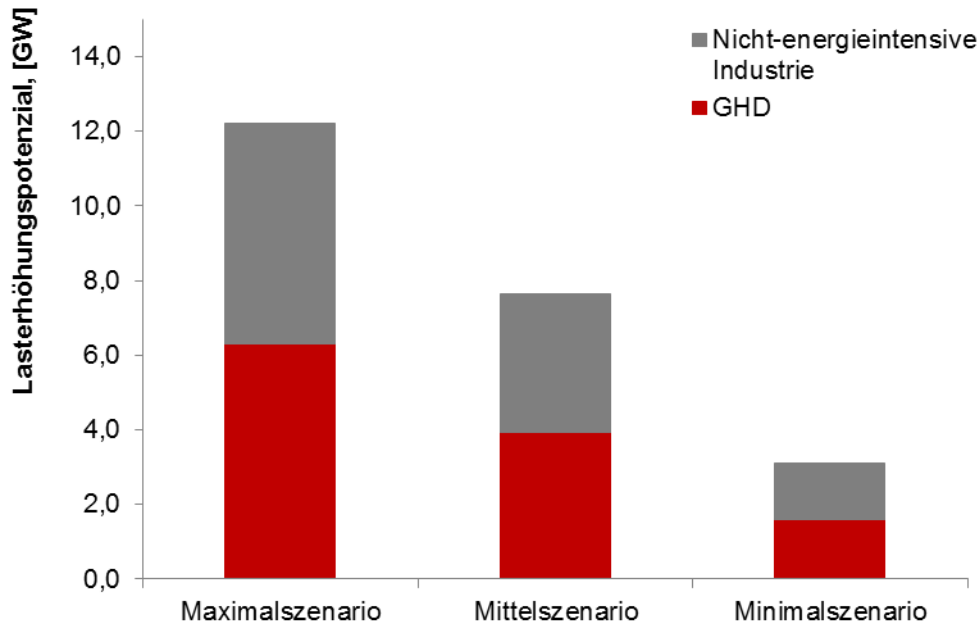
Im Folgenden werden deshalb die technischen Lastmanagementpotenziale der Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie – angelehnt an die Literaturlauswertung – anhand von Szenarien geschätzt (Die ausführliche Herleitung erfolgt in **Anhang 1**). Wir weisen darauf hin, dass die Szenarien insbesondere im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie auf wenigen Angaben aus der Literaturlauswertung und Übertragungen der Verhältnisse im GHD-Sektor beruhen. Wir unterscheiden folgende Szenarien:

- **Mittelszenario:** Im Mittelszenario sind technische Lastverschiebepotenziale über 1h Abrufdauer und 2h Verschiebedauer angegeben.⁹³ Das Mittelszenario ist als Mittelwert des Maximal- und Minimalszenarios abgeleitet. Mit dieser Ableitung ist eine Interpretation als wahrscheinlichstes Szenario nicht zulässig.
- Das **Maximalszenario** ist abgeleitet von den Studien, die die maximalen Angaben für die Höhen der technischen Lastmanagementpotenziale angegeben haben. Angegeben sind wiederum Lastverschiebepotenziale bei 1h Abrufdauern und 2 h Verschiebdauer. Vor dem Hintergrund der Erfahrung der Autoren bewerten wir das Maximalszenario als für die Lastreduktionen als unwahrscheinlich hohe Angabe des tatsächlichen Lastmanagementpotenzials. Für die Lasterhöhungen werten wir das Maximalszenario als ein wahrscheinliches Szenario.
- **Minimalszenario:** Das Minimalszenario ist abgeleitet von den Studien, die die minimalen Angaben für die Höhen der technischen Lastmanagementpotenziale angegeben haben. Die Lastverschiebepotenziale sind wiederum bei 1h Abrufdauern und 2 h Verschiebdauer angegeben. Vor dem Hintergrund der Erfahrung der Autoren bewerten wir das Minimalszenario als eine wahrscheinliche Angabe des tatsächlichen Lastmanagementpotenzials.

Abbildung 13 fasst das Ergebnis hinsichtlich der technischen Lasterhöhungspotenziale im GHD-Sektor und der nicht-energieintensiven Industrie für die Szenarien zusammen.

⁹³ Mögliche Lastverschiebepotenziale mit kürzerer Abrufdauer sind in Bezug auf die Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage mit stündlichen Schwankungen nicht relevant.

Abbildung 13. Szenarien für das technische Potenzial von Lasterhöhungen (1h Abrufdauer, 2h Verschiebedauer) in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie



Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen und Annahmen

Das Potenzial der Lasterhöhungen für 1h Abrufdauer und 2h Verschiebedauer beträgt gemäß diesen Szenarien zwischen 12,2 GW und 3,1 GW. Bei einer Verdopplung der Verschiebedauer auf 4h sinkt das Potenzial um die Hälfte. Bei einer nochmaligen Verdopplung der Verschiebedauer verringert sich das Potenzial nochmals um die Hälfte.⁹⁴

Ähnlich ist die Situation bei den Lastreduktionen. Hier beträgt das technische Potenzial zwischen 8,1 GW und 3,1 GW für eine Lastreduktion mit 1h

⁹⁴ Es muss ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass die Herleitung dieser Potenziale in Form von Nutzungsformen eine Komplexitätsreduktion durch die Autoren dieses Forschungsprojekts ist, die auf den Angaben der Autoren der ausgewerteten Studien basiert. Die Komplexität der Angaben zu den Lastmanagementpotenzialen der ausgewerteten Studien wurde somit erheblich reduziert, unter Inkaufnahme von Informationsverlusten. Dies betrifft insbesondere die Informationen zu der Verfügbarkeit der Potenziale, die oft abhängig ist von der Tageszeit, der Saison und auch äußeren Einflüssen wie der Außentemperatur. In den Szenarien sind jahresdurchschnittlich verfügbare Lastmanagementpotenziale angegeben, das heißt, die Lastmanagementpotenziale können zu einem konkreten Zeitpunkt sowohl höher als auch niedriger sein.

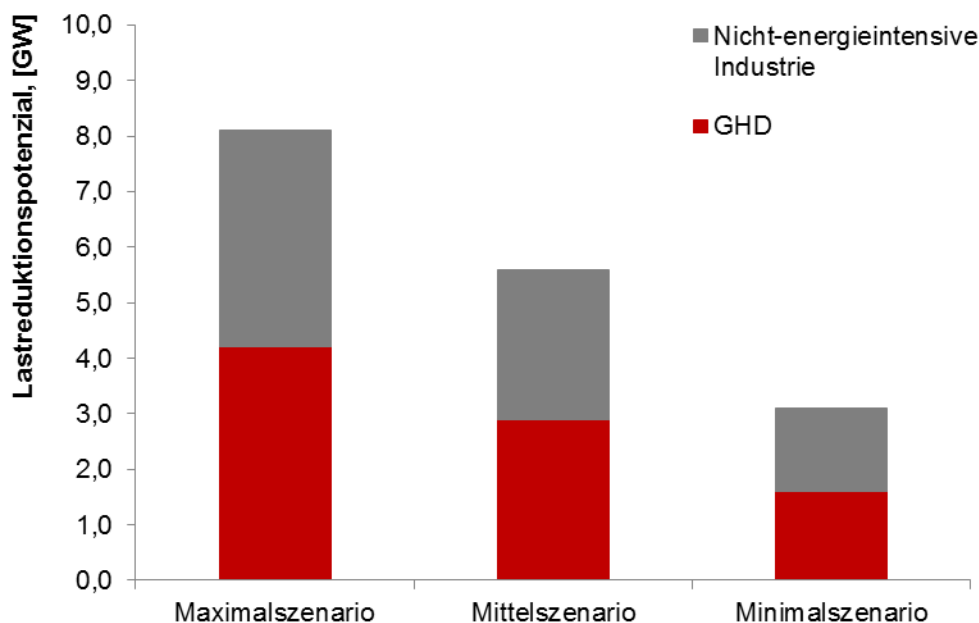
Weiterhin muss darauf hingewiesen werden, dass die Potenziale im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie in den Szenarien sehr pragmatisch auf der Basis von sehr wenigen Angaben der Literaturanalyse bestimmt wurden.

Abrufdauer und 2h Verschiebedauer. Das Potenzial ist geringer als das der Lasterhöhungen.

Wir weisen darauf hin, dass die Ableitung der Szenarien basierend auf dem Konzept der Nutzungsformen vor allem im Zusammenhang mit den Verfügbarkeiten eine erhebliche Vereinfachung ist.

Lastverzichtspotenziale sind in den Szenarien für das technische Lastmanagementpotenzial nicht berücksichtigt, da die Kosten hierfür deutlich über denen für Lastverschiebepotenziale liegen und sie in den Sektoren nicht-energieintensive Industrie und GHD im Zusammenhang mit einer dynamischen EEG-Umlage keine wirtschaftlich relevante Rolle spielen.

Abbildung 14. Szenarien für das technische Potenzial von Lastreduktionen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie



Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen und Annahmen.

Anmerkung: Lastverzichtspotenziale sind aufgrund ihrer sehr hohen Abrufkosten nicht enthalten.

Kosten für die Erschließung und Durchführung von Lastmanagement

Die hier durchgeführte Literaturlauswertung erlaubt keine Rückschlüsse über die Kosten für die Erschließung und Durchführung von Lastmanagement⁹⁵. Wir

⁹⁵ In UBA (2015), S. 25, sind auf der Basis einer Befragung für die energieintensive Industrie Kosteninformationen zusammengetragen worden. Gemäß dieser Studie betragen die variablen Kosten für Lastmanagement (Lastverschiebungen und Lastverzicht) in den befragten Unternehmen 0 bis 500 €/MWh, mit Ausreißern bis 2.000 €/MWh. Die Erschließungskosten sind in der Studie als

haben deswegen mit Hilfe einer Umfrage unter Vermarktern von Lastflexibilität Informationen über Fixkosten und variable Kosten der Lastverschiebungen zusammengetragen. Die Ergebnisse der Umfrage sind in **Anhang 1** näher beschrieben. Zusammenfassend hat die Auswertung folgende Abschätzung der einmaligen Fixkosten und variablen Abrufkosten ergeben:

- Die Spannweite liegt bei den **einmaligen Fixkosten** für die Erschließung von Lastverschiebepotenzialen zwischen 3.000 und 10.000 €/MW. Laufende Fixkosten werden mit ca. 500 bis 5.000 €/MW pro Jahr abgeschätzt. Die große Bandbreite zeigt zum einen auf, dass es technisch erhebliche Unterschiede gibt bei der Realisierung und noch wenige Erfahrungswerte vorhanden sind.
- Es gab nur wenige Angaben zu den **variablen Einsatzkosten**. Als Größenordnung wurden von einigen wenigen Befragten Werte oberhalb von 200 €/MWh angegeben.

Die bisher realisierten Potenziale sind fast ausschließlich für den Zugang am Regenergiemarkt erschlossen worden und sie gehören überwiegend zum Bereich der energieintensiven Industrie. Die Ergebnisse sind wenig auskunftsfähig für Lastmanagementpotenziale im GHD-Sektor und in der nicht-energieintensiven Industrie, die auf dem Spotmarkt vermarktet werden sollen. Eine Übertragung auf die hier betrachteten Branchen ist daher schwierig.

Ergänzende Annahmen für die Kosten des Lastmanagements für die weiteren Berechnungen

Da weder die Literaturlauswertung noch die Umfrage unter Vermarktern eindeutige Ergebnisse zum Thema Kosten von Lastmanagementpotenzialen erzielt haben, basieren die folgenden Analysen der Wirtschaftlichkeit auf Annahmen, die wir aufgrund unseres Expertenwissens über Lastmanagementpotenzialen getroffen haben.

- Konkret wird in der Wirkungsanalyse angenommen, dass die Abrufkosten für den Abruf einer Lastverschiebung in der **nicht-energieintensiven Industrie** 50 €/MWh oder 150 €/MWh betragen. Beide Werte sind deutlich geringer als die Angaben der befragten Unternehmen in der Umfrage zu den Kosten des Lastmanagements⁹⁶.

laufende Fixkosten angegeben. Sie betragen zwischen 0 und 21.000 €/MW bezogen auf die Abrufleistung.

⁹⁶ Möglicherweise gibt es im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie auch deutlich kostengünstigere Lastmanagementpotenziale. Eine Idee, die derzeit im Rahmen des Projekts ForEnergy – energieflexible Fabrik am Fraunhofer- Institut für Werkzeugmaschinen und

- Im **Sektor GHD** werden in der Wirkungsanalyse Abrufkosten von 5 €/MWh angenommen. Der Hintergrund dieser Annahme ist, dass die Potenziale in diesem Sektor vorwiegend bei den Anwendungen Warmwasserbereitung, Raumklimatisierung und Kühlung liegen. Bei diesen Anwendungen entstehen in der Regel nur sehr geringe Effizienzverluste, wenn Last verschoben wird. Ein Beispiel für den Effizienzverlust ist der leicht höhere Wärmeverlust an die Außenumgebung eines Warmwasserbereiters, wenn dieser in Folge einer Lasterhöhung etwas mehr erwärmt wird als ohne diese Lastverschiebung. Die verlorene Wärme führt zu leicht höherem Stromverbrauch und damit leicht höheren Stromkosten, die als Abrufkosten auf die verschobene Arbeit umgelegt werden müssen.

4.3.4 Analyse der Effekte auf Wirtschaftlichkeit und Erschließung von Lastmanagementpotenzialen bei rationalen Verbrauchern

In **Abschnitt 4.3.3** wurden die technischen Potenziale dargestellt, die eine Obergrenze für Nachfrageflexibilisierung bedeutet. In diesem Abschnitt untersuchen wir, welche Potenziale bei Einführung einer dynamischen EEG-Umlage und bei Beibehaltung der statischen EEG-Umlage wirtschaftlich erschlossen werden können. Der Vergleich zwischen Regimen ermöglicht eine Aussage über die **zusätzlichen Potenziale**, die durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage **erschlossen** werden können.

Zur Bestimmung der wirtschaftlich erschließbaren Lastmanagementpotenziale gehen wir in 2 Schritten vor:

- **Schritt 1: Einzelwirtschaftliche Betrachtung** – Im ersten Schritt untersuchen wir illustrativ die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement aus Sicht eines einzelnen Verbrauchers anhand von ausgewählten Beispielen. Ergebnis ist die individuelle Bereitschaft der untersuchten Verbrauchertypen, in Lastmanagement zu investieren.
- **Schritt 2: Gesamtwirtschaftliche Betrachtung** – Auf Basis der individuellen Betrachtung erfolgt eine Hochrechnung des gesamtwirtschaftlichen wirtschaftlich erschließbaren Potenzials. Dies erfolgt für die drei in **Abschnitt 4.3.3** definierten Szenarien.

Umformtechnik (IWU) erforscht wird, ist es, bei Werkstattfertigungen die Auftragsreihenfolge in Abhängigkeit von den Strompreisen festzulegen. Auf diese Art könnte zu sehr günstigen variablen Kosten Lastmanagement betrieben werden. Vgl. Reinhart (2014)

Schritt 1 – Analyse der Wirkungen des dynamischen EEG-Umlage auf die Wirtschaftlichkeit der Potenziale

Welcher Anteil der technischen Potenzialen tatsächlich erschlossen werden kann, hängt von der Abwägung zwischen Kosten und Nutzen aus Sicht des Verbrauchers ab⁹⁷:

- **Nutzen von Lastmanagement** – Durch eine Flexibilisierung der Nachfrage kann
 - bei Lastverzicht der Endkundenpreis (inkl. aller Steuern und Umlagen) eingespart werden; und
 - bei Lastverschiebung Endkundenpreisdifferenzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten genutzt werden.

Der Endkundenpreis und damit der Nutzen aus Nachfrageflexibilisierung werden unmittelbar durch die Ausgestaltung der EEG-Umlage beeinflusst.

- **Kosten von Lastmanagement** – Es fallen für den Verbraucher Kosten für die Aktivierung (einmalige Investitionskosten), die Bereitstellung bzw. Aufrechterhaltung der Nutzbarkeit (laufende Fixkosten) und den Abruf (variable Kosten) von Lastmanagement an. Die Kosten sind im Wesentlichen unabhängig von der Ausgestaltung der EEG-Umlage.

Die Dynamisierung der EEG-Umlage setzt somit direkt an der Nutzenseite für Nachfrageflexibilisierung an. Wir untersuchen die Wirtschaftlichkeit der Einführung von Lastmanagement in einem Regime mit statischer und einem Regime mit dynamischer EEG-Umlage. Dabei vergleichen wir aus Sicht eines einzelnen Verbrauchers

- die möglichen Einsparungen bei den Strombezugskosten durch Lastverschiebung innerhalb des relevanten Produktionszeitfensters
- mit den variablen Kosten für die Aktivierung von Lastmanagement.

Die Differenz aus eingesparten Kosten und zusätzlichen variablen Kosten für den Abruf markiert eine Obergrenze für die fixen Kosten für die Einführung und Bereitstellung des Lastmanagements, bis zu der eine Erschließung der technischen Lastmanagement-Potenziale wirtschaftlich möglich wäre.

Wir grenzen die Analyse wie folgt ein bzw. treffen die folgenden Annahmen:

⁹⁷ Beschränkt rationale Verbraucher wägen in ihrer Entscheidung ebenso Nutzen und Kosten ab. Ihre Bewertung von Nutzen und Kosten ist jedoch wie im **Abschnitt 4.3.1** dargestellt verzerrt.

- **Fokus Lastverschiebung** - Der Fokus der Analyse liegt auf Lastverschiebung, da die Abrufkosten für Lastverzicht bei den untersuchten Sektoren durch Marktteilnehmer als unwirtschaftlich hoch eingestuft werden.
- **Beispielanwendungen** – Wir untersuchen die Attraktivität von Lastmanagement für drei Anwendungsbeispiele in der nicht-energieintensiven Industrie und dem GHD-Sektor. **Tabelle 4** gibt eine Übersicht über die Betriebszeiten und Abrufkosten für eine Stunde Lastverschiebung. Es liegen keine belastbaren Angaben zu Abrufkosten in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie vor. Aus diesem Grund berechnen wir die Deckungsbeiträge für Lastmanagement für zwei Szenarien:⁹⁸
 - Die Abrufkosten im Referenzszenario sind Schätzwerte, die im Rahmen von Experteninterviews plausibilisiert wurden; und
 - Zusätzlich untersuchen wir den Einfluss einheitlicher Abrufkosten von 50 €/MWh für beide Sektoren.

Tabelle 4. Untersuchte Anwendungsfälle für Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement (Lastverschiebung)

Fall	Sektor	Wochen- tage Betrieb	Stunden Betrieb	Abrufkosten	
				Referenz	Sensitivität
Anwendungsfall 1	IND	Mo.-Fr.	8:00 - 20:00	150 €/MWh	50 €/MWh
Anwendungsfall 2	IND	Mo.-So.	0:00 - 24:00	150 €/MWh	50 €/MWh
Anwendungsfall 3	GHD	Mo.-Sa.	8:00 - 22:00	5 €/MWh	50 €/MWh

Quelle: Frontier/BET

IND = nicht energieintensive Industrie; GHD = Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

- **Stichjahre** – Die Analyse wird basierend auf stündlichen Strompreisen für die Jahre 2014, 2020 und 2025 durchgeführt.⁹⁹ Dies ermöglicht Aussagen zum heutigen Aktivierungspotenzial und der Entwicklung in der Zukunft.

⁹⁸ Weitere Sensitivitäten werden im Anhang 3 diskutiert.

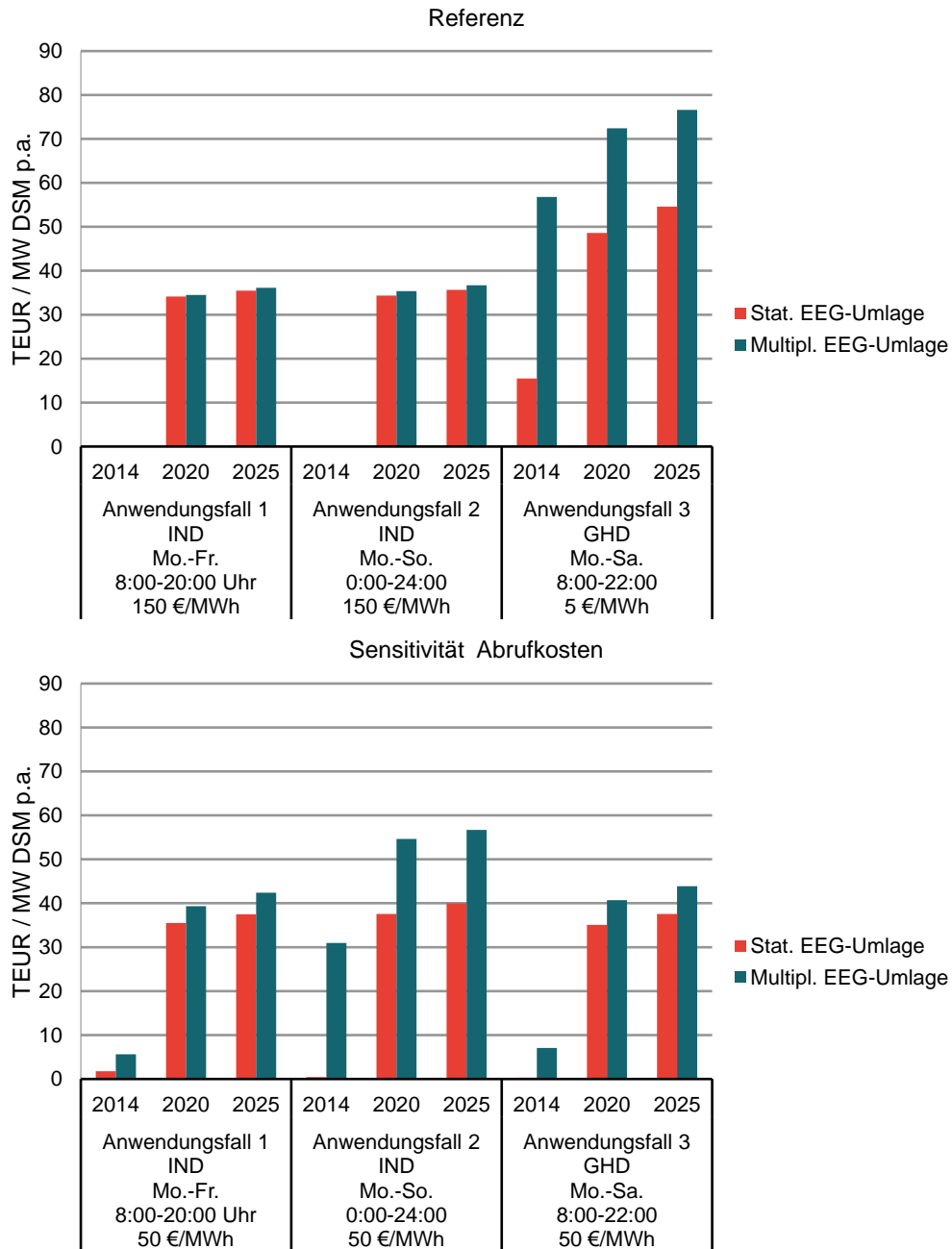
⁹⁹ Für 2014 wurde auf die stündlichen Day-ahead-Preise an der EPEX-Spot für das Marktgebiet DE/AT zurückgegriffen. Die stündliche Strompreisprognose für die Jahre 2020 und 2025 wurde aus dem Vorgängerprojekt für das BMWi entnommen, um konsistente Aussagen treffen zu können, vgl. Frontier / Formaet (2014).

Weitere Details zum Modellierungsansatz und den getroffenen Annahmen finden sich im **Anhang 2**.

Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse für die Entwicklung der maximal erreichbaren Deckungsbeiträge in den drei untersuchten Anwendungsfällen bei Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage¹⁰⁰ im Vergleich zur statischen Umlage.

¹⁰⁰ Für die dynamische EEG-Umlage wird der Vorschlag von Ecofys / RAP (2014) zugrunde gelegt – d.h. multiplikative Kopplung der EEG-Umlage am Großhandelspreis, Preisobergrenze wenn die dynamische EEG-Umlage den zweifachen Wert der statischen erreicht, sowie keine negative EEG-Umlage bei negativen Großhandelspreisen. Der beobachtete Effekt der Dynamisierung wird unter anderem durch die Setzung der Ober- und Untergrenze gedämpft. Diese führen dazu, dass extreme Preisschwankungen kaum einen Einfluss auf den Deckungsbeitrag haben. Wird die Obergrenze auf beispielsweise das Vierfache der statischen EEG-Umlage gesetzt, kann die Differenz der Deckungsbeiträge (und somit die Obergrenze für die Transaktionskosten der Einführung) auch bei nicht-energieintensiven Industrien dreistellig werden. Allerdings führt eine weitere Erhöhung kaum zu Verbesserungen. Außerdem sollen Preisobergrenzen die nicht-flexiblen Verbraucher vor extremen Preisen schützen.

Abbildung 15. Jährliche Deckungsbeiträge von Lastmanagement in drei Betrieben bei statischer und multiplikativer EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET

DSM = Lastmanagement;

Der jährliche Deckungsbeitrag entspricht der Differenz aus vermiedenen Stromkosten durch das Lastmanagement und Kosten für das Lastmanagement.

Gestaltung der multiplikativen EEG-Umlage gem. Agora-Vorschlag; Annahme, dass Vertriebe alle Schwankungen in den Großhandelspreisen und der multiplikativen EEG-Umlage vollständig an die Verbraucher weitergeben.

Unsere Analysen zeigen folgende Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement aus Sicht eines individuellen Verbrauchers:

- Die Einführung einer **multiplikativen EEG-Umlage führt** in allen Anwendungsfällen und Kostenszenarien **zu höheren Deckungsbeiträgen** als in der statischen EEG-Umlage. Durch die multiplikative Kopplung der EEG-Umlage an die Großhandelspreise steigt die Differenz zwischen Endkundenpreisen und somit die möglichen Erlösen aus Lastmanagement. Insbesondere im GHD-Sektor kann der Multiplikatoreffekt auch bei geringen Preisschwankungen einen zusätzlichen Anreiz für Lastverschiebung schaffen.
- Die Deckungsbeiträge aus Lastmanagement **steigen auch bei einer statischen EEG-Umlage im Zeitverlauf** infolge einer höheren Volatilität der Großhandelspreise an. Die heute beobachteten in relativ geringem Ausmaß erschlossenen Potenziale an Lastmanagement können durch die geringen finanziellen Anreize aufgrund geringer Strompreisvolatilität erklärt werden, der hohe Flexibilitätsbedarf im Strommarkt wird derzeit von flexibler Erzeugung gedeckt. Im Bereich der nicht-energieintensiven Industrien reichen derzeit beobachtete Unterschiede im Großhandelspreis meist nicht aus, um die Abrufkosten für Lastverschiebung zu decken. Im GHD-Sektor sind die Abrufkosten bei bereits erschlossenen Potenzialen zwar gering, die Kosten für die Einführung von Lastmanagement können jedoch die möglichen Einsparungen übersteigen.
- Die **Wirkung einer Dynamisierung der EEG-Umlage ist v. a. bei niedrigen variablen Kosten des Abrufs gegeben** (im Referenzfall im GHD-Sektor). Im Jahr 2014 liegen die Deckungsbeiträge in der untersuchten Industrie aufgrund der hohen Abrufkosten nahe null, unabhängig vom Regime der EEG-Umlage. Mittel- und längerfristig steigt zwar die Volatilität der Großhandelspreise, allerdings wird die verstärkende Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage bei hohen Preisspitzen durch die Preisobergrenze gedämpft.¹⁰¹
- Bei **moderaten variablen Kosten des Abrufs** (50 €/MWh für beide Sektoren) führt eine multiplikative EEG-Umlage weiterhin in allen Anwendungsfällen zu höheren Deckungsbeiträgen als eine statische EEG-Umlage. Eine multiplikative EEG-Umlage kann insbesondere bei **Betrieben mit 24-Stundenbetrieb** die Deckungsbeiträge von Lastmanagement

¹⁰¹ Im **Anhang 3** zeigen wir, dass eine Erhöhung der Preisobergrenze diesem Effekt entgegen wirken kann.

steigern, da sie ihre Wirkung bei größten Preisspreads zwischen Peak- und Offpeakzeiten¹⁰² entfalten kann. Bei Betrieben, die aufgrund ihrer Produktionszeiten nur die geringeren Preisdifferenzen innerhalb der Peak-Stunden nutzen können, sind die durch die dynamische EEG-Umlage ausgelösten zusätzlichen Deckungsbeiträge beschränkt.

Die in **Abbildung 15** dargestellten Ergebnisse überschätzen allerdings die Deckungsbeiträge des Lastmanagements, da angenommen wurde, dass

- Vertriebe die entsprechenden Tarifstrukturen anbieten, welche die stündlichen Preisschwankungen am Großhandel und der EEG-Umlage vollständig an die Verbraucher weitergeben; und
- keine Einschränkung der Verschiebevorgänge durch den Produktionsprozess auftreten – im Fall des untersuchten GHD-Betriebs sind z.B. im Schnitt fünf Lastverschiebevorgänge pro Tag notwendig.
- keine Rückkopplung auf den Großhandelspreis besteht (Preise sind exogen). Eine mögliche Verringerung der Preisvolatilität durch zusätzliches Lastmanagement, die die Anreizwirkung einer multiplikativen EEG-Umlage entsprechend dämpfen würde, wird in **Abschnitt 4.5.1** modellgestützt untersucht.

Zudem sind zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit die mittel- und langfristigen Fixkosten der Erschließung den kurzfristigen Deckungsbeiträgen gegenüber zu stellen.

Schritt 2 – Gesamtwirtschaftliche Betrachtung – erwartete Gesamtwirkung auf die Erschließung von Lastmanagement

In Schritt 1 untersuchen wir illustrativ die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement aus Sicht eines einzelnen Verbrauchers anhand von ausgewählten Beispielen. Im zweiten Schritt erfolgt eine Hochrechnung des gesamtwirtschaftlichen wirtschaftlich erschließbaren Potenzials. Die Hochrechnung gibt nur eine grobe Indikation, da Kostenangaben nur bedingt belastbar sind und in Schritt 1 nur ausgewählte Anwendungsbeispiele analysiert wurden.

Die Ergebnisse für die **nicht-energieintensive Industrie** sind in Anwendungsfall 1 und 2 der **Tabelle 4** dargestellt. Dies erlaubt folgende Rückschlüsse für die Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale:

¹⁰² An der Strombörse EPEX Spot ist „Peak“ definiert als der Zeitraum 8:00 – 20:00 Uhr und „Offpeak“ 22:00 – 8:00 Uhr.

- Die Deckungsbeiträge sowohl bei der statischen EEG-Umlage als auch bei der dynamischen EEG-Umlage im **Jahr 2014** sind äußerst gering. Bei einem Preisniveau wie im **Jahr 2014** hat die dynamische EEG-Umlage keine Wirkung. Weder werden mehr technische Lastmanagementpotenziale erschlossen, noch ändert sich der Einsatz erschlossener Lastmanagementpotenziale. Dies deckt sich mit der Einschätzung der Vermarkter in der telefonischen Befragung im Juli 2015.¹⁰³
- In den **Jahren 2020 und 2025** steigen die Deckungsbeiträge mit 30 T€/MW/Jahr auf ein Niveau, bei dem kostengünstige technische Lastmanagementpotenziale erschlossen werden können. Da die Deckungsbeiträge für die statische und die dynamische EEG-Umlage fast gleich sind, ist jedoch nicht mit einer zusätzlichen Erschließung von Lastmanagementpotenzialen durch die dynamische EEG-Umlage zu rechnen. Dies gilt sowohl für Unternehmen mit vollständiger Rationalität als auch für Unternehmen mit beschränkter Rationalität.

Anwendungsfall 3 der **Tabelle 4** zeigt die Ergebnisse für einen Anwendungsfall im **GHD-Sektor**. Dies lässt folgende Schlussfolgerungen für die Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale zu:

- Im **Jahr 2014** betragen die Deckungsbeiträge zwischen 15 T€/MW/Jahr (statische EEG-Umlage) und über 35 T€/MW/Jahr (dynamische EEG-Umlage). Bei einem Preisniveau wie im Jahr 2014 ist die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen mit einer statischen EEG-Umlage vermutlich nur in Ausnahmefällen ökonomisch sinnvoll. Mit einer dynamischen EEG-Umlage steigen die Deckungsbeiträge auf ein Niveau, bei dem die Erschließung kostengünstiger Lastmanagementpotenziale ökonomisch sinnvoll sein kann.
- In den **Jahren 2020 und 2025** steigen die Deckungsbeiträge bei statischer EEG-Umlage auf ca. 50 T€/MW/Jahr. Bei diesem Niveau ist die Erschließung kostengünstiger, technischer Lastmanagementpotenziale ökonomisch sinnvoll. Die dynamische EEG-Umlage führt zu um ca. 25 T€/MW/Jahr erhöhten Deckungsbeiträgen und erhöht somit die Menge der Erschließungen von technischen Lastmanagementpotenzialen. Aufgrund der fehlenden Informationen über die Erschließungskosten sind keine Rückschlüsse auf konkrete Abrufleistungen der erschlossenen Lastmanagementpotenziale möglich.

¹⁰³ Vgl. **Anhang 1**. In Anhang 1 sind die Ergebnisse einer telefonischen Befragung von neun Forschungsorganisationen und Unternehmen, die Lastmanagementpotenziale erforschen bzw. vermarkten näher dargestellt.

Zusammenfassend führt die dynamische EEG-Umlage nur im GHD-Sektor zu einem Anstieg der Erschließung von Lastmanagementpotenzialen. In der nicht-energieintensiven Industrie erwarten wir nur eine geringe Wirkung der dynamischen EEG-Umlage. Über den Umfang der technischen Lastmanagementpotenziale, die mit statischer und dynamischer EEG-Umlage erschlossen werden, kann aufgrund der schlechten Datenlage über die Kosten der Erschließung und Nutzung wenig ausgesagt werden.

4.3.5 Analyse der Verteilungswirkungen

In diesem Abschnitt ermitteln wir, welche Umverteilungseffekte **innerhalb des Adressatenkreises** bei einem Wechsel von statischen auf multiplikativen EEG-Umlage entstehen. Die Umverteilung wirkt über zwei Kanäle:

- Durch die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage werden, **unabhängig von deren Effektivität** hinsichtlich Beanreizung von Lastmanagement, Verbraucher mit überproportionalem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden entlastet und solche mit überproportionalem Stromverbrauch in Hochpreisstunden stärker belastet. Allerdings sind die Zeiten hoher und niedriger Preise aufgrund der bestehenden und weiter wachsenden Volatilität der Erneuerbareneinspeisung zunehmend unsystematisch.
- **In Abhängigkeit von deren Effektivität**, zusätzliches Lastmanagement herbeizuführen, können weitere Umverteilungseffekte innerhalb des Adressatenkreises entstehen, da durch die flexiblen Verbraucher vermiedenen EEG-Ausgaben auf die nicht flexiblen umgewälzt werden müssen.

Der zweite Effekt einer möglichen Erhöhung der Kosten für nicht flexible Verbraucher ist aufgrund der im **Abschnitt 4.3.4** hergeleiteten geringen Anreizwirkung der multiplikativen EEG-Umlage eher gering.¹⁰⁴ Aus diesem Grund stehen im Fokus der folgenden Analyse Umverteilungseffekte, die unabhängig von der Effektivität der multiplikativen EEG-Umlage in Bezug auf Beanreizung von Lastmanagement entstehen. Die Analyse erfolgt in zwei Schritten:

- **Schritt 1: Einzelwirtschaftliche Betrachtung** – Zuerst werden Änderungen der EEG-Zahlungen für einen Betrieb mit überproportionalem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden und einen Betrieb mit überproportionalem Stromverbrauch zu Hochpreisstunden ermittelt.

¹⁰⁴ Für mehr Details s. **Anhang 3**.

- **Schritt 2: Gesamtwirtschaftliche Betrachtung innerhalb des Adressatenkreises** – Auf Basis von den Ergebnissen aus Schritt 1 sowie weiteren Annahmen bezüglich der Entwicklung des EEG-Refinanzierungsbedarfs und des Stromverbrauchs im Adressatenkreis über die Zeit wird der monetäre Wert der Umverteilung insgesamt geschätzt.

Schritt 1: Einzelwirtschaftliche Betrachtung

Um eine Einschätzung der möglichen Verteilungswirkungen **innerhalb des Adressatenkreises** zu ermitteln, haben wir eine Analyse auf Basis zweier Beispielbetriebe bei einer hypothetischen Einführung der multiplikativen EEG-Umlage im Jahr 2014 analysiert. Die Analyse basiert auf die folgenden Daten:

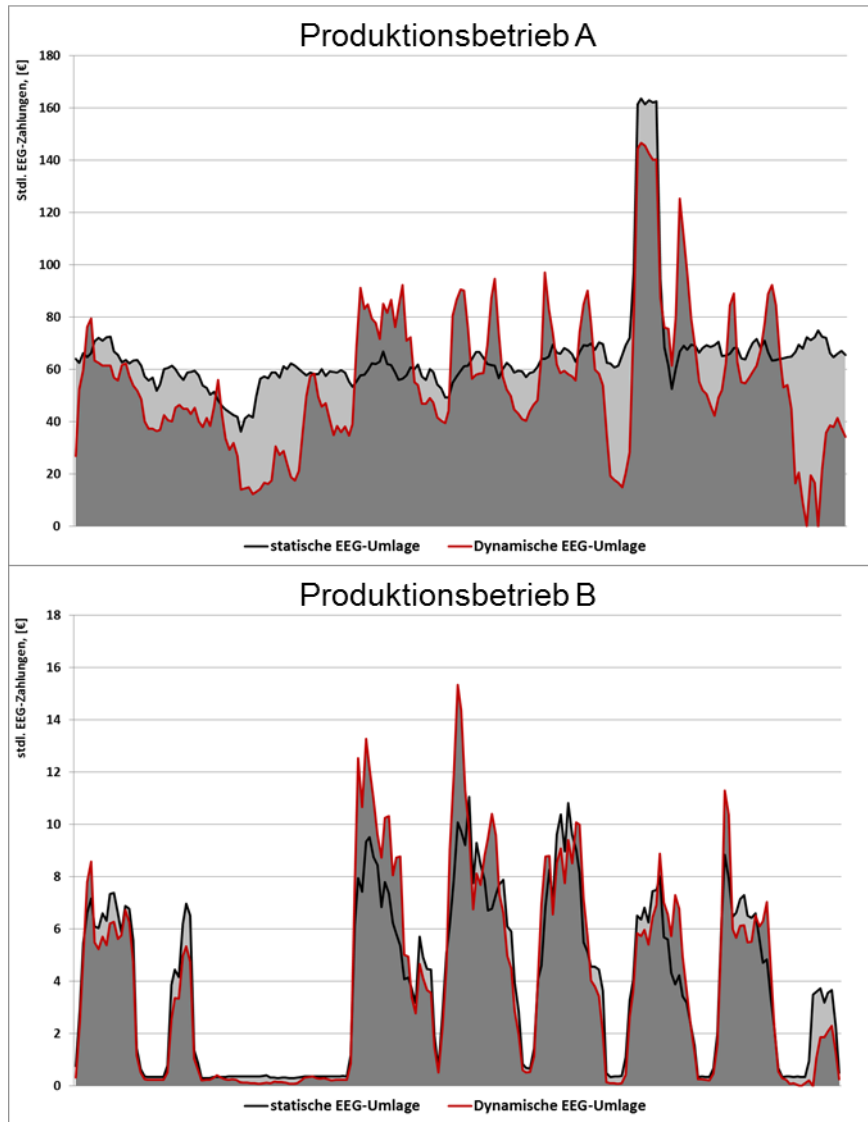
- **Ist-Preise aus 2014** – Um einen Wert für die dynamische EEG-Umlage zu bestimmen, haben wir die stündlichen Day-ahead-Preise mit einem Faktor von 1,7 multipliziert, um die stündliche Höhe der (dynamischen) EEG-Umlage zu erhalten. Als Vergleichsmaßstab wurde die fixe EEG-Umlage von 62,4 €/MWh für jede Stunde angenommen.
- **Reale Lastgänge** - Des Weiteren haben wir von diversen Produktionsbetrieben die realen Viertelstunden-Lastgänge aus 2014 auf stündliche Werte gemittelt.

Den jeweiligen Lastgang haben wir mit den zwei unterschiedlichen Zeitreihen für die statische und dynamische EEG-Umlage multipliziert. Als Resultat haben wir zwei Zeitreihen für die stündlichen EEG-Zahlungen bei statischer und dynamischer EEG-Umlage erhalten. Die Summe dieser Zeitreihen für die stündlichen EEG-Zahlungen gibt dann die Jahres-EEG-Zahlungen der Produktionsbetriebe an.¹⁰⁵

In **Abbildung 16** sind die Zahlungen der der EEG-Umlage für 200 fortlaufende Stunden des Jahres dargestellt. Die rote Linie beschreibt die stündlichen Zahlungen durch eine dynamische EEG-Umlage. Die schwarze Linie weist den Zahlungsbetrag der statischen EEG-Umlage aus.

¹⁰⁵ Da es sich um eine ex-post Betrachtung handelt haben wir unterstellt, dass die Betriebe nicht durch Änderungen im Lastgang reagiert haben.

Abbildung 16. Umverteilungswirkung einer multiplikativen EEG-Umlage innerhalb des Adressatenkreises – Beispielrechnung auf Basis von Ist-Daten des Jahres 2014



Quelle: BET/Frontier

In diesem Beispiel ergeben sich erhebliche Umverteilungswirkungen:

- **Betriebe mit überproportionalem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden werden entlastet** (Produktionsbetrieb A) - Für Produktionsbetrieb A ergeben sich geringere Zahlungen durch die multiplikative EEG-Umlage. In der Grafik wird dies deutlich, da die Fläche unter der roten Linie als die Fläche unter der schwarzen Linie. Über das ganze Jahr aufsummiert ergibt sich eine Entlastung um 10% im Vergleich zu statischen EEG-Umlage.

- **Betriebe mit überproportionalem Stromverbrauch zu Hochpreisstunden werden belastet** (Produktionsbetrieb B) – Für Produktionsbetrieb B ergibt sich ein konträres Bild. Für dieses Unternehmen sind die Zahlungen einer multiplikativen EEG-Umlage höher als mit statischer EEG-Umlage. In unserem Beispiel resultiert dies in einer Mehrbelastung durch die multiplikative EEG-Umlage um 7,4% im Vergleich zur statischen EEG-Umlage.

Da die EEG-Umlage in beiden Fällen direkt mit der Last korreliert ist, treffen wir den Rückschluss, dass die Auswirkung der EEG-Umlage zwischen den Betrieben mit ihren Betriebsstunden korreliert. So haben Betriebe mit einer tendenziell durchgängigen Last (z.B. Drei-Schicht-Betriebe) einen Vorteil aus der Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage. Hingegen zeigen die ersten Abschätzungen, dass Betriebe die tagsüber viel Strom verbrauchen (z.B. Gewerbe und Einzelhandel) höhere Zahlungen durch die Dynamisierung erwarten müssen.

Das Ausmaß der Verteilungseffekte liegt in der Größenordnung der BEE-Studie¹⁰⁶. Dort wird die Auswirkung auf inflexible Verbraucher mit Zusatzkosten von 7-13% abgeschätzt.

Schritt 2: Gesamtwirtschaftliche Betrachtung innerhalb des Adressatenkreises

Um die gesamte Umverteilungswirkung innerhalb des Adressatenkreises zu schätzen, nutzen wir die Ergebnisse der Einzelwirtschaftlichen Betrachtung und führen im Rahmen von **Modul 4** zusätzliche quantitative Analyse durch. Die Analyse basiert auf die folgenden Annahmen:

- keine Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage auf Stromverbrauchprofile und somit auf die Großhandelspreise;
- 50% der Verbraucher im Adressatenkreis mit überproportionalem Verbrauch in den Niedrigpreisstunden (bevorteilt durch eine multiplikative EEG-Umlage) und 50% mit überproportionalem Verbrauch in den Hochpreisstunden (benachteiligt durch eine multiplikativen EEG-Umlage);
- drei Sensitivitäten bezüglich der Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf die Strombezugskosten unter Berücksichtigung der Großhandelspreise und der derzeitigen bzw. geschätzten zukünftigen statischen EEG-Umlage:
 - 10% als Obergrenze der möglichen Umverteilungswirkungen¹⁰⁷;

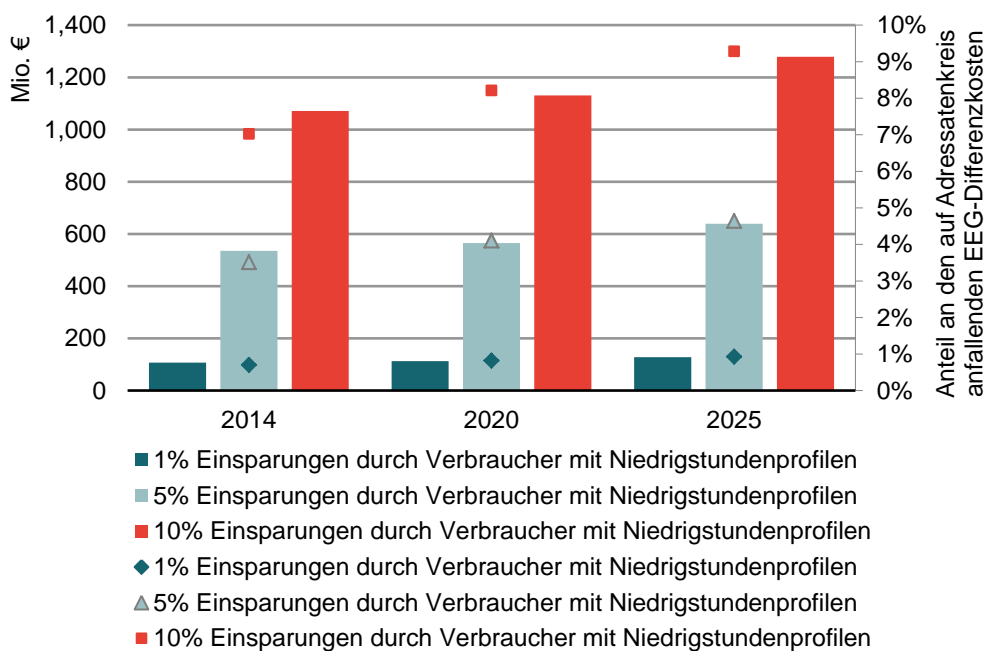
¹⁰⁶ Vgl. BEE (2015).

¹⁰⁷ In Anlehnung an den Ergebnissen aus Schritt 1 und BEE (2015).

- 5% als mittlere Sensitivität; und
- und 1% als Untergrenze der möglichen Umverteilungswirkungen.

Abbildung 17 zeigt die Einsparungen an Stromkosten EEG-Umlage durch die bevorteilten Verbraucher im Adressatenkreis absolut und als Anteil der auf den Adressatenkreis anfallenden EEG-Differenzkosten. Diese Einsparungen müssen durch die benachteiligten Verbraucher getragen werden.

Abbildung 17. Mögliche Umverteilungseffekte einer multiplikativen EEG-Umlage aufgrund unterschiedlichen Verbrauchsprofile



Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: In der Berechnung wurde keine Verbrauchsanpassung als Reaktion auf eine Dynamisierung der EEG-Umlage berücksichtigt („ceteris paribus“-Effekt).

Die Einsparungen durch die Verbraucher mit überproportionalem Verbrauch in den Niedrigpreisstunden ohne jegliche Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage auf Lastmanagement würde bei 2014-Preisen zwischen ca. 100 Mio. € (bei der Sensitivität mit 1% Einsparungen) und ca. 1 Mrd. € (bei der Sensitivität mit 10% Einsparungen) liegen und einen steigenden Trend aufweisen. Dies würde in 2014 jeweils 0,7% bis 7% an den durch den Adressatenkreis zu tragenden EEG-Differenzkosten ausmachen und in 2025 auf jeweils 0,9% und 9,3% ansteigen.

4.3.6 Analyse der Effizienz in Bezug auf das Stromsystem

Unsere Analysen haben gezeigt, dass Anreize zur Lastflexibilisierung durch die Dynamisierung der EEG-Umlage erhöht werden können – dies betrifft die Effektivität des Instruments. Inwieweit durch die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage induzierte **zusätzliche Nachfrageflexibilität** die Effizienz des Stromsystems steigert, hängt davon ab, ob die Umlage auf rationale oder beschränkt rationale Akteure und in welchem Ausmaß sie wirkt:

- bei rationalen Akteuren besteht die Gefahr eines „Überanreizes“ zur Erschließung und Einsatz von Lastmanagement. Dies kann auch für den Einsatz bei beschränkt rationalen Verbrauchern gelten (z.B. bei Automatisierung der Abrufentscheidung); und
- bei beschränkt rationalen Akteuren kann eine Dynamisierung die Effizienz steigern, indem sie bestehende Verhaltenshemmnisse bei der Erschließung von Lastmanagementpotenzialen überwindet; es besteht auch hier die Gefahr eines Überanreizes, die aber als gering eingeschätzt wird.

Im Folgenden wird die Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf die Effizienz der Lastmanagemententscheidungen beider Verbrauchergruppen einzeln dargestellt.

Beschränkt rational agierende Stromverbraucher

Wie in **Abschnitt 4.3.1** erläutert, kann die individuelle Stromverbrauchsentscheidung Stromverbraucher beschränkt rational sein. Dies betrifft tendenziell kleine Stromverbraucher, wie z.B. Haushalte und kleine Industrie- und GHD-Unternehmen.¹⁰⁸ Die beschränkte Rationalität hat unterschiedliche Bedeutung für die Optimierung der Erschließungs- und Abrufentscheidung von Akteuren. Somit hat eine multiplikative EEG-Umlage unterschiedliche Auswirkung auf die Effizienz des Stromsystems.

- **Zusätzliches Erschließen von Nachfrageflexibilität** – Es ist denkbar, dass beschränkt rationale Verbraucher kostengünstige (d. h. volkswirtschaftliche effizient) Nachfrageflexibilitäten aufgrund von Verhaltensanomalien (z.B. „Trägheit“ oder „Status-Quo Bias“) nicht erschließen. Wird durch die Dynamisierung der EEG-Umlage das Erschließen dieser Lastmanagementpotenziale angereizt, kann dies aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effizient sein. Eine multiplikative EEG-Umlage

¹⁰⁸ Es ist jedoch zu beachten, dass nicht alle kleinen Verbraucher beschränkt rational sein müssen, genauso wenig wie alle großen Verbraucher vollkommen rational agieren.

kann jedoch in Bezug auf Erschließen von Nachfrageflexibilität keine Effizienzsteigerungen herbeiführen, wenn

- die zusätzlichen Anreize nicht ausreichen, um durch Verhaltensanomalien bedingten Hemmnisse in der Erschließung zu überwinden; oder
- die zusätzlichen Anreize so stark sind, dass auch beschränkt rationale Verbraucher zu stark in die Erschließung von Nachfrageflexibilität investieren und somit auch in nicht kostengünstige Potenziale investieren, was jedoch eher als unwahrscheinlich eingeschätzt wird.

Wie sich eine multiplikative EEG-Umlage auf die Erschließungsanreize beschränkt rationaler Verbraucher auswirkt und welcher Stärke die Anreize optimal sind, hängt vom Einzelfall ab und ist letztlich eine empirische Frage.

- **Zusätzlicher Abruf von Nachfrageflexibilität** – Die für die beschränkte Rationalität verantwortlichen Faktoren haben einen geringeren Einfluss auf die Abrufentscheidung bereits erschlossener Lastmanagement-Kapazitäten. Nach Überwindung der anfänglichen Hemmnisse zur Erschließung dürfte der Einsatz größtenteils rational, z.B. aufgrund von Automatisierung oder Unterstützung durch externe Dienstleister, erfolgen. Der Zusatzanreiz durch die Dynamisierung der EEG-Umlage würde somit dazu führen, dass zu „teure“ Nachfrageflexibilität zu früh (im Vergleich mit anderen Flexibilitäten) eingesetzt wird. Dies ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ineffizient.

Rational agierende Stromverbraucher und Erzeuger

Wie im **Abschnitt 4.3.1** geschildert, ist insbesondere bei mittleren und großen Unternehmen weitestgehend von Rationalität in der Stromverbrauchsentscheidung auszugehen. Bei solchen Verbraucher spielen Verhaltensanomalien i. d. R. keine bzw. eine nur untergeordnete Rolle. Eine multiplikative Umlage schafft „Überanreize“ für Lastflexibilisierung, die mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass auch ineffiziente (d. h. zu „teure“) Lastmanagementpotenziale erschlossen und abgerufen werden.¹⁰⁹

- **Die Referenz für den gesamtwirtschaftlichen Nutzen von Lastflexibilität ist der Großhandelspreis** – An der Strombörse EPEX Spot wird der Preis in einer Stunde durch das letzte zugeschlagene Gebot bestimmt – dies entspricht dem teuersten Kraftwerk, das noch zur Deckung

¹⁰⁹ Die Höhe des Überanreizes ist eine empirische Frage und wird an dieser Stelle nicht näher untersucht.

der Nachfrage benötigt wird. Die Großhandelspreise spiegeln somit die variablen Kosten der Stromerzeugung des Grenzkraftwerks wider. Wird dieses Kraftwerk aufgrund eines Abrufs von Lastmanagement nicht mehr eingesetzt, werden aus volkswirtschaftlicher Sicht die variablen Erzeugungskosten eingespart, bestehend aus den Kosten für Brennstoffe, CO₂ und sonstiger variabler Betriebskosten.¹¹⁰

- **Die dynamische EEG-Umlage „überhört“ die Endkundenpreisschwankungen im Vergleich zum Großhandelspreis und bewirkt somit ein Auseinanderfallen von betriebswirtschaftlichen Erlösen und gesamtwirtschaftlichem Wert** – Durch die multiplikative Kopplung der Höhe der EEG-Umlage an den stündlich schwankenden Großhandelspreis (z.B. den Day-ahead-Preis) steigt die Schwankung der Endkundenpreise gegenüber dem effizienten Benchmark des Großhandelspreises erheblich, insofern die Preissignale bei den Verbrauchern ankommen – eine Grundvoraussetzung, damit die dynamische EEG-Umlage wirken kann. Beträgt der Multiplikator auf den Day-ahead-Preis beispielsweise 1,7¹¹¹, steigt die Schwankung der Endkundenpreise auf das 2,7 fache der Schwankung der stündlichen Großhandelspreise. Dies bedeutet beispielsweise, dass eine Lastverschiebung zwischen zwei Zeitpunkten mit einer Großhandelspreisdifferenz von 10 €/MWh, die den Wert der eingesparten Brennstoff- und CO₂-Kosten widerspiegelt, dann ausgeführt wird, wenn die Kosten der Lastverschiebung kleiner als 27 €/MWh sind. Es werden mehr Kosten für Lastverschiebung aufgewandt als die alternative eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes gekostet hätte. Betriebswirtschaftliche Erlöse für Kraftwerke und Lastmanagementmaßnahmen einerseits und der jeweilige volkswirtschaftliche Nutzen andererseits stimmen nicht mehr überein und es kommt zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen.

Der artifizielle Preiseffekt und die Divergenz von betriebswirtschaftlichen Anreizen und volkswirtschaftlichem Nutzen erzeugen folgenden Ineffizienzen:

- **Der Abruf bereits erschlossener Potenziale erfolgt zu häufig** – Der Abruf von Lastmanagement wird dann ausgelöst, wenn im Fall der Lastverschiebung die Preisdifferenz zwischen zwei Zeitpunkten (bzw. im Fall eines Lastverzichts das Niveau des Endkundenpreises) über den Abrufkosten liegt. Die Abrufkosten stehen für die variablen Kosten, die bei den Verbrauchern durch den Abruf ausgelöst werden (z.B. entgangene

¹¹⁰ In knappen Stunden mit hohen Preisen können zudem Fixkostenanteile in Form von sogenannten „Mark-ups“ enthalten sein.

¹¹¹ Vgl. BEE (2015).

Wertschöpfung). Durch die „artifizuell“ erhöhte Schwankung des Endkundenpreises wird Lastmanagement auch dann abgerufen, wenn die Abrufkosten über den Preisdifferenzen am Großhandel liegen. Die eingesparten Erzeugungskosten liegen in einem solchen Fall unter den Kosten für den Abruf – dies bedeutet eine Steigerung der Systemkosten (Ineffizienz).

- **Es werden auch zu teure Lastmanagementpotenziale erschlossen** – Sofern die Wirtschaftsakteure rationale Entscheidungen treffen, (wir gehen bei größeren Industrie- und GHD-Kunden i. d. R. hiervon aus), werden technische Lastmanagementpotenziale dann erschlossen, wenn der Nutzen die Kosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht übersteigt. Eine Investitionsentscheidung ist immer dann ineffizient, wenn das betriebswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Verhältnis nicht mit dem volkswirtschaftlichen übereinstimmt. Dies ist nutzenseitig der Fall: Der betriebswirtschaftliche Nutzen auf Basis des Endkundenpreises liegt durch die überhöhten Preisschwankungen über dem volkswirtschaftlichen Nutzen auf Basis des Großhandelspreises. Es werden somit auch zu teure Lastmanagementpotenziale noch erschlossen.
- **Die Dynamisierung schafft neue Verzerrungen¹¹² im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen im Stromsektor** – Die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage erhöht die Schwankung der Endkundenpreises und somit die Erschließung und die Abrufhäufigkeit von Lastmanagement und dezentrale Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung. Für die Investition und den Abruf zentraler Flexibilitäten (z.B. Pumpspeicher und Spitzenlastkraftwerke) ist jedoch weiterhin der weniger schwankende Großhandelspreis relevant. Im Wettbewerb untereinander werden zentrale Flexibilitäten benachteiligt und durch das zusätzliche Lastmanagement teilweise verdrängt. (siehe hierzu auch **Abschnitt 4.6.1**).

4.3.7 Transaktionskosten

Die Transaktionskosten einer dynamischen EEG-Umlage entstehen bei den Verbrauchern vor allem durch den erhöhten Aufwand für die Prüfung der Stromrechnungen inklusive der dynamischen EEG-Umlage. Nach unseren Erfahrungen gehen wir davon aus, dass für die zusätzliche Prüfung der Rechnungen pro Jahr zusätzlich 30 Minuten durch eine qualifizierte Person aufgewandt werden müssen.

¹¹² Die statische EEG-Umlage schafft ebenfalls Verzerrungen. Siehe **Abschnitt 4.9** für eine Zusammenfassung von Vor- und Nachteile der multiplikativen EEG-Umlage.

In **Anhang 1** wird ermittelt, dass im Sektor der nicht-energieintensiven Industrie ca. 40.000 Betriebe von der dynamischen EEG-Umlage betroffen sind. Im GHD-Sektor sind maximal 300.000 Betriebe betroffen.

Eine Hochrechnung mit der Annahme, dass eine Arbeitsstunde 60 € Personalkosten verursacht, führt zu Transaktionskosten für die Rechnungsprüfung in Höhe von ca. 10 Mio. € pro Jahr. Die Effizienzgewinne einer dynamischen EEG-Umlage müssen diese Transaktionskosten übersteigen, damit die Einführung gesamtwirtschaftlich effizient sein kann.

4.4 Eigenerzeuger

Eigenerzeugter Strom ist vollständig oder teilweise von wesentlichen Strompreisbestandteilen (unter anderem der EEG-Umlage) befreit. Dies führt zu einem Kostenvorteil der Eigenerzeugung im Vergleich zum Netzbezug. Im Ergebnis werden dementsprechend Erzeugungsanlagen, die Strom zum Eigenverbrauch erzeugen und (mit Netzentgelten und Umlagen belasteten) Netzbezug ersetzen, bei Ansatz einer statischen EEG-Umlage in stärkerem Maße eingesetzt als effizient: Die Anlagen kommen auch in Stunden zum Einsatz, in denen die variablen Kosten der Stromerzeugung über dem Preis am Großhandelsmarkt liegen - d.h. die Stromerzeugung in anderen Anlagen ist günstiger, aber es kommt dennoch zur Eigenerzeugung.

An diesem Vorteil, der zu einem ineffizienten Einsatz der Eigenerzeugungsanlagen führen kann, setzt die dynamische EEG-Umlage an: Durch die multiplikative Kopplung der EEG-Umlage an den stündlichen Großhandelspreis sinkt der Wert des Vorteils durch die vermiedenen Umlagen und die Einsatzentscheidung in Niedrigpreisstunden wird stärker an den Großhandelspreis gekoppelt im Vergleich zu einer statischen EEG-Umlage.

Vor diesem Hintergrund untersuchen wir in diesem Abschnitt folgende Fragestellungen:

- Inwieweit wäre in der stromwirtschaftlichen Praxis mit einer Anpassung des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen zu rechnen? (erwartetes Ausmaß)?
Inwieweit und in welchem Ausmaß die Dynamisierung zu einer tatsächlichen Anpassung der Kraftwerkseinsatzentscheidungen führt, hängt allerdings insbesondere davon ab,
 - inwieweit der eigenerzeugte Strom von der Zahlung der EEG-Umlage befreit ist (ist er nicht befreit ergibt sich keine Wirkung, zum Beispiel bei neu errichteten, fossil befeuerten Kraftwerken, die keine hocheffizienten KWK-Anlagen sind);

- welche Kosten- und Erlösstrukturen die Eigenerzeugungsanlagen haben, insbesondere ob diese Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden; und
- welche sonstigen Entgeltbestandteile (Netzentgelte, KWK-Umlagen, Steuern, etc.) sich durch den Eigenverbrauch zusätzlich zur EEG-Umlage vermeiden lassen.

Wir untersuchen diese Zusammenhänge im Folgenden anhand von Beispielen. (Wirkung auf die Effektivität des Instruments)

- Inwieweit führt die Anpassung des Einsatzes zu einer Verbesserung der Effizienz des Stromsystems?

Grundsätzlich wirkt das Instrument effizienzsteigernd. Allerdings sind bei einer erweiterten Beurteilung z.B. auch Transaktionskosten zu berücksichtigen. Zudem ist das Ausmaß der Effizienzsteigerungen von der Effektivität (siehe oben) abhängig. (Effizienz des Instruments)

Die Kernergebnisse der im weiteren beschriebenen Analysen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Kernergebnisse

- Die statische EEG-Umlage wirkt in ineffizienter Weise auf den Einsatz und die Zubauentscheidung von Erzeugungsanlagen für die Eigenerzeugung. Dies betrifft alle Anlagen, deren Stromerzeugung von Umlagen, Netzentgelten und Steuern (einschließlich EEG-Umlage) gänzlich oder teilweise befreit sind und die Netzbezug verdrängen, für den diese Preiskomponenten zu zahlen sind.
- In der stromwirtschaftlichen Praxis betrifft dies v.a. Stromerzeugung für industrielle und gewerbliche Prozesse – faktisch hier insbesondere die Kraft-Wärme-Kopplung. Allerdings ist der Einfluss einer Dynamisierung der EEG-Umlage auf die Einsatzentscheidungen von Erzeugungsanlagen auf Niedrigpreisstunden begrenzt. Dies liegt zum einen am Einfluss weiterer Preisbestandteilen für den Netzbezug, wie z.B. der sonstigen Umlagen und den Netzentgelten, und zum anderen an der kostenmindernden Wärmegutschrift, die die Einsatzentscheidungen auch bei Umstellung auf eine dynamische EEG-Umlage beeinflussen.

In diesem Abschnitt gehen wir wie folgt vor:

- Darstellung der Struktur der Eigenerzeugung in Deutschland und der untersuchten Anwendungsfälle (**Abschnitt 4.4.1**); und

Wirkungsanalyse und Bewertung

- Analyse der Wirkung auf den Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Eigenerzeugungsanlagen (**Abschnitt 4.4.2**).

4.4.1 Struktur der Eigenerzeugung in Deutschland und untersuchte Anwendungsfälle

In diesem Abschnitt wird die Struktur der Eigenerzeugungsanlagen dargestellt. Hierbei fokussieren wir auf die Eigenerzeugung in thermischen Kraftwerken (insbesondere nicht Erneuerbare Energien, d.h. v.a. nicht Eigenerzeugung aus PV).¹¹³

Auf dieser Basis werden daraufhin im nächsten Schritt typische Anwendungsfälle definiert, die in der Wirkungsanalyse der dynamischen EEG-Umlage untersucht werden.

Struktur der industriellen Eigenerzeugung in Deutschland

Die folgende Darstellung der Eigenerzeugung basiert auf einer Auswertung der durch die BNetzA veröffentlichten Kraftwerksliste¹¹⁴. Mit dieser Datengrundlage sind zwei Einschränkungen verbunden:

- **Nichterfassung von Kleinanlagen** - Die Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen im GHD Sektor weisen in der Regel elektrische Leistungen unter 10 MW_{el} auf. Wegen dieser geringen Leistung werden diese Anlagen in der Kraftwerksliste der BNetzA nicht erfasst.
- **Komplexe Eigentümerstrukturen** - Die teils sehr komplexen Eigentümerstrukturen an Kraftwerken werden in der Kraftwerksliste der BNetzA nicht dargestellt. Dies kann dazu führen, dass die Scheibe eines Kraftwerks, welches der allgemeinen Versorgung zugeordnet wurde, tatsächlich für die Eigenerzeugung eingesetzt wird.

Aufgrund dieser Einschränkungen sind die Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet. Für den Zweck der Definition von typischen Anwendungsfällen von Eigenerzeugung sind sie jedoch unproblematisch.

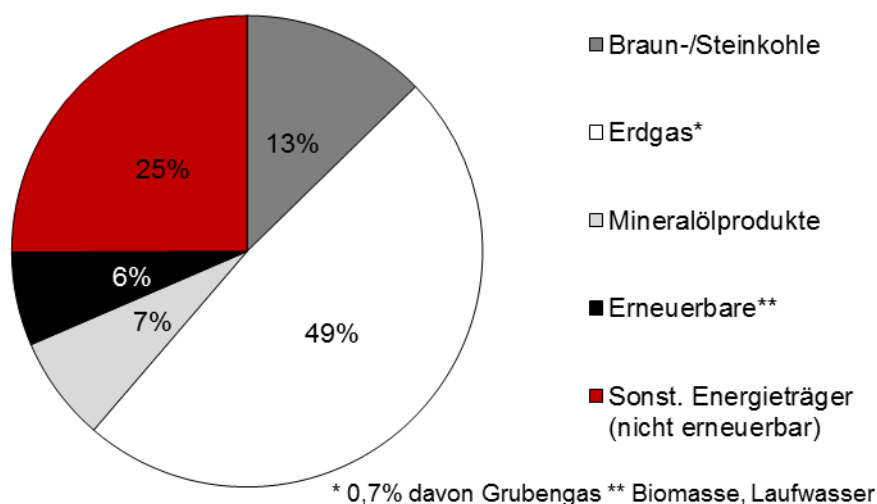
¹¹³ Theoretisch könnten auch Erneuerbare (faktisch v.a. PV) von einer Dynamisierung der EEG-Umlagen betroffen sein. Allerdings sind die Wirkungen auf den Anlagenbestand aufgrund der geringen variablen Erzeugungskosten und der Förderung nach EEG-Einspeisetarifen sehr gering. Erzeugungsvolumina außerhalb der EEG-Einspeisetarife erfolgen zudem nicht preisorientiert. Bei Neuanlagen sind die Effekte ebenfalls gering, da diese entweder nicht von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind (Anlagen > 10 kW) oder bei kleinen Anlagen die Erzeugung absehbar nicht nach Großhandelspreisen erfolgen wird (Anlagen < 10 kW). Zudem ist ein Großteil der PV-Anlagen in Deutschland bei Haushaltskunden installiert, die aufgrund der SLP-Bilanzierung nicht unter eine dynamische EEG-Umlage fallen würden.

¹¹⁴ Vgl. BNetzA (2015).

In einem ersten Schritt wurden die Einträge in der Kraftwerksliste in Anlagen zur industriellen Eigenerzeugung und kommerzielle Kraftwerksanlagen unterschieden. In Summe wurden in der Kraftwerksliste industrielle Eigenerzeugungsanlagen mit 9,2 GW elektrischer Leistung identifiziert. Mit ca. 8,7 GW wird der Großteil dieser Leistung nicht nach EEG gefördert. Der Leistungsanteil der Anlagen, bei denen Wärme ausgekoppelt wird, beträgt 8,9 GW.

Abbildung 18 zeigt die Verteilung der installierten elektrischen Leistung auf die verschiedenen Brennstoffe. Es ist ersichtlich, dass fast die Hälfte der elektrischen Leistung von erdgasbefeuerten Eigenerzeugungsanlagen stammt. Braun-/Steinkohle (13%), Mineralölprodukte (7%) und erneuerbare Energien (6%) werden ebenfalls eingesetzt. Bei etwa einem Viertel der elektrischen Leistung ist „sonstiger Energieträger (nicht erneuerbar)“ als Brennstoff der Eigenerzeugungsanlagen vermerkt.

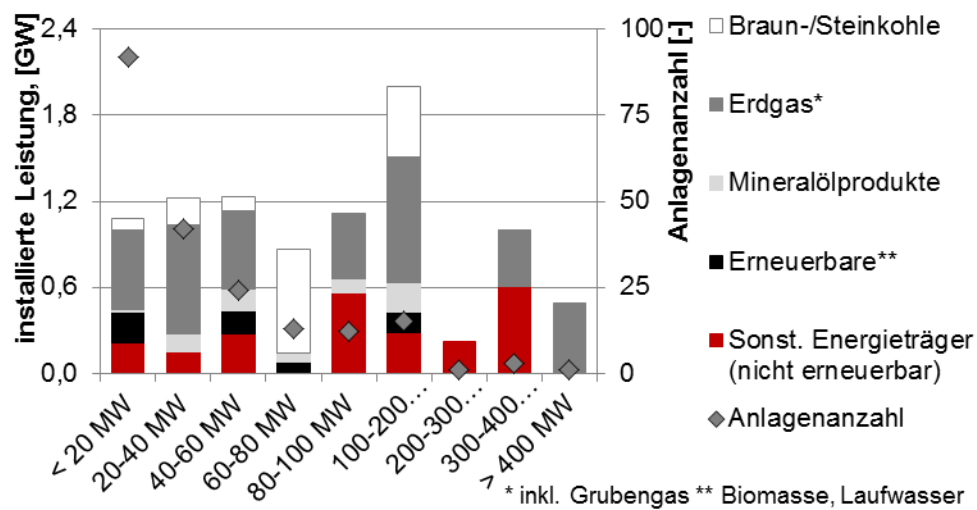
Abbildung 18. Gesamte industrielle Eigenerzeugungsleistung (9,2 GW) nach Brennstoffen



Quelle: BET/Frontier basierend auf BNetzA (2015)

In **Abbildung 19** ist die elektrische Leistung der Eigenerzeugungsanlagen in Abhängigkeit der Anlagengrößen dargestellt. Es werden demzufolge etwa 5,5 GW elektrischer Leistung von Anlagen mit einer Größe von weniger als 100 MW bereitgestellt. Weitere 2 GW stammen aus Anlagen mit einer Leistung zwischen 100 und 200 MW. Die verbleibenden 1,7 GW stammen von wenigen Anlagen mit elektrischen Leistungen größer als 200 MW.

Abbildung 19. Elektrische Leistung der Eigenerzeugungsanlagen nach Anlagengröße und Brennstoff



Quelle: BET/Frontier basierend auf BNetzA (2015)

Weitere Details zur Anlagenstruktur nach Sektoren sind in **Anhang 3** dargestellt.

Ableitung typischer Anwendungsfälle für die weitere Analyse

Für die weiteren Untersuchungen werden in **Tabelle 5** vier Anwendungsfälle für die Sektoren GHD und Industrie definiert. Diese Anwendungsfälle bilden die Grundlage für die Wirkungsanalyse der dynamischen EEG-Umlage. Entsprechend der Struktur der Eigenerzeugung sind die Anwendungsfälle differenziert nach

- Größe der Anlagen (0,5 bis 450 MW_{el});
- Brennstoffen (Erdgas und Steinkohle als typischen Brennstoffe); sowie
- Technologien (BHKW, Gasturbine, Dampfturbine, GuD).

Zudem nehmen wir an, dass die Anlagen als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrieben werden, die in der Eigenerzeugung sehr häufig anzutreffen sind. Damit decken die Beispiele das Spektrum typischer Anlagen ab.

Tabelle 5. Definierte Anwendungsfälle zur Eigenerzeugung im GHD und industriellen Sektor

Sektor	Anlagentyp	Leistung
GHD	BHKW	0,5 MW _{el}
Industrie	Gasturbine mit KWK	10 MW _{el}
Industrie	Steinkohle DT mit KWK	20 MW _{el}
Industrie	GuD mit KWK	450 MW _{el}

Quelle: Frontier/BET

Die Anlagenauslegungen erfolgen im Einzelnen vor dem folgenden Hintergrund:

- **GuD:** Typischerweise werden erdgasbefeuerte Anlagen mit hoher Leistung als Gas- und Dampfturbinenanlagen konzipiert. Daher wird ein Anwendungsfall GuD mit Wärmeauskopplung repräsentativ für größere Anlagen mit 450 MW elektrischer Leistung definiert.
- **Gasturbine:** Kleinere gasbefeuerte Anlagen werden meist als Gasturbinenkraftwerke - oder in Form von BHKW als Motorenkraftwerke - realisiert werden (s.u.). Es wird deswegen ein weiterer Anwendungsfall Gasturbine mit Wärmeauskopplung definiert. Mit 10 MW elektrischer Leistung und Wärmeauskopplung ist dieser Fall repräsentativ für viele Fälle in der Industrie.
- **Steinkohle mit Dampfturbine:** Wegen der erhöhten Verbreitung der Energieträger Kohle im Bereich kleiner bis mittelgroßer Eigenerzeugungsanlagen wird ein Anwendungsfall für den Betrieb mit Steinkohle definiert. Für diesen Anwendungsfall erscheint eine Anlagengröße von 20 MW elektrischer Leistung sinnvoll.
- **BHKW:** Aufgrund niedriger Strom- und Wärmebedarfe wird für den Sektor GHD ein Anwendungsfall Blockheizkraftwerk (BHKW) definiert. Ein typischer Strombedarf im GHD-Sektor wird mit 500 kW eingeschätzt. Mit dieser Leistung lassen sich bspw. Beförderungs-, Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen sowie die Beleuchtung eines größeren Kaufhauses betreiben.

4.4.2 Wirkung auf den Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Eigenerzeugungsanlagen

Im Folgenden Abschnitt wird die Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Eigenerzeugungsanlagen untersucht. Hierbei gehen wir wie folgt vor:

- Konzeptionelle Analyse der Wirkungen auf den Einsatz und die Investitions-/Stilllegungsentscheidungen von Eigenerzeugungsanlagen;
- Quantitative Analyse der Wirkung auf die Einsatzentscheidung von Eigenerzeugung, untergliedert in Ansatz und Ergebnis.

Grundsätzliche Wirkung auf die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und die Investitions-/Stilllegungsentscheidungen

Strom aus Eigenerzeugung ist teilweise oder vollständig von staatlich induzierten Preisbestandteilen von wesentlichen Strompreisbestandteilen (unter anderem der EEG-Umlage) befreit. Dies führt zu einem Kostenvorteil der Eigenerzeugung im Vergleich zum Netzbezug. Im Ergebnis werden dementsprechend Erzeugungsanlagen, die Strom zum Eigenverbrauch erzeugen und (mit Netzentgelten und Umlagen belasteten) Netzbezug ersetzen, bei Ansatz einer statischen EEG-Umlage in stärkerem Maße eingesetzt als effizient: Die Anlagen kommen auch in Stunden zum Einsatz, in denen die variablen Kosten der Stromerzeugung über dem Preis am Großhandelsmarkt liegen – d.h. die Stromerzeugung in anderen Anlagen ist günstiger, aber es kommt dennoch zur Eigenerzeugung. Bei statischer EEG-Umlage besteht also eine Ineffizienz im Besonderen in Niedrigpreisstunden, in denen die Anlagen aus Kostengesichtspunkten nicht erzeugen sollten.

Eine multiplikative EEG-Umlage kann die volkswirtschaftliche **Effizienz der Einsatzentscheidung** von Eigenerzeugungsanlagen im Vergleich zu einer statischen EEG-Umlage verbessern, indem in Niedrigpreisstunden der relative Vorteil von Eigenerzeugungsstrom gegenüber Netzbezug gesenkt wird. Durch die Kopplung der Höhe der EEG-Umlage an den Großhandelspreis sinkt in Stunden mit geringen Strompreisen die Höhe der Preisbestandteile, von denen die Eigenerzeugung befreit ist. Dies verringert den Vorteil der Eigenerzeugung gegenüber dem Netzbezug.

Wenn die Eigenerzeuger in solchen Stunden die Anlagen herunterfahren und Strom aus dem Netz beziehen, hat dies zwei Effekte:

- In Niedrigpreisstunden wird der günstigere Strom aus dem Großhandel (in der Regel EE-Strom) statt des Eigenerzeugungsstroms verbraucht; und
- in Niedrigpreisstunden wird die am Markt spürbare Nachfrage aufgrund des höheren Netzbezugs gesteigert, so dass die Anzahl der Stunden, in

denen EE-Erzeugung abgeregelt werden muss bzw. – bei negativen Preisen – konventionelle Erzeugung zahlen muss, um produzieren zu dürfen, sinkt.

Im Folgenden analysieren wir anhand der definierten Beispielfälle, inwieweit die konzeptionell identifizierten Wirkungen einer dynamisierten EEG-Umlage in der Praxis eine stärkere Orientierung der Einsatzentscheidung der Eigenerzeugung am Großhandelsmarkt bewirken kann.¹¹⁵ Im Fokus der Analyse steht dabei der wirtschaftliche Einsatz der Anlagen als Alternative zum Strombezug stehen¹¹⁶.

Vor diesem Hintergrund kann eine Dynamisierung der EEG-Umlage auch **die Effizienz von Investitionen/Stilllegungen** erhöhen: Falls die multiplikative EEG-Umlage den Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen reduziert, kann dies das Verhältnis zwischen Nutzen und Kosten der Anlage in effizienter Weise verschieben und somit ihre Gesamtwirtschaftlichkeit beeinflussen – dies hat Auswirkungen auf Stilllegungs- und Neubauentscheidungen der Eigenerzeuger. Im Einzelnen wägt ein Eigentümer/Investor von Eigenerzeugungsanlagen hierbei immer Nutzen gegen Kosten der Eigenerzeugung ab:

- **Der Nutzen aus Eigenerzeugung** ergibt sich aus den vermiedenen Kosten für Strombezug aus dem Netz. Diese bestehen aus Großhandelspreisen, Netzentgelten und Umlagen, inkl. einer EEG-Umlage¹¹⁷.
- **Die Kosten für Eigenerzeugung** bestehen aus Kapitalkosten für die Investition in der Anlage, jährlichen Betriebskosten und variablen Kosten, die beim Einsatz der Anlage anfallen. Die variablen Kosten setzen sich aus variablen Betriebskosten, Kosten für die Input-Faktoren (Brennstoff und CO₂-Emissionen)¹¹⁸ und ggf. Stromsteuer für Anlagen mit installierter Kapazität größer als 2 MW¹¹⁹, abzüglich etwaigen Gutschriften für KWK-

¹¹⁵ Die Rückwirkungen auf den Großhandelspreis durch die gestiegene Nachfrage werden in der Partialanalyse nicht abgebildet.

¹¹⁶ Eigenerzeugungsanlagen konkurrieren mit anderen Kraftwerken für die Stromerzeugung. Falls sie gleichzeitig Strom und Wärme produzieren (i.e. KWK-Anlagen), stehen sie außerdem in Wettbewerb mit anderen Systemen der Wärmeerzeugung. Die Wirtschaftlichkeit von Eigenerzeugungsanlagen hängt daher ab von deren Kosten über ihre gesamte Lebensdauer im Vergleich zu den Einsparungen durch den vermiedenen Strombezug, bei KWK-Anlagen auch Einsparungen durch vermiedenen Wärmebezug, über den Markt. Im Fokus der folgenden Analyse wird der wirtschaftliche Einsatz der Anlagen als Alternative zu Strombezug stehen, da Wärmeerzeugung nicht von der EEG-Umlage betroffen ist.

¹¹⁷ Umlage für abschaltbare Lasten, KWK-Aufschlag, § 19 StromNEV-Umlage, Konzessionsabgabe und Offshore-Haftungsumlage.

¹¹⁸ Im Falle von Eigenerzeugung aus erneuerbaren Energien sind die variablen Kosten für den Input null. Diese stehen jedoch nicht im Fokus der Analyse.

¹¹⁹ Gem. § 9 (1) 3 StromStG. Grundsätzlich ist, bis auf die Fälle des § 9 (1) 3 StromStG, eigenerzeugter Strom wie Strom aus dem öffentlichen Netz stromsteuerpflichtig. Für Unternehmen des

bzw. EE-Förderung¹²⁰, zusammen. Bei Eigenverbrauch aus Anlagen, die ans öffentliche Netz angeschlossen sind, fallen außerdem variable Netzkosten an¹²¹. Zusätzlich dazu müssen Neuanlagen ab dem 01.08.2014 einen steigenden Anteil der EEG-Umlage zahlen.¹²²

Eine statische EEG-Umlage kann dazu führen, dass die Investitionen in Eigenerzeugungsanlagen ineffizient hoch sind bzw. die Anlagen nicht zeitgerecht stillgelegt werden, da der Einsatz der Anlagen insgesamt zu hoch ist. Es können demnach auch „dynamische“ Ineffizienzen (also über eine längere Frist) auftreten.

Um die faktischen Wirkungen einer Dynamisierung der EEG-Umlage auf die Eigenerzeugung abzuschätzen, fokussieren wir im Folgenden zunächst auf die Einsatzentscheidungen der Kraftwerke: Nur wenn sich hier wesentliche Änderungen des Einsatzes ergeben, ist davon auszugehen, dass sich Investitions- und Stilllegungsentscheidungen der Eigenerzeuger wesentlich durch eine dynamische EEG-Umlage ändern würden. Zudem wäre die „Korrektur“ des kostensparenden Effektes der Vermeidung der EEG-Umlage im Vergleich zu einer statischen EEG-Umlage auf die Niedrigpreisstunden beschränkt, was die Rückwirkungen auf mögliche Investitions-/Stilllegungsentscheidungen einer dynamischen EEG-Umlage stark vermindert.

Auswirkung auf die Einsatzentscheidung von Eigenerzeugung: Ansatz

Die Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage auf die Einsatzentscheidung hängt konkret davon ab,

- wie sie das Verhältnis von variablen Kosten für Netzbezug zu Grenzkosten der Eigenerzeugung zugunsten des Netzbezugs verschiebt; und

produzierenden Gewerbes bestehen zahlreiche Regelungen, nach denen die Stromsteuer ganz oder teilweise (rück-)erstattet bzw. reduziert wird. Für Unternehmen des GHD-Sektors gelten diese Regelungen im Allgemeinen nicht. In diesem Sektor hat jedoch die Stromsteuerbefreiung nach § 9 (1) 3 StromStG für eigenerzeugten Strom aus Anlagen kleiner 2 MW elektrischer Leistung eine besondere Bedeutung.

¹²⁰ Die Förderung erfolgt pro Arbeitsstunde (€/MWh) und wird im Wärme-Kopplungs-Gesetz 2012 bzw. im Erneuerbaren-Energie-Gesetz 2014 geregelt.

¹²¹ Netzentgelte werden erhoben für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilnetze (§1 Stromnetzentgeltverordnung). Erzeuger und Verbraucher müssen keine Netz(nutzungs)entgelte zahlen, wenn sie keinen Zugang zum Netz der allgemeinen Versorgung bzw. dessen Nutzung nicht beanspruchen.

¹²² Gem. § 61 (1) und (3) EEG 2014.

- welche Rückwirkungen auf die sonstigen Preisbestandteile, insb. Netzentgelte¹²³ und EEG-Umlage¹²⁴ entstehen, die gegen den ersten Effekt wirken.¹²⁵

Ein möglicher ineffizienter Einsatz der Eigenerzeugungsanlage wird für die im **Abschnitt 4.4.1** definierten vier Anwendungsfällen im Bereich der nicht-energieintensiven Industrien und im GHD-Sektor für drei Fotojahre – 2014, 2020 und 2025 – untersucht¹²⁶. Für alle 8760 Stunden im Jahr vergleichen wir dabei:

- die Grenzkosten der Eigenerzeugung mit den Großhandelspreisen auf der einen Seite; und
- die Grenzkosten der Eigenerzeugung zuzüglich etwaiger Steuer und Umlagen für Eigenerzeugung mit den Kosten für Stromkauf auf der anderen Seite.

Daraus leiten wir die Anzahl der Stunden ab, in denen eine statische und eine multiplikative EEG-Umlage zu einer ineffizienten Einsatzentscheidung führen würden. Der Unterschied zwischen diesen Stunden gibt eine Indikation über den Effekt einer Dynamisierung.

In der Analysen nehmen wir weiterhin vereinfachend an, dass

- Vertriebe Preisschwankungen im Großhandelsmarkt vollständig an die Verbraucher weiter geben;
- die multiplikative EEG-Umlage gemäß dem Agora-Vorschlag¹²⁷ ausgestaltet ist;
- der Eigenerzeuger 8760 Stunden im Jahr Strom verbraucht – das heißt, er trifft 8760 Stunden die Entscheidung, ob er Strom aus dem Netz oder durch Einsatz der Eigenerzeugungsanlage bezieht;

¹²³ Die Netzentgelte können sich bei einem Verzicht auf Eigenerzeugung zugunsten des Stromnetzbezugs dann ändern, wenn daraus eine andere Jahresspitzenlast und/oder ein anderer Gleichzeitigkeitsfaktor resultieren (vgl. § 16-17 StromNEV).

¹²⁴ Ein reduzierter Einsatz kann dazu führen, dass die zu zahlende EEG-Umlage auf 100% steigt, wenn eine KWK-Neuanlage aufgrund des veränderten Einsatzes nicht mehr einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% nach § 53a Abs. 1 (2) 2 des Energiesteuergesetzes erreicht (§ 61 (1) der EEG 2014).

¹²⁵ § 61 (1) der EEG 2014.

¹²⁶ Die Berechnungen stützen sich auf historische Day-ahead-Preise von der EPEX für 2014 und modellierte Großhandelspreise für 2020 und 2025 gemäß dem Referenzszenario in Frontier/Formaet (2014).

¹²⁷ Vgl. Ecofys / RAP (2014).

- Die Eigenerzeugungsanlage nicht am öffentlichen Netz angeschlossen ist, so dass der Stromverbrauch aus Eigenerzeugung von arbeitsbasierten Netzentgelten befreit ist¹²⁸; und
- keine Rückwirkungen von veränderten Einsatzentscheidungen auf die sonstigen Preisbestandteile, insbesondere Netzentgelte, bestehen.¹²⁹

Weitere Details über die die Analyse und die liegenden Annahmen finden sich im **Anhang 3**.

Auswirkung auf die Einsatzentscheidung: Ergebnis

Die quantitative Analyse zeigt, dass

- eine multiplikative EEG-Umlage die volkswirtschaftlich sinnvollen Anreize für die Einsatzentscheidung von Eigenerzeugung, sich am Großhandelspreis zu orientieren, verbessern kann, aber
- die Effekte in der Praxis beschränkt sein dürften, sofern sich die Dynamisierung auf die EEG-Umlage beschränkt.

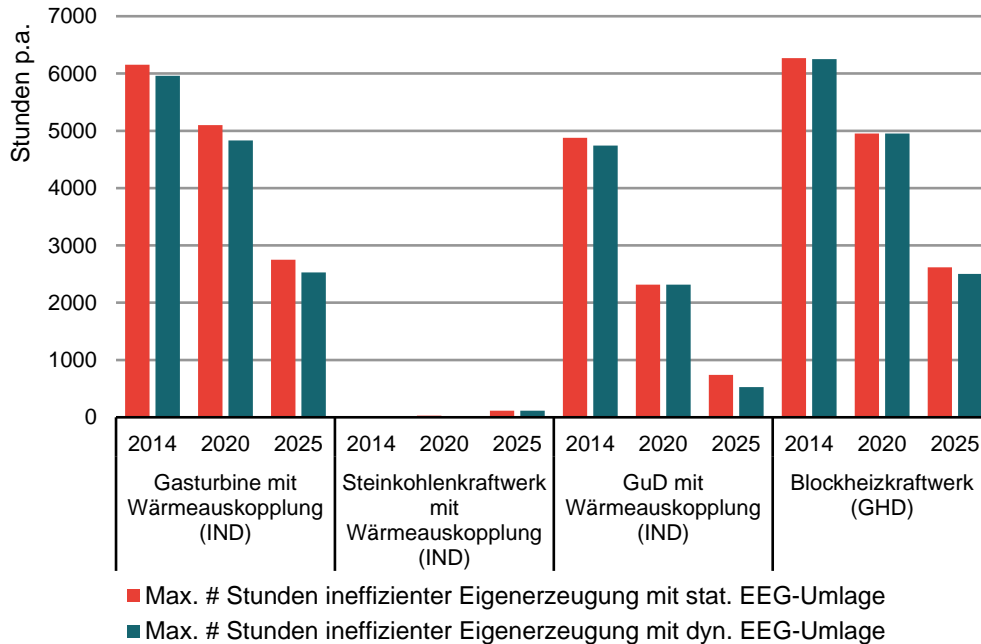
Abbildung 20 stellt die Anzahl der Stunden dar, in denen die analysierten Eigenerzeugungsanlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient eingesetzt wären (das heißt, Eigenerzeugung ist in der Stunde günstiger, obwohl die Grenzkosten der Eigenerzeugung unter dem Großhandelspreis liegen) unter der Annahme, dass der Verbraucher das ganze Jahr lang Strom konsumiert.¹³⁰ Dargestellt sind die entsprechenden Stunden bei statischer und bei dynamischer EEG-Umlage für die Jahre 2014, 2020 und 2025.

¹²⁸ Dies ist immer der Fall, wenn das Eigenerzeugungskraftwerk direkt in eine Kundenanlage einspeist – also bei elektrischen Anlagen hinter dem Zählpunkt, die im Besitz des Unternehmens sind. Das ist die Situation vieler Papierfabriken und kleineren Eigenerzeuger. Bei großen Anlagen kann die Anbindung zwischen Erzeugungs- und Kundenanlage über ein geschlossenes Verteilnetz (d.h. ein Verteilnetz im Besitz des Unternehmens auf dem Werksgelände) stattfinden. In diesem Fall muss ein unbundelter Netzbetreiber Netzentgelte erheben und vermiedene Netzentgelte auszahlen. Die Entnahmestellen des Unternehmens auf dem Werksgelände müssen dann Netzentgelte zahlen, obwohl die Eigenverbrauchsregelung bzgl. EEG-Umlage gilt. Bei solchen Eigenerzeugungsanlagen ist eine tendenzielle Verstärkung der Effektivität einer Dynamisierung zu erwarten. Eine Aufteilung der Netzentgelpflicht nach Anlagengröße oder Branche ist jedoch nicht möglich.

¹²⁹ Bei Neuanlagen sind auch Rückwirkungen auf die zu zahlende EEG-Umlage möglich. Hier werden jedoch Bestandsanlagen analysiert.

¹³⁰ Die dargestellten Effekte sind für die mögliche Wirkung einer Dynamisierung indikativ. Der tatsächliche Effekt wird vom Stromkonsumprofil des Anlagenbetreibers sowie von etwaigen Rückwirkungen eines veränderten Strombezugsprofils auf die sonstigen Preisbestandteile bei Netzbezug beeinflusst (siehe Annahmen zu Modul 2 in **Anhang 2**).

Abbildung 20. Maximale Anzahl Stunden mit ineffizientem Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen (Bestand) mit statischer und multiplikativer EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: abgebildet ist die Anzahl an Stunden, in denen Eigenerzeugung volkswirtschaftlich ineffizient ist (d. h. Grenzkosten > Großhandelspreis), aber einzelwirtschaftlich ein Anreiz besteht (d.h. Grenzkosten plus. evtl. anfallender Steuern und Umlagen < Endkundenpreis).

Die multiplikative EEG-Umlage wirkt sich, wie erwartet, in der Tendenz positiv auf die Effizienz der Einsatzentscheidung aus: Die Anzahl der Stunden im Jahr, in denen die Eigenerzeugungsanlagen ineffizient betrieben werden, sinkt. Die Unterschiede zwischen den vier Anwendungsfällen sind insbesondere auf Unterschiede in den Grenzkosten zurückzuführen (siehe **Abbildung 38** im Anhang), die die Ineffizienz aus volkswirtschaftlicher Sicht bestimmen, sowie Unterschiede in sonstigen Preisbestandteilen (variable Netzentgelte und Stromsteuer auf Eigenerzeugung), die für die einzelwirtschaftliche Fahrweise der Anlagen relevant sind.

Allerdings ist der Befund auf Basis der Berechnung in der Größenordnung eher moderat:

- **Differenzen gering** - Die Effektivität einer multiplikativen EEG-Umlage ist in den untersuchten Beispielen **auf die Niedrigpreisstunden** beschränkt. Grund dafür sind unter anderem Verzerrungen, die sich aus der Befreiung von Eigenerzeugung von sonstigen staatlich induzierten Preisbestandteilen ergibt. Außerdem schwächt der Preisdeckel auf die multiplikative EEG-Umlage ihre Wirkung.

- **Ineffizienzen auch bei statischer EEG-Umlage eher abnehmend** - Längerfristig (bis 2025) nimmt die Anzahl der Stunden mit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ineffizienter Entscheidung zwischen Eigenproduktion und Netzbezug bereits in einem Regime mit statischer Umlage ab. Dies kann durch zwei Effekte erklärt werden, die teilweise gegenläufig sind. Zum einen steigt die Volatilität der Großhandelspreise – die Anzahl und die Intensität der Niedrigpreisstunden steigen. Zum anderen entsteht ein Preiseffekt, bei dem sich steigende Brennstoffpreise weniger stark auf die Grenzkosten der Eigenproduktion (aufgrund von kostenmindernder Wärmegutschrift und KWK-Bonus) als auf die Großhandelspreise auswirkt. Aus diesem Grund sinkt die Anzahl der Stunden, in denen die Grenzkosten der Eigenerzeugung höher als die Großhandelspreise sind. Dieser Effekt überwiegt.
- **„Eigenerzeugungsprivileg“ bei Neuanlagen beschränkt** - Neue Eigenerzeugungsanlagen müssen zukünftig die EEG-Umlage anteilig bezahlen. Die effizienzsteigernde Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage kann sich bei solchen Anlagen ändern (s. **Anhang 3**). Dies ist in den Beispielrechnungen nicht erfasst.

Hintergrund der eher moderaten effizienzsteigernden Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage im Vergleich zu einer statischen sind u. a. folgende Faktoren:

- **Hohe sonstige nicht-variable, arbeitsbasierte Preiskomponenten** – Auch in einem Regime mit multiplikativer EEG-Umlage bleibt der wettbewerbliche Vorteil der Eigenerzeugung ggü. dem Netzbezug aufgrund der Befreiung von Umlagen und Netzentgelten hoch.¹³¹
- **Wärmegutschrift für KWK-Anlagen** – Durch die Wärmegutschrift, d. h. die kostenmindernde Berücksichtigung der vermiedene Wärmebereitstellungskosten durch ein alternatives Wärmeerzeugungssystem (z.B. einen Erdgaskessel), bleiben die Grenzkosten von KWK-Anlagen generell niedrig. Somit ist die potenzielle Wirkung der Dynamisierung kurzfristig auf einige wenigen Stunden im Jahr beschränkt.
- **Mögliche Rückwirkungen auf die restlichen Preiskomponenten** – Falls eine veränderte Einsatzentscheidung zu höheren Netzbezugskosten bzw. höheren Zahlungen für die EEG-Umlage bei Neuanlagen führt, senkt dies

¹³¹ Falls Verbraucher nicht arbeitsbasierte sondern kapazitätsbasierte Netzentgelte zahlen müssen, kann eine Dynamisierung bei den untersuchten Anlagen den Dispatch in bis zu 330 Stunden im Jahr verbessern (bei Vernachlässigung eventueller Rückwirkungen auf die sonstigen Preisbestandteilen).

den Nutzen aus einer Reaktion auf die multiplikative Umlage und somit deren Anreizwirkung auf den Eigenerzeuger. Dies ist jedoch nicht in den Rechnungen erfasst.

Weitere Details zu den Ergebnissen der Analyse finden sich im **Anhang 3**.

4.5 Großhandel

Der Stromgroßhandel besitzt wichtige Koordinationsfunktionen. Zum einen dient der Großhandel als Marktplattform dem kurzfristigen Ausgleich von Stromerzeugung und –nachfrage. Zum anderen dienen die Großhandelspreise als Knappheitssignal und setzen somit langfristige Investitionsanreize in Kraftwerke, Speicher und Lastmanagement.

Im Einzelnen untersuchen wir in diesem Abschnitt die folgenden Fragestellungen:

- Welche Rückwirkungen ergeben sich auf die Strompreise und damit indirekt auf andere Marktakteure (z.B. im Day-ahead-Markt¹³²)?

Sofern die Marktakteure (Verbraucher, Eigenerzeuger, und/oder Akteure in der Sektorenkopplung) ihr Verhalten durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage induziert anpassen, sind Rückwirkungen auf den Strommarkt bzw. die Großhandelspreise zu erwarten. Wir analysieren dementsprechend derartige Zusammenhänge (dies dient als Ausgangspunkt für Überlegungen in Bezug auf die Rückwirkungen auf andere Marktakteure wie konventionelle Stromerzeuger/Speicher, damit indirekt der Beurteilung der Effizienzwirkungen).

- Welche Rückwirkungen ergeben sich auf die Vermarktungserlöse der Erneuerbaren und die EEG-Umlage?

Sofern sich Rückwirkungen auf den Strommarkt und die Großhandelspreise ergeben, tangiert dies u.a. auch die Höhe der EEG-Umlage selbst, d.h. die Differenzkosten zwischen EE-Kosten und Strommarkterlösen. (Wirkung auf Umweltziele und Verteilung)

Die Kernergebnisse der im weiteren beschriebenen Analysen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

¹³² Prinzipiell gelten die im Folgenden dargestellten Wirkungszusammenhänge für den Day-ahead- und Intradaymarkt gleichermaßen. In der Modellierung wird jedoch nicht zwischen beiden Spotmärkten differenziert, da wir von Prognosefehlern und somit von unterschiedlichen Handelsschlusszeitpunkten („gate closure“) abstrahieren. Siehe **Anhang 2** für eine ausführliche Modellbeschreibung.

Kernergebnisse

Die Dynamisierung der EEG-Umlage hat (wie im Grundsatz alle Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung) folgende Auswirkung auf die Stromgroßhandelspreise und die damit einhergehenden Direktvermarktungserlöse für Erneuerbare:

- **Stromgroßhandelspreise:** Zu unterscheiden sind Effekte auf
 - die Strompreisvolatilität: Durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage würde die Strompreisvolatilität verringert werden, d. h. die Preisentwicklungen würden „geglättet“. Dies hat insbesondere Auswirkungen auf konventionelle Stromerzeuger und andere Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Speicher.
 - die Strompreishöhe: Der Effekt auf die Strompreishöhe (Durchschnittspreise) ist konzeptionell nicht eindeutig, aufgrund gegenläufiger Effekte durch geringere Eigenerzeugung, mehr Lastmanagement und mehr Power-to-X. Im Normalfall ist eine preissenkende Wirkung zu erwarten, da die Angebotsfunktion bei Niedrigpreisen im Durchschnitt flacher ist als bei hohen Preisen. Diese Wirkungsrichtung wird durch Strommarktsimulationen bestätigt.
- **EEG-Differenzkosten:** Es ist zu erwarten, dass die Differenzkosten sinken, da sich die Direktvermarktungserlöse der (dargebotsabhängigen) Erneuerbaren Energien erhöhen, da die Strompreise in Niedrigpreisstunden mit hoher EE-Einspeisung erhöht werden. (Es gibt jedoch einen gegenläufigen Effekt in Hochpreisstunden – Preisspitzen werden durch eine verringerte Nachfrage reduziert. Unsere Simulationen zeigen, dass die Direktvermarktungserlöse ansteigen, die Größenordnung jedoch geringfügig ist, so dass keine wesentliche Senkung der EEG-Differenzkosten erwartet wird.

Die möglichen Wirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage auf die Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt diskutieren wir in folgenden Schritten:

- Wirkungen auf das Strompreinsniveau und die Strompreisvolatilität (**Abschnitt 4.5.1**);
- Indirekte Wirkungen auf die Vermarktungserlöse für Erneuerbare Energien in der Direktvermarktung und die EEG-Differenzkosten (**Abschnitt 4.5.2**); und
- Beide Wirkungen werden durch eine Strommarktsimulation im Rahmen zweier Sensitivitätsrechnungen untersucht (**Abschnitt 4.5.3**).

4.5.1 Auswirkung auf die Großhandelspreise

Durch die multiplikative Kopplung der EEG-Umlage an einen stündlich schwankenden Stromgroßhandelspreis wird eine stärkere Flexibilisierung der Stromnachfrage erzielt. Diese stärkere Ausrichtung auf das stündliche Strompreissignal bewirkt einen Rückkopplungseffekt auf das Niveau und die stündliche Schwankung der Strompreise.

Die generelle Wirkungsrichtung hängt dabei wesentlich von der Art der Reaktion der Marktakteure (Verbraucher, Eigenerzeuger, und/oder Akteure in der Sektorenkopplung) ab:

- **Lastverzicht** – Durch die Verstärkung von Großhandelspreisspitzen durch die damit einhergehende Spitze in der EEG-Umlage werden Verbraucher stärker bearbeitet als bei der statischen EEG-Umlage, ihre Nachfrage zu Hochpreisstunden abzusenken. Da keine Aufholung der Stromnachfrage zu anderen Zeitpunkten erfolgt, ist die Wirkung auf die Hochpreisstunden beschränkt. Durch die Verringerung der Nachfrage werden Preisspitzen auf dem Großhandel gedämpft – hierdurch sinkt das durchschnittliche Preisniveau und die Schwankung zu den Niedrigpreisstunden wird verringert. Unsere Analysen der Lastmanagementkosten in **Abschnitt 4.3.3** zeigen, dass Lastverzicht aufgrund der sehr hohen Abrufkosten von untergeordneter Bedeutung ist.
- **Lastverschiebung** – Die Preisunterschiede zwischen Hochpreis- und Niedrigpreisstunden werden durch die multiplikative EEG-Umlage im Vergleich zum Status-quo mit statischer Umlage erhöht. Hierdurch werden Verbraucher stärker zur Verschiebung ihrer Last in Niedrigpreisstunden bearbeitet. Dies hat zwei Effekte:
 - Die Großhandelspreise in Niedrigpreisstunden steigen durch die zusätzliche Nachfrage an; wohingegen
 - die Großhandelspreise in Hochpreisstunden gedämpft werden durch die Verringerung der Nachfrage.

In beiden Fällen bewegen sich die Strompreise in Richtung des durchschnittlichen Preisniveaus und die Preisschwankungen werden somit gesenkt. Der Nettoeffekt auf das durchschnittliche Strompreisniveau ist hingegen nicht eindeutig und hängt davon ab, welcher der beiden gegenläufigen Effekte überwiegt. Im Normalfall wird das Preisniveau sinken, da die Angebotskurve („Merit-Order“) in Niedrigpreisstunden flacher ist als in Hochpreisstunden. Unsere Simulationen in **Abschnitt 4.5.3** bestätigen diese Wirkungsrichtung.

- **Geringere Eigenerzeugung & Power-to-X** – Durch die Absenkung der EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden (bis hin auf null in Stunden mit negativen Preisen) kann zusätzliche Nachfrage in diesen Stunden aus einer geringeren Eigenerzeugung (siehe **Abschnitt 4.4**) und Power-to-X-Anwendungen (siehe **Abschnitt 4.7**) beanreizt werden. Da keine Nachfrage zu anderen Zeitpunkten substituiert wird, ist die Wirkung auf Niedrigpreisstunden beschränkt.

Neben der direkten Wirkung auf den gekoppelten Großhandelspreis (hier dem Day-ahead-Preis an der Strombörse EPEX Spot) werden auch weitere Strommärkte beeinflusst:

- Zeitlich vorgelagerte Future-Märkte; und
- zeitliche nachgelagerte Intraday- und Ausgleichsenergiemärkte.

Der Einfluss auf diese Märkte ist allerdings eng an die Wirkung an den Day-ahead-Markt geknüpft.

Tabelle 6 fasst die qualitativen Wirkungsrichtungen der unterschiedlichen Nachfrageflexibilisierungen auf die Großhandelspreise zusammen.

Tabelle 6. Generelle Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Großhandelspreise

	Lastverzicht	Lastverschiebung	Eigenerzeugung / Power-to-X
Preisniveau	↓	↓ ?	↑
Preisvolatilität	↓	↓	↓

Quelle: Frontier/BET

Die qualitative Analyse zeigt, dass die Wirkung auf die Strompreisschwankung eindeutig ist – sie nimmt in allen drei Fällen ab. Die Wirkungsrichtung auf das Strompreisniveau ist hingegen nicht ganz eindeutig. Der Nettoeffekt lässt sich nur empirisch im Rahmen einer Strompreismodellierung bestimmen, wie sie in **Abschnitt 4.5.3** dargestellt ist.

4.5.2 Auswirkung auf Vermarktungserlöse von Erneuerbaren

Die Höhe des Refinanzierungsbedarfs im EEG-Konto und damit der statischen und dynamischen EEG-Umlage hängt im Wesentlichen von den sogenannten „Differenzkosten“ ab, d.h. der Differenz zwischen der im EEG festgelegten Vergütungshöhe und den Vermarktungserlösen des eingespeisten Erneuerbaren-

Stroms an der Strombörse. Es ist dabei grundsätzlich unerheblich, ob die Vermarktung

- im Rahmen des Marktprämienmodells durch die Erzeuger selbst erfolgt (Direktvermarktung); oder
- die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt wird und den Erzeugern für jede eingespeiste MWh ein fester Einspeisetarif bezahlt wird.

In beiden Fällen hängen die Differenzkosten vom Wert des Erneuerbaren-Stroms an der Börse ab.

Typischerweise liegen die Marktwertfaktoren der dargebotsabhängigen Technologien (Wind Onshore, Wind offshore und PV) unter 100%, d.h. der durchschnittlich erzielbare Preis liegt unter dem Durchschnittspreis an der Börse.¹³³ In Stunden mit sehr hohem Windangebot und gleichzeitig geringer Last (sogenannte Starkwind/Schwachlast-Zeiten) kann der Strompreis an der Börse durch das Überangebot an EE-Strom sogar negativ werden. Durch den anhaltenden EE-Ausbau werden solche Situation zukünftig häufiger auftreten und die Marktwertfaktoren weiter abgesenkt.

Die Dynamisierung der EEG-Umlage kann die Vermarktungserlöse von Erneuerbaren steigern und somit die Differenzkosten senken, indem die Stromgroßhandelspreise in Niedrigpreisstunden mit tendenziell hoher EE-Einspeisung erhöht werden (s. **Abschnitt 4.5.1**):

- **Erhöhung der Strompreise durch höhere Nachfrage in Niedrigpreisstunden** – Durch zusätzliche Anreize zur Lastverschiebung und Power-to-X wird die Nachfrage in Stunden mit niedrigen Strompreisen im Vergleich zur statischen EEG-Umlage erhöht. Dadurch steigt der Strompreis in diesen Stunden und das Auftreten negativer Preise wird unwahrscheinlicher. Zudem wird das Stromangebot aus Eigenerzeugungsanlagen in Niedrigpreisstunden verringert, die im heutigen Regime der statischen EEG-Umlage kaum auf Strompreissignale reagieren.

Die EE-Erzeugung ist besonders hoch in Niedrigpreisstunden (für die sie zum Teil ursächlich ist). Deshalb wirkt die Steigerung der Börsenpreise auf eine große EE-Erzeugungsmenge. Die Steigerung der Erlöse dürfte betragsmäßig jedoch eher gering ausfallen, da die Angebotskurve in Niedrigpreisstunden relativ flach ist (wie die Analyse der Großhandelspreise gezeigt hat).

¹³³ Siehe <https://www.netztransparenz.de/de/Marktwerte.htm> für eine Veröffentlichung der monatlichen Marktwerte nach Technologie.

- **Senkung der Strompreise durch geringere Nachfrage in Hochpreisstunden** – Durch Lastverschiebung und Lastverzicht (letzteres mit geringer Relevanz) wird die Nachfrage in Hochpreiszeiten gesenkt. Hierdurch kommt es zu einer Reduktion von Preisspitzen.

Auch wenn die EE-Erzeugung in Hochpreisstunden (insbesondere für PV und Wind Onshore) relativ gering ist, können die Vermarktungserlöse für das gesamte EE-Portfolio aufgrund der hohen Preissenkungen deutlich sinken.

Beide Effekte haben gegenläufige Auswirkung auf die Direktvermarktungserlöse und können von der Größenordnung nicht eindeutig eingeordnet werden, da

- in Niedrigpreisstunden der Preiseffekt eher gering ist, er sich jedoch auf eine große Erzeugungsmenge bezieht; wohingegen
- in Hochpreisstunden der Preiseffekt eher hoch ist, sich aber auf eine kleine Erzeugungsmenge bezieht.

Im Allgemeinen wird erwartet, dass die Dynamisierung der EEG-Umlage ein geringfügiges Absinken des Refinanzierungsbedarfs für EE-Anlagen und somit der EEG-Umlagenhöhe bewirkt. Dies hat sich im Rahmen der Strommarktsimulationen in **Abschnitt 4.5.3** bestätigt.

4.5.3 Quantifizierung der Auswirkungen auf den Großhandel

Wir führen eine Strommarktsimulation durch mit dem Zweck,

- konzeptionell nicht eindeutig bestimmbar Wirkungsrichtungen (auf das Großhandelspreisniveau und die EE-Direktvermarktungserlöse) zu untersuchen; und
- um die Größenordnungen der möglichen Auswirkungen einer dynamischen EEG-Umlage zu quantifizieren.

Zur Analyse von möglichen Rückwirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage auf den Großhandelsmarkt wird angenommen, dass **zusätzliche Lastmanagementkapazitäten** als Flexibilität im Markt zur Verfügung stehen, über diejenigen hinaus, die bei reiner Optimierung am Großhandel (bei statischer EEG-Umlage) erschlossen werden.

Im Folgenden werden die folgenden Bestandteile der Simulationsrechnung beschrieben:

- Hinweise zur Methodik;
- Strompreisniveau & -volatilität am Großhandel; und
- Direktvermarktungserlöse Erneuerbarer (Onshore Wind und PV).

Hinweise zur Methodik

Die Höhe der zusätzlichen Lastmanagementkapazitäten durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage wird abgeleitet aus den technischen Potenzialen für Lastverschiebung im „Mittelszenario“ (siehe **Kapitel 4.3.3**) unter der Annahme, dass

- keine zusätzlichen technische Potenziale im Vergleich zu einem Markt mit einer statischen EEG-Umlage erschlossen werden (**Referenzszenario „EOM“**);
- 25% der technischen Potenziale zusätzlich erschlossen werden (**Sensitivität „M25“**);
- 50% der technischen Potenziale zusätzlich erschlossen werden (**Sensitivität „M50“**).¹³⁴

Für die Simulation nutzt das Frontier ein europäisches Strommarktmodell (CID). Annahmen und Ergebnisse des Referenzlaufs (ohne dynamische EEG-Umlage) stammen aus der EOM-Studie für das BMWi (Frontier/Formaet (2014)). Weitere Details über die Modellierung finden sich im **Anhang 2**.

Bei der Interpretation der Ergebnisse sind folgenden Einschränkungen zu beachten:

- Die Modellierung kann Fragen zur Effizienz nicht adressieren. Hierfür sind die gesamten Systemkosten relevant, nicht nur die Stromgroßhandelspreise, welche die variablen Erzeugungs- und Lastmanagementkosten reflektieren.
- Das Modell optimiert den Dispatch unter vollkommener Voraussicht – d.h., im Model wird die Refinanzierung von Neuinvestitionen in den Kraftwerkspark durch wenige Preisspitzen gedeckt, welche in der Realität aufgrund unvollkommener Information auf mehr Stunden mit jeweils geringeren Knappheitsaufschlägen verteilt werden.
- Eine multiplikative EEG-Umlage hat weitere indirekte Einflussmöglichkeiten auf den Großhandelsmarkt (z.B. durch geringere Eigenerzeugung in Niedrigpreisstunden), die in den Rechnungen nicht abgebildet werden.

¹³⁴ Die Berechnung der zusätzlich verfügbaren Kapazitäten nimmt einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 50% an.

Strompreisniveau & -volatilität am Großhandel

Die konzeptionelle Analyse in **Abschnitt 4.5.1** zeigt, dass zusätzliches Lastverschiebepotenzial eine Glättung der Preiskurven herbeiführt. Da diese Glättung von Niedrig- und Hochpreisstunden gegenläufige Effekte auf das Preisniveau hat, kann eine eindeutige Aussage über die Wirkungsrichtung nur im Rahmen einer quantitativen Analyse getroffen werden.

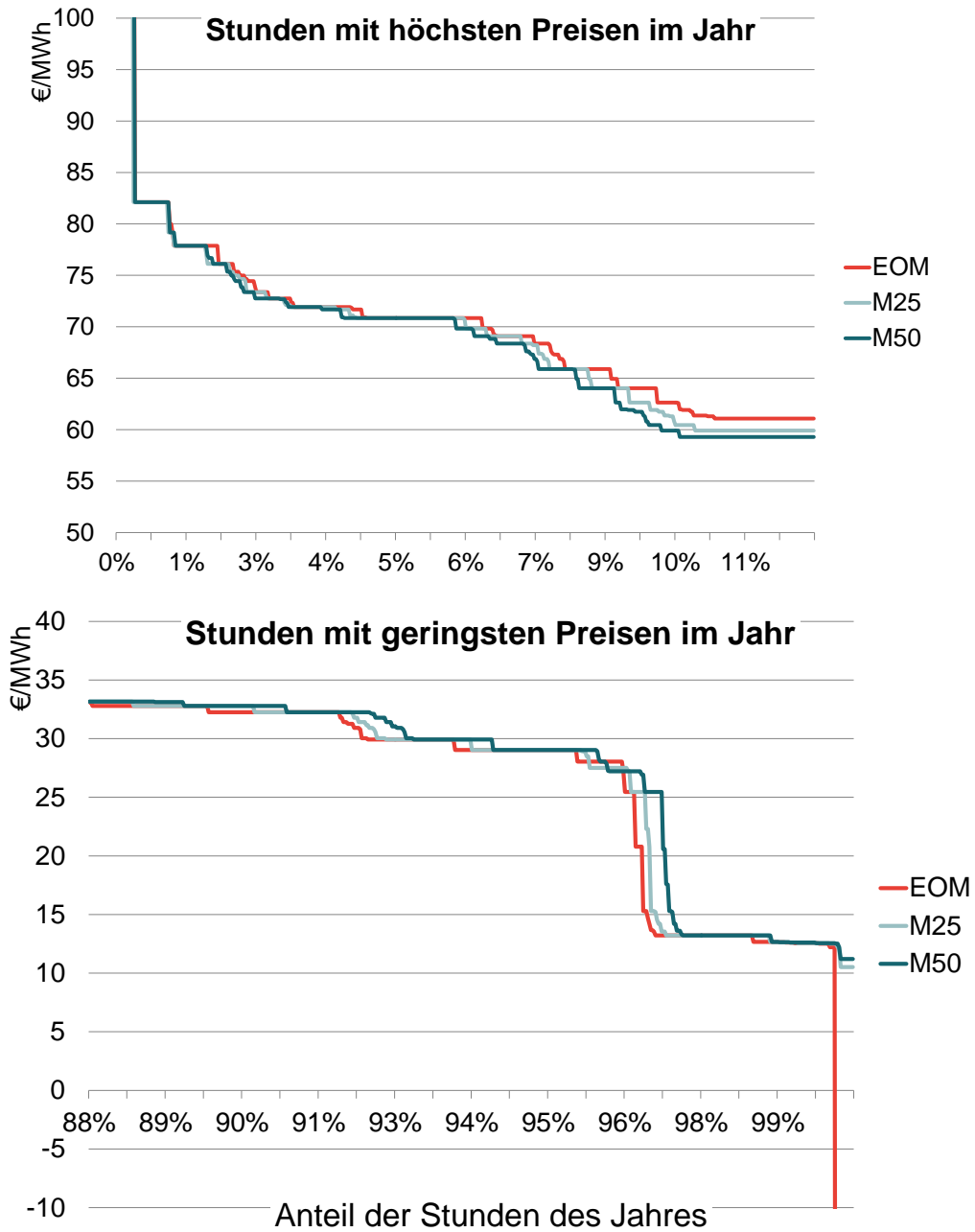
Die quantitative Analyse zeigt, dass die zusätzlichen Lastverschiebe-Kapazitäten die folgende Wirkung auf die Großhandelsmarktpreise haben:

- **Senkung der Preisvolatilität** – Wie in der konzeptionellen Analyse dargelegt, führt das zusätzlich verfügbare Lastmanagement zu einer Glättung von Hoch- und Niedrigpreisen (siehe **Abbildung 21**) und damit einer geringeren Preisvolatilität als im Referenzszenario mit statischer EEG-Umlage („EOM“).
- **Kurzfristige Senkung des Großhandelspreisniveaus** – Hinsichtlich der zwei gegenläufigen Effekte in Niedrig- und Hochpreisstunden überwiegt kurzfristig der preissenkende Effekt in Höchstpreisstunden. Kurzfristig (Modelljahre 2015 und 2020) sinkt das durchschnittliche Preisniveau durch das Ausbleiben von Preisspitzen.¹³⁵ Langfristig (Modelljahr 2025) ist kein signifikanter Preiseffekt zu beobachten, da durch das Ausbleiben von Preisspitzen konventionelle Erzeugung (und andere Flexibilitäten) verdrängt werden.¹³⁶

¹³⁵ Im Jahr 2015 betrug die Preissenkung in beiden Sensitivitäten ca. 0,15 €/MWh im Vergleich zu Referenzlauf mit statischer EEG-Umlage. Die Modellergebnisse für das Jahr 2020 ergaben einen unplausibel hohen Wert von bis zu 2 €/MWh (in der Sensitivität M50), der durch das Ausbleiben von wenigen Extrempreisspitzen (notwendig für die Finanzierung von Neuinvestitionen) hervorgerufen wurde. In der Realität werden Preisaufläufe zur Finanzierung von Neuinvestitionen nicht nur in wenigen Stunden auftreten, sondern (z.B. aufgrund von unvollkommener Information, von der im Modell abstrahiert wird) mehrere Stunden verteilt werden. Die preissenkende Wirkung zusätzlicher Lastmanagementkapazitäten wäre entsprechend deutlich geringer.

¹³⁶ Im Modell geschieht dies durch vermehrte vorübergehende Stilllegungen („Mothballing“) und spätere Reaktivierung konventioneller Kraftwerke sowie einen geringeren Zubau an Spitzenlastkraftwerken (offene Gasturbinen).

Abbildung 21. Einfluss der multiplikativen EEG-Umlage auf die Großhandelspreise (Ausschnitt der höchsten und niedrigsten Preise, Jahr 2020)



Quelle: Frontier/BET

Direktvermarktungserlöse für Erneuerbarer Energien (Onshore Wind und PV)

Die qualitative Analyse in **Abschnitt 4.5.2** zeigt, dass eine multiplikative EEG-Umlage gegenläufige Effekte auf die Direktvermarktungserlöse von EE-Erzeugern haben:

- Steigerung der Direktvermarktungserlöse in Niedrigpreisstunden (hoher Mengeneffekt, kleiner Preiseffekt); und
- Senkung der Direktvermarktungserlöse in Hochpreisstunden (kleiner Mengeneffekt, hoher Preiseffekt).

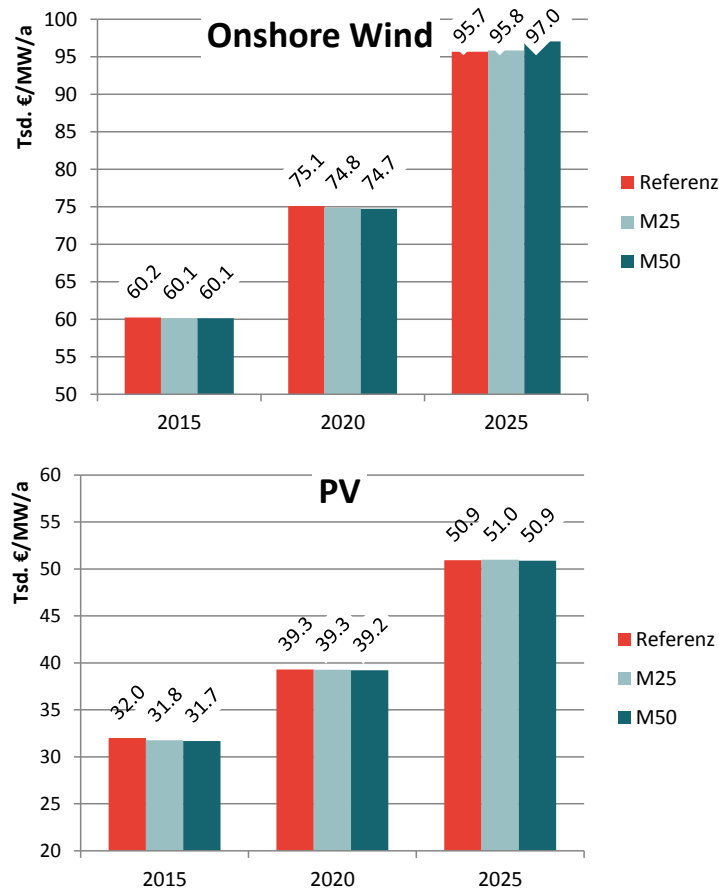
Der Nettoeffekt ist konzeptionell nicht eindeutig bestimmbar und wird daher im Rahmen der quantitativen Analysen geprüft.

Abbildung 22 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Direktvermarktungserlöse pro MW für das gesamte deutsche Onshore Wind- und PV-Portfolio. Hierbei handelt es sich um zwei der Technologien mit der höchsten Relevanz für das EEG-Konto:

- **Direktvermarktungserlöse Onshore Wind** – Die Direktvermarktungserlöse sinken in 2020 leicht ab. Hier überwiegt der erlösmindernde Effekt in Hochpreisstunden. Langfristig (2025) steigen die Direktvermarktungserlöse erwartungsgemäß im Vergleich zum Referenzszenario leicht an, da der erlössteigernde Effekt in Niedrigpreisstunden überwiegt.
- **Direktvermarktungserlöse PV** – Die zusätzlichen Lastmanagementkapazitäten aufgrund einer Dynamisierung der EEG-Umlage zeigen nur sehr geringe Auswirkung auf die Direktvermarktungserlöse des PV-Portfolios. Die beiden Effekte in Hoch- und Niedrigpreisstunden gleichen sich hier nahezu aus.

Unsere Simulationen zeigen, dass die Effekte auf die Direktvermarktungserlöse – und somit auf die Differenzkosten, die durch die EEG-Umlage gedeckt werden müssen – gering sind und es sich hierbei um eine sekundäre Wirkung der Dynamisierung handelt, die nur begrenzte Auswirkung auf die Bewertung des Instruments in **Abschnitt 4.9** hat.

Abbildung 22. Einfluss der multiplikativen EEG-Umlage auf die Direktvermarktungserlöse für Onshore Wind und PV



Quelle: Frontier/BET

4.6 Zentrale Erzeuger und Stromspeicher

Die Dynamisierung der EEG-Umlage zielt auf eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage und eine stärker marktorientierte Einsatzweise der Eigenerzeugung ab.

Die Flexibilisierung der Angebots- und Nachfrageseite im Strommarkt hat Rückkopplungseffekte auf den Einsatz und die Investitionsanreize von zentralen Kraftwerken und Speichern, die in diesem Abschnitt näher untersucht werden. Die hier vorgestellten Wirkungen gelten prinzipiell für jedes Instrument, das die Flexibilisierung im Strommarkt vorantreibt.

Im Einzelnen gehen wir folgenden Fragestellungen nach:

- Welche Rückwirkungen ergeben sich auf zentrale Kraftwerke (u.a. Kohle), deren Erzeugung und die CO₂-Emissionen?

Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke kann sich durch die dynamische EEG-Umlage indirekt verändern. Dies hat u.a. Auswirkungen auf deren Einsatz, Wirtschaftlichkeit sowie die CO₂-Emissionen im Fall fossiler Kraftwerke (Wirkung des Instruments auf Effizienz- und Umweltziele).

- Welche Rückwirkungen ergeben sich auf andere Flexibilitätsoptionen, z.B. Speicher?

Die Preiswirkungen der dynamischen EEG-Umlage haben zudem Auswirkungen auf den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit alternativer Flexibilitätsoptionen. Wir diskutieren diese Effekte am Beispiel von (zentralen, d. h. am öffentlichen Stromnetz angeschlossenen) Stromspeichern.

Die Kernergebnisse der im weiteren beschriebenen Analysen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Kernergebnisse

- **Konventionelle Kraftwerke:** Der Einsatz von Grundlastkraftwerken erhöht sich. Spitzenlastkraftwerke werden dagegen – wie generell bei einer stärkeren Flexibilisierung der Nachfrage – eher schlechter gestellt, da Preisspitzen im Strommarkt tendenziell „geglättet“ werden. Unsere Simulationsrechnungen zeigen, dass die deutsche Erzeugung aus Braunkohle um bis zu 1,6 TWh/Jahr steigen kann, während die Gaserzeugung um bis zu 1,2 TWh/Jahr sinkt.
- **Alternative Flexibilitätsoptionen**, z.B. (zentrale) Speicher: Alternative Flexibilitätsoptionen werden von der dynamischen EEG-Umlage in ihrem Einsatz und der Profitabilität negativ beeinflusst. Damit wird der grundsätzlich positive Effekt der Erhöhung der Versorgungssicherheit durch eine Flexibilisierung der Nachfrage relativiert.
- **CO₂-Emissionen:** Die Wirkung auf die CO₂-Emissionen ist nicht eindeutig. Einerseits wird die Erzeugung in häufig fossil betriebenen Grundlastkraftwerken erhöht. Andererseits kann eine verminderte Abregelung von EE-Erzeugung in Kombination mit einer geringeren fossil-befeuerten Stromerzeugung in Spitzenlastperioden die CO₂-Emissionen absenken. Für die Auswirkung auf die deutsche CO₂-Bilanz ist zudem maßgeblich, ob die betroffenen Kraftwerke im In- oder Ausland angesiedelt sind. Unsere Strommarktsimulationen zeigen, dass die deutschen CO₂-Emissionen im Stromsektor um bis zu 1 Mio. Tonnen im Jahr 2020 steigen könnten, wobei es sich hierbei um eine Obergrenze des Effekts handelt.

Diese Wirkungsrichtungen gelten prinzipiell für jedes Instrument, das die

Flexibilisierung des Strommarktes vorantreibt. Dies ist kein Widerspruch sondern vielmehr eine Voraussetzung für das Ziel einer kohlenstoffarmen Energieversorgung basierend auf fluktuierenden erneuerbaren Energien.

In diesem Abschnitt gehen wir entsprechend der Fragestellungen wie folgt vor:

- Konzeptionelle Analyse der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz und Investitionen (**Abschnitt 4.6.1**);
- Konzeptionelle Analyse der Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix und die CO₂-Emissionen (**Abschnitt 4.6.2**); und
- Quantifizierung der Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix und die CO₂-Emissionen in Deutschland (**Abschnitt 4.6.3**).

4.6.1 Auswirkung auf Einsatz und Investitionsanreize

Eine Dynamisierung der EEG-Umlage kann - durch die beschriebenen Anpassungen der Verhaltensweisen der adressierten Marktakteure und damit durch die indirekten Strompreiseffekte - Auswirkungen haben auf

- die Einsatzentscheidung (Fahrweise) des Bestands der konventionellen Großkraftwerken und zentralen Speichern (v.a. Pumpspeicher); und
- damit auch auf die Investitionsanreize für Neubauten in Großkraftwerke und zentrale Speicher.

Hierauf gehen wir im Folgenden näher ein.

Die Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken steigen an, während die von Spitzenlastkraftwerken und (zentralen) Speichern sinken

Die Einsatzentscheidung hängt von den durch die Dynamisierung der EEG-Umlagen induzierten Wirkungen ab:

- **Lastverzicht und Lastverschiebung senken den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken und zentraler (an das öffentliche Stromnetz angeschlossene) Speicher** – Durch die Dynamisierung der EEG-Umlage werden Verbraucher stärker angereizt als bei der statischen EEG-Umlage, ihre Nachfrage zu Hochpreisstunden abzusenken (Lastverzicht und Lastverschiebung) und teilweise zu anderen Zeitpunkten nachzuholen (Lastverschiebung). Hieraus ergeben sich folgende Auswirkungen auf den Einsatz zentrale Kraftwerke und Speicher:
 - In Niedrigpreisstunden wird zusätzliche Nachfrage angereizt und dadurch die Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken (v.a. Kernenergie, Braun- und moderne Steinkohle) erhöht.

- Für Lastverschiebung ist der Spread zwischen zwei Zeitpunkten entscheidend. Im Zeitpunkt der Lastverringern sinkt der Bedarf an Erzeugung. Die größten Preisschwankungen sind im hochpreisigen Erzeugungssegment zu erwarten wodurch hauptsächlich die Spitzenlastkraftwerke betroffen wären.
- Die Einsatzkosten von Lastverzicht können teilweise geringer sein als teure Spitzenlasttechnologien (inkl. Startkosten) und daher ihre Einsatzzeiten verringern.
- Durch die zusätzliche Lastflexibilisierung wird die Volatilität und der Spread der Stromgroßhandelspreise gesenkt (siehe **Abschnitt 4.5.1**) und somit der Einsatz von (zentralen) Speichern weniger attraktiv.

Die Höhe der Wirkung hängt wesentlich davon ab, wie hoch das Aktivierungspotenzial für Nachfrageflexibilisierung durch die Dynamisierung der EEG-Umlage ausfällt.

- **Lasterhöhungen in Niedrigpreisstunden erhöhen den Einsatz von Grundlastkraftwerken und senken den Einsatz zentraler Speicher** – Eigenerzeugungsanlagen werden in Niedrigpreisstunden im Vergleich zur statischen EEG-Umlage seltener eingesetzt, da der Vorteil im Vergleich zum Netzbezug (die vollständige Befreiung von Bestandsanlagen bzw. die teilweisen Befreiung von Neuanlagen) durch die Absenkung der EEG-Umlage in diesen Stunden reduziert wird. Damit erhöht sich gleichzeitig der Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Zudem kann durch die Absenkung der EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden (bis hin auf null in Stunden mit negativen Preisen) zusätzliche Stromnachfrage aus anderen Sektoren, z.B. dem Wärmesektor, geschaffen werden. Schließlich erhöht Lastverschiebung die Nachfrage und damit die Strompreise in Niedrigpreisstunden.

Durch diese Effekte wird

- der Einsatz von Grundlastkraftwerken erhöht;¹³⁷ und
- durch den Wegfall von Niedrigpreisstunden, in denen geladen werden kann, die Wirtschaftlichkeit von zentralen Speichern reduziert.

Die Wirkung beschränkt sich jedoch auf eine begrenzte Anzahl von Niedrigpreisstunden.

Tabelle 7 fasst die zum Teil gegenläufigen Wirkungen zusammen.

¹³⁷ Ein Hauptziel von Power-to-X-Anwendungen ist die Nutzung von überschüssigem EE-Strom. Bei deutlich negativen Preisen kann es zu freiwilliger Abschaltung (bei direkt vermarkteten Anlagen) kommen. Das betriebswirtschaftliche Kalkül der Direktvermarkter legt einen Betrieb der EE-Anlage bis zu negativen Wert der Marktprämie nahe.

Tabelle 7. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf den Einsatz zentraler Kraftwerke und Speicher

Wirkung i. Vgl. zur statischen EEG-Umlage	Anreiz zu Lastverzicht & Lastverschiebung	Anreiz zur Eigenerzeugung
Grundlastkraftwerke (v.a. Kernenergie, Braun- und moderne Steinkohle)	↑	↑
Spitzenlastkraftwerke (v.a. ineffiziente Gaskraftwerke)	↓	-
Zentrale Speicher (v.a. Pumpspeicher)	↓	↓

Quelle: Frontier/BET

Insgesamt werden Grundlastkraftwerke somit häufiger eingesetzt als unter der statischen EEG-Umlage, Spitzenlastkraftwerke hingegen seltener. Die Wirtschaftlichkeit von zentralen Speichern wird negativ beeinflusst.

Investitionsanreize in zentrale Kraftwerke und Speicher werden gesenkt

Die dynamische EEG-Umlage hat Auswirkungen auf die Investitionsanreize für zentrale Kraftwerke und Speicher aufgrund folgender Hebel:

- **Wirkung auf die erzielbaren Großhandelspreise** – Die dynamische EEG-Umlage bewirkt eine Senkung der Strompreisvolatilität am Großhandel, die Wirkungsrichtung auf das Strompreisniveau ist hingegen nicht eindeutig (siehe **Tabelle 6**).
- **Wirkung auf die Einsatzzeiten** – Die dynamische EEG-Umlage erhöht tendenziell die Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken, die Auslastung von Spitzenlastkraftwerken wird hingegen gesenkt (siehe **Tabelle 7**).

Die Kombination beider Hebel bestimmt die erzielbaren Deckungsbeiträge für Kraftwerke und Speicher und somit – nach Abgleich mit den fixen Betriebs- und Investitionskosten – die Rentabilität von Investitionen.

Die Effekte auf die Investitionsanreize sind in **Tabelle 8** zusammengefasst:

- **Die Investitionsanreize in Spitzenlastkraftwerke und Speicher sinken** Flachere Strompreiskurven auf dem Großhandel reduzieren die Wirtschaftlichkeit alternativer zentraler Flexibilitätsoptionen (z.B. Pumpspeicher). Das „Kappen“ von Strompreisspitzen erschwert zudem die

Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken (z.B. offenen Gasturbinen). Die preiserhöhende Wirkung in Niedrigpreisstunden (z.B. durch Power-to-X) hat für Spitzenlastkraftwerk eine geringe Relevanz, da diese Kraftwerke in diesen Stunden in der Regel nicht erzeugen.

Im Gegenzug können allerdings die **Investitionsanreize für dezentrale Speicher** zur Verbrauchsoptimierung (z.B. Batterien) durch die höhere Schwankung der Endkundenpreise **gesteigert** werden. Dies hängt maßgeblich von den zukünftigen Regelungen zur Befreiung des Eigenverbrauchs ab, der im § 61 EEG geregelt ist.¹³⁸

- **Die Auswirkung auf die Investitionsanreize von Grundlastkraftwerken ist unklar** – Die Einsatzzeiten und erzielbaren Erlöse für Grundlastkraftwerke steigen in Niedrigpreisstunden durch die zusätzliche Nachfrage an. Dem wirkt entgegen, dass die Preisspitzen in Hochpreisstunden und somit die Erlöse in Hochpreisstunden gesenkt werden.

¹³⁸ Die aktuell geltende Befreiung von Bestandsanlagen im § 61 (3) und (4) soll gem. § 98 (3) im Rahmen des Monitoringberichts geprüft werden.

Tabelle 8. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Investitionsanreize für zentrale Kraftwerke und Speicher

Wirkung i. Vgl. zur statischen EEG-Umlage	Wirkung auf durchschn. erzielbare Großhandelspreise	Wirkung auf Einsatzzeiten	Wirkung auf Investitionsanreize
Grundlastkraftwerke (v.a. Kernenergie, Braun- und moderne Steinkohle)	?	↑	?
Spitzenlastkraftwerke (v.a. ineffiziente Gaskraftwerke)	↓	↓	↓
Zentrale Speicher (v.a. Pumpspeicher)	↓	?	↓

Quelle: Frontier/BET

4.6.2 Auswirkung auf den Stromerzeugungsmix und die CO₂-Emissionen

Die in **Abschnitt 4.6.1** dargestellte Auswirkungen auf die Einsatzzeiten der Kraftwerke haben Auswirkungen auf den Erzeugungsmix im deutschen Strommarkt und somit auf die CO₂-Emissionen im Stromsektor:

- **Reduktion der CO₂-Emissionen durch Lastverzicht** – Durch Lastverzicht in Hochpreisstunden, in denen ein Großteil der Nachfrage weiterhin durch thermische Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle und Erdgas) gedeckt wird, können Brennstoffe, v.a. in Form von Erdgas in Spitzenlastkraftwerken, und damit verbundene CO₂-Emissionen eingespart werden. Lastverzicht ist aufgrund der hohen Abrufkosten jedoch außerhalb der energieintensiven Industrie von geringer Relevanz (siehe **Abschnitt 4.3.3**).
- **Erhöhung der CO₂-Emissionen durch Lastverschiebung** – Durch die Verschiebung der Stromnachfrage von Hoch- in Niedrigpreisstunden wird tendenziell mehr Strom durch Grund- und Mittellastkraftwerke (v.a. Braun- und Steinkohle) erzeugt, zulasten von Spitzenlastkraftwerken (v.a. Erdgas GuDs). Dies führt tendenziell zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung.

Die gegenläufigen Effekte zeigen, dass eine eindeutige Aussage der Wirkung auf die CO₂-Emissionen modellgestützter Analysen bedarf.

Für die Auswirkung auf die deutsche CO₂-Bilanz ist zudem maßgeblich, in welchem Land die betroffenen Kraftwerke angesiedelt sind. Im integrierten europäischen Strommarkt können das im Fall der Grundlastkraftwerke z.B. Kernkraftwerke in Frankreich oder tschechische Braunkohlekraftwerke sein. Gleiches gilt ebenfalls für die betroffenen Spitzenlastkraftwerke, da beispielsweise erhebliche Kapazitäten von Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz stehen.

4.6.3 Quantifizierung der Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix und die CO₂-Emissionen in Deutschland

Wir führen eine Strommarktsimulation durch mit dem Zweck, die konzeptionell analysierten Wirkungen modellgestützt zu überprüfen und die Auswirkungen auf den deutschen Erzeugungsmix und die deutsche CO₂-Bilanz im Stromsektor quantitativ einzuordnen.

Im Folgenden werden die folgenden Bestandteile der Simulationsrechnung beschrieben:

- Hinweise zur Methodik; und
- Veränderung des Erzeugungsmix durch eine Zunahme von Lastmanagement.

Hinweise zur Methodik

Die Methodik ist identisch zu **Abschnitt 4.5.3**: die Quantifizierung erfolgt mit dem Strommarktmodell CID von Frontier und

- basiert einem Referenzlauf mit statischer EEG-Umlage;
- im Vergleich mit zwei Sensitivitäten („M25“ und „M50“) mit zusätzlichen Lastmanagementkapazitäten, die exogen durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage zusätzlich angereizt wurden.

Das Modell bildet die Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf den Erzeugungsmix und die CO₂-Emissionen durch die Erschließung zusätzlicher Lastmanagementpotenziale ab. Nicht berücksichtigt werden weitere Einflüsse in Niedrigpreisstunden, wie

- die Senkung fossiler Eigenerzeugung;
- Lastzuschaltungen durch Sektorenkopplungsprozesse, wie z.B. Power-to-Heat.

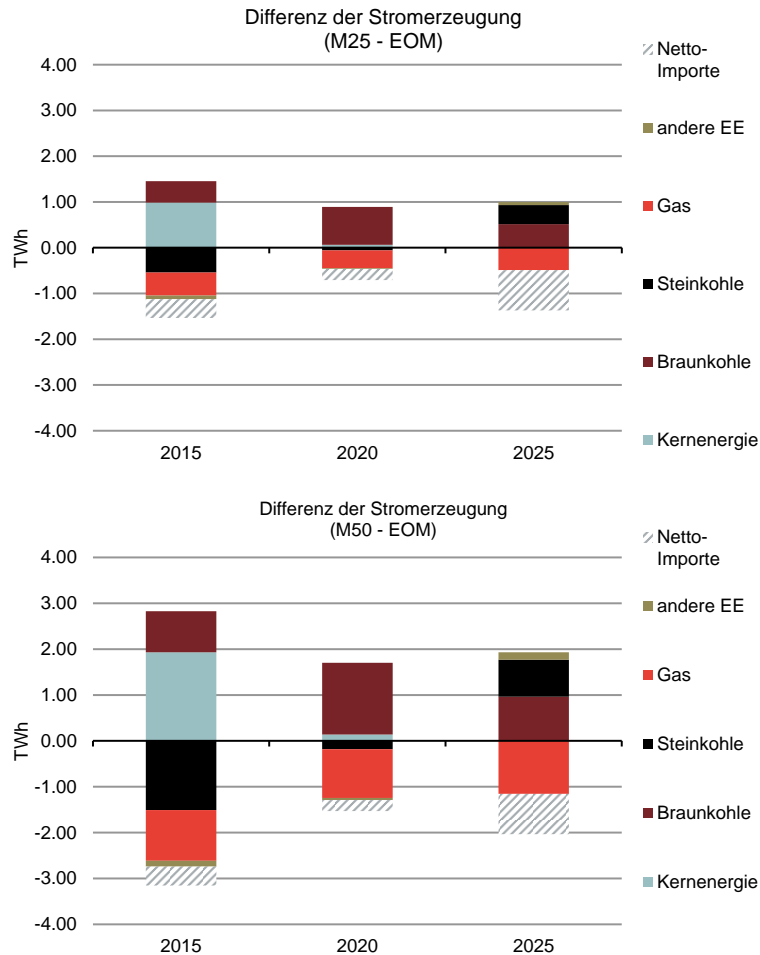
Ergebnisse

Abbildung 23 stellt die Ergebnisse auf den deutschen Stromerzeugungsmix als Differenz der Nettostromerzeugung in **Sensitivität M25**¹³⁹ und **Sensitivität M50**¹⁴⁰ relativ zum Referenzszenario mit statischer EEG-Umlage dar. Ein positiver Wert bedeutet somit eine Mehrerzeugung dieses Energieträgers aufgrund der zusätzlichen Nachfrageflexibilität in Folge der Dynamisierung der EEG-Umlage.

¹³⁹ 25% der technischen Potenziale werden zusätzlich erschlossen.

¹⁴⁰ 50% der technischen Potenziale werden zusätzlich erschlossen.

Abbildung 23. Veränderung des Erzeugungsmixes bei einer multiplikativen EEG-Umlage im Vergleich zum Referenzszenario mit statischer EEG-Umlage (EOM)



Quelle: Frontier/BET

Durch die zusätzliche Lastmanagementkapazität im Vergleich zum Referenzfall mit einer statischen EEG-Umlage, kann mehr Stromverbrauch von Hochpreis- in Niedrigpreiszeiten verlagert werden. Dies verursacht folgende Effekte auf den deutschen Stromerzeugungsmix und damit auf die CO₂-Bilanz:

- Die **Erzeugung aus Grundlastkraftwerken** (nach 2015 vor allem aus Kohlekraftwerken) steigt um bis zu 1,6 TWh (Sensitivität M50 im Jahr 2020) an.
- Die **Erzeugung aus Gaskraftwerken** (Mittel- und Spitzenlastkraftwerke) sinkt um bis zu 1,2 TWh pro Jahr.

- Insgesamt steigt die **deutsche Stromerzeugung** (und damit die Nettostromexporte) leicht an, um ca. 0,5 TWh pro Jahr.
- Durch die Verlagerung zur CO₂-intensiven Grundlasterzeugung (v. a. Braunkohle) und einer höheren Gesamtstromerzeugung steigen die **CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors** im Jahr 2020 um 0,6 bis zu 1 Mio. t pro Jahr an.

Dieses Ergebnis muss in zweierlei Hinsicht eingeschränkt werden. Zum einen überschätzt das Modell die Flexibilität bei Braunkohlekraftwerken durch die Annahme der vollkommenen Voraussicht („perfect foresight“) bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Zudem berücksichtigt die Modellierung nicht die aktuellen politischen Entwicklungen – die Bundesregierung plant, bis zu 2,7 GW an Braunkohlekapazitäten in eine Kapazitätsreserve zu überführen und damit dem Großhandel zu entziehen. Des Weiteren sind hier noch keine möglichen CO₂-Einsparungen einer verbesserten Sektorenkopplung berücksichtigt (vgl. folgender Abschnitt „Power-to-X“).

Nicht zuletzt gelten die vorgestellten Wirkungen auf die CO₂-Bilanz prinzipiell für jedes Instrument, das die Flexibilisierung im Strommarkt forciert – dies bedeutet jedoch nicht, dass die Flexibilisierung des Stromsystems und das Ziel einer kohlenstoffarmen Energieversorgung im Widerspruch stehen. Die Flexibilisierung ist langfristig ein unabdingbarer Bestandteil eines kohlenstoffarmen Energiesystems auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien. Flexibilisierung ist einer der Grundsätze im Weißbuch Strommarkt des BMWi.

4.7 Power-to-X

Der Hauptfokus der bisherigen Analyse lag auf den direkten Auswirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage im Stromsektor. Die Elektrifizierung von Prozessen in anderen Sektoren (z.B. Elektroautos im Verkehrs- und Wärmepumpen im Wärmesektor) wird als „Sektorenkopplung“ oder „Power-to-X“ bezeichnet. Wechselwirkungen des Stromsektors mit anderen Sektoren (der sogenannten „Sektorenkopplung“) gewinnen im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung.

Sektorenkopplungsprozesse sind vor allem in Zeiten mit geringen Strompreisen ökonomisch sinnvoll, in denen der relativ edle Energieträger Strom in

ausreichendem Maß, z.B. aufgrund einer hohen Einspeisung aus Erneuerbarer Energien, günstig zur Verfügung steht und fossile Energieträger ersetzen kann.¹⁴¹

Die statische EEG-Umlage fällt jedoch auch in Niedrigpreisstunden in voller Höhe an, so dass die Bezugskosten für Strom von den Großhandelspreisen entkoppelt werden. Dies bildet ein Hemmnis für eine effiziente Sektorenkopplung.

Im Folgenden erläutern wir:

- welche Art von Prozessen in Bezug auf Sektorenkopplung eine Rolle spielen;
- wie eine dynamische EEG-Umlage die relative Wirtschaftlichkeit von stromgetriebenen Anwendungen im Vergleich zu alternativen Anwendungen am Beispiel der Schnittstelle zwischen Strom und Wärme verbessern kann; sowie
- inwieweit hierdurch die Effizienz des gesamten Energiesystems weiter erhöht werden kann.

Kernergebnisse

- Unter Sektorenkopplung fallen Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung (Power-to-Heat), Transport (Power-to-Mobility) und in der chemischen Industrie (Power-to-Chemicals). Aufgrund der aktuellen Relevanz fokussiert unsere Analyse auf Power-to-Heat.
- Die Bedeutung der Sektorenkopplung – und somit die Vorteile der dynamischen EEG-Umlage – werden im Zeitverlauf steigen, da mit dem Anstieg der Erneuerbaren Erzeugung auch die Anzahl der Niedrigpreisstunden im Stromsektor zunehmen werden, in denen Sektorenkopplungsprozesse (z.B. Power-to-Heat) besonders attraktiv sind.
- Die kurzfristige Einsatzentscheidung und somit auch die langfristigen Investitionsanreize für Power-to-Heat-Anwendungen hängen vom Vergleich alternativer Systeme zur Wärmeerzeugung (z.B. Gaskessel) und somit wesentlich von Abgaben und Steuern auf Strom und die konkurrierenden Energieträger ab. Die dynamische EEG-Umlage kann den Business-Case für Power-to-Heat-Anwendungen in Niedrigpreisstunden verbessern, indem sie die relativen Kosten im Vergleich zu den Kosten eines Alternativsystems

¹⁴¹ Fossile Energieträger werden durch Strom in anderen Sektoren, z.B. Benzin im Verkehrssektor und Gas und Öl im Wärmesektor, teilweise substituiert.

senkt.

- Volkswirtschaftlich stehen Effizienzgewinne durch Kosteneinsparungen und Senkung von Energieverlusten in Niedrigpreisstunden den Ausbaurkosten für Power-to-X gegenüber. Eine Dynamisierung kann ggf. einen zu starken Ausbau beanreizen. Eine Bewertung ist somit eine Frage der politischen Zielsetzung.
- Auf die CO₂-Bilanz kann Power-to-X gegenläufige Effekte haben. Durch den Ersatz fossiler Energieträger können CO₂-Emissionen in anderen Sektoren eingespart werden. Umgekehrt können die CO₂-Emissionen im Stromsektor durch die höhere Auslastung von Grundlastkraftwerken in Niedrigpreisstunden steigen.

4.7.1 Einordnung von sektorübergreifenden Prozessen

Ausgangspunkt ist eine Einordnung sektorübergreifender Prozessen nach

- Sektoren; und
- Art des Einsatzes.

Einordnung nach Sektoren

Unter Sektorenkopplung fallen mehrere etablierte und neue Stromanwendungen:

- **Wärmebereitstellung (Power-to-Heat)** – Eine Kopplung zwischen dem Stromsektor und anderen Sektoren ist durch die Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung (durch Elektrodenkessel bzw. Wärmepumpen) sowie für elektrische Prozesswärme in der Industrie möglich.
- **Transport (Power-to-Mobility)** – Strom kann für den Antrieb von Automobilen mit Elektromotoren sowie zur Herstellung von Wasserstoff für den Antrieb von Fahrzeugen mit H₂-Brennstoffzellen benutzt werden.
- **Herstellung von chemischen Erzeugnissen (Power-to-Chemicals)** – Dies beinhaltet alle technischen Prozesse, bei denen über Elektrolyse Strom für die Herstellung chemischer Stoffe eingesetzt wird. Diese können sowohl flüssige Kraftstoffe sein (wie z.B. Erdgas und Wasserstoff) als auch Chemikalien in der chemischen Industrie (z.B. Ammoniak) sein.

Zurzeit hat Power-to-Heat insbesondere in der Form von Wärmepumpen (im Haushaltsbereich) und Elektrodenkessel (Industrie und Stadtwerke) die höchste

Wirkungsanalyse und Bewertung

praktische Relevanz¹⁴². Daher werden wir uns bei der weiteren Wirkungsanalyse der multiplikativen EEG-Umlage auf Sektorenkopplung auf Power-to-Heat fokussieren. Die generelle Wirkungslogik lässt sich jedoch auf andere Power-to-X-Prozesse übertragen.

Einordnung nach Art des Einsatzes

In Abhängigkeit von ihrer Funktionalität werden zwei Arten von sektorübergreifenden Prozessen unterschieden:

- **Power-to-X-Prozesse mit Lastzuschaltung** – Dies sind Anwendungen, bei denen Anlagen mit alternativen Brennstoffen **parallel** aufgestellt werden. Solche Anwendungen sind z.B.:
 - Elektrokessel, die parallel zu Gaskesseln in Fernwärmesystemen stehen;
 - Heizstäbe in Pufferspeichern von Nahwärmesystemen, die beispielsweise Gas als primären Energieträger haben; sowie
 - im Industriesektor elektrische Prozesswärme ergänzend zu sonstiger Prozesswärme.

Die Versorgungsaufgabe wird bei solchen X-Sektor-Prozessen i. d. R. durch die Anlage mit alternativem Brennstoff erfüllt und die mit Strom betriebene Anlage kann bei geringen Strompreisen zugeschaltet werden und die Versorgungsaufgabe übernehmen. D.h. in diesem Fall erfolgt die Sektorenkopplung über Erhöhung des Stromverbrauchs bei Verzicht auf Verbrauch mit alternativen Brennstoffen.

- **Power-to-X-Prozesse mit Lastverschiebung** – Dies sind auf Strom basierende Anwendungen, die als eine aus mehreren Alternativen **einzeln** aufgestellt werden, um eine bestimmte Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Solche Anwendungen sind beispielsweise Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Elektromobilität sowie die Herstellung von Chemikalien durch Elektrolyse. Solche Anwendungen können i. d. R. ihren Stromverbrauch zeitlich verschieben.

Die Auswirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf die Wirtschaftlichkeit von Power-to-X ist unterschiedlich für Zuschalt- und Verschiebeprozessen, ähnlich zur Unterscheidung bei Lastmanagementpotenzialen (**Abschnitt 4.3.2**). Im folgenden Abschnitt gehen wir daher differenziert nach beiden Arten vor.

¹⁴² Vgl. Analyse der Stärken und Schwächen unterschiedlicher Power-to-X-Anwendungen in EWI et al. (2015).

4.7.2 Auswirkung auf Einsatz- und Investitionsanreize

An dieser Stelle analysieren wir die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat-Anwendungen aus der einzelwirtschaftlichen Perspektive eines Investors. Die Auswirkungen eines stärkeren Ausbaus von Power-to-Heat-Anwendungen auf das gesamte Energiesystem werden im **Abschnitt 4.7.3** im Rahmen der Effizienzbeurteilung betrachtet.

Das wirtschaftliche Kalkül für die Einsatzentscheidung von Power-to-X-Anwendungen unterscheidet sich je nach Art der Anwendung:

- **Zuschaltprozesse** - Der Nutzen einer Zuschaltung ergibt sich aus den Einsparungen durch den Verzicht auf die Nutzung der alternativen, parallel bestehenden Technologie zur Wärmeerzeugung, die mit entsprechenden Brennstoffkosten einhergeht. Diesem stehen die Strombezugskosten sowie evtl. anfallende Steuern und Auflagen für die Power-to-Heat-Anlage gegenüber. Eine Dynamisierung führt dazu, dass in Stunden mit geringen und negativen Preisen Power-to-Heat-Anwendungen wettbewerbsfähiger werden und häufiger zum Einsatz kommen. Maßstab ist somit die absolute Höhe des Endkundenpreises.
- **Verschiebeprozesse** - Bei Power-to-Heat-Prozessen, bei denen die Stromanwendung einzeln (und nicht parallel zu einer Anwendung mit alternativem Brennstoff) für die Wärmebereitstellung zur Verfügung steht, findet eine Abwägung zwischen ihrem Einsatz zu unterschiedlichen Zeitpunkten statt. Die Einsatzentscheidung sowie die Wirkung einer dynamischen EEG-Umlage auf die Wirtschaftlichkeit funktionieren somit ähnlich zur Lastverschiebeentscheidung bei Lastverschiebepotenzialen außerhalb der Sektorenkopplung – eine höhere Volatilität der Endkundenpreise kann die Anreize für Lastverschiebung erhöhen (siehe **Abschnitt 4.3.4**). Bewertungsmaßstab ist somit der Spread zwischen den Zeitpunkten.

Bei der kurzfristigen Einsatzentscheidung von Power-to-Heat-Prozessen mit Zuschaltungen würde somit eine Dynamisierung der EEG-Umlage in den Niedrigpreisstunden das Wirtschaftskalkül zugunsten der stromgetriebenen Anwendung beeinflussen. Bei Verschiebeprozessen verstärkt eine Dynamisierung den Anreiz, Strom in Niedrigpreisstunden zu verbrauchen.¹⁴³

¹⁴³ Der Effekt ist schwächer, falls eine dynamische EEG-Umlage nur auf Niedrigpreisstunden angewandt wird.

Langfristige Investitionsentscheidung

Die dynamische EEG-Umlage kann über die kurzfristige Einsatzentscheidung den Business-Case für Power-to-Heat-Anwendungen prinzipiell verbessern und somit Investitionsanreize auslösen:

- **Zuschaltprozesse** - Bei Power-to-Heat-Prozessen mit Zuschaltungen stehen dem Nutzen aus allen erwarteten Zuschaltungen Investitions-, jährliche Betriebskosten und Strombezugskosten gegenüber. Die dynamische EEG-Umlage kann die Frequenz der Zuschaltungen erhöhen und die Strombezugskosten reduzieren.¹⁴⁴
- **Verschiebeprozesse** - Bei Power-to-Heat-Prozessen mit Lastverschiebung bestimmt der langfristige ökonomische Vergleich der alternativen Technologien und Brennstoffen die relative Wirtschaftlichkeit der Power-to-Heat-Anwendung. Die dynamische EEG-Umlage kann bei solchen Anwendungen die Strombezugskosten über die Lebensdauer reduzieren, wenn der Verbrauch in Stunden mit tendenziell geringeren Strompreisen stattfinden kann.

Bei Zuschaltprozessen bestimmt somit die Wirkung einer Dynamisierung auf die Strombezugskosten in den Niedrigpreisstunden den Investitionsanreiz. Bei Verschiebeprozessen begünstigt eine Dynamisierung den Investitionsanreiz nur dann, wenn sie unter Berücksichtigung des Stromverbrauchprofils der Anwendung eine Senkung der durchschnittlichen Strombezugskosten im Vergleich zu einer statischen EEG-Umlage herbeiführt.

Eine dynamische EEG-Umlage kann sowohl die kurzfristige Einsatzentscheidung als auch den langfristigen Gesamtkostenvergleich mit Referenzsystemen zur Wärmeerzeugung verbessern.

Eine stärkere Marktdurchdringung von Power-to-X-Technologien kann alleine durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage jedoch nicht sichergestellt werden, da weitere staatlich induzierte fixe Preisbestandteile die kurzfristige Einsatzentscheidung weiterhin unwirtschaftlich machen können.¹⁴⁵ Zudem

¹⁴⁴ Bei Investitionsentscheidungen über Zuschaltprozesse spielen häufig auch technische Abwägungen über Besicherungen eine Rolle. So kann zum Beispiel ein Elektrodenkessel in einem Fernwärmesystem ein Heizwerk ersetzen, das sonst vorgehalten werden müsste, für die Besicherung der Fernwärmefragspitzen.

¹⁴⁵ Beispielsweise liegt selbst bei einem Großhandelspreis für Strom von 0 ct/kWh der Wärmepreis eines Elektrodenkessels in der Industrie mit fixen Strompreiskomponenten von ca. 10,4 ct/kWh (zzgl. EEG-Umlage) und einem Effizienzwirkungsgrad von nahe 100% weiterhin über dem Wärmepreis eines Erdgaskessels mit Wirkungsgrad von 95% und einem Gasbezugspreis von 3,6 ct/kWh. Der Strompreis müsste in diesem Beispiel auf unter -6,6 ct/kWh fallen, damit Power-to-Heat konkurrenzfähig ist.

befinden sich einige Power-to-X-Technologien noch in der Erprobungsphase, so dass die Investitionskosten zu hoch sind bzw. notwendige Infrastruktur fehlt (wie beispielsweise bei Elektromobilität).

4.7.3 Analyse der Kriterien in Bezug auf das gesamte Energiesystem

Im folgenden Abschnitt fassen wir die Bewertung einer Dynamisierung der EEG-Umlage auf die Sektorenkopplung anhand der vier Kriterien (**Abschnitt 2.3**) zusammen. Hierbei liegt ein zusätzlicher Fokus auf den mit dem Stromsektor gekoppelten Sektoren.

- **Effizienz** – Eine Dynamisierung der EEG-Umlage verbessert die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat-Anwendungen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive. Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ergibt sie hier folgende Abwägung:
 - Die zusätzliche Nachfrage in Stunden mit niedrigen (negativen) Preisen verringert die Energieverluste durch die Abregelung von EE-Anlagen. Zudem werden alternative Brennstoffe (z.B. Gas oder Öl) in Zeiten eingespart, in denen Strom zu Niedrigpreisen an der Börse gehandelt wird und somit aus Systemsicht mit geringen oder sogar negativen variable Kosten verbunden ist.
 - Dem stehen Investitionskosten in Power-to-Heat-Anlagen (und ggf. weitere notwendige Infrastruktur, wie etwa Wärmespeicher) entgegen, die aufgrund möglicher Redundanzen¹⁴⁶ zu den weiterhin notwendigen alternativen Wärmeerzeugungssystemen zusätzlich anfallen können.

Durch den Abbau von Verzerrungen zwischen einzelwirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Einsatz- und Investitionsanreizen wird die Effizienz des Gesamtsystems im Vergleich zum Status-quo verbessert.

- **Umwelt** – Durch den verstärkten Einsatz von Power-to-Heat-Anwendungen können CO₂-Emissionen des alternativen Wärmesystems, beispielsweise eines Erdgaskessels, eingespart werden. Gleichzeitig werden längerfristig Must-Run-Kraftwerke bei der Bereitstellung negativer Regelernergie abgelöst. Allerdings kann Power-to-Heat, wie prinzipiell jede Flexibilitätsquelle, die in Niedrigpreisstunden wirkt, auch einen

¹⁴⁶ In den überwiegenden Anwendungsfällen im industriellen Bereich und der Fernwärmeversorgung werden Power-to-Heat-Anlagen zusätzlich zur bestehenden Wärmeversorgung installiert. Im Haushaltsbereich hingegen werden Wärmepumpen bei der Installation in Neubauten i. d. R. als alleinige Wärmequelle betrieben, bei Nachrüstung in Bestandsbauten ist ebenfalls ein ambivalenter Betrieb möglich.

gegenläufigen Effekt haben, indem die CO₂-Emissionen im Stromsektor aufgrund längerer Laufzeit von Grundlastkraftwerken ansteigen.¹⁴⁷

- **Versorgungssicherheit** – Der Einfluss auf die netzseitige Versorgungssicherheit eines verstärkten Einsatzes von Power-to-Heat-Anwendungen in Niedrigpreisstunden ist nicht eindeutig. Netzengpässe werden nur dann vermieden, wenn die Anwendungen in räumlicher Nähe zur Erneuerbarenerzeugung stehen, die z. T. ursächlich für geringe Großhandelspreise ist.
- **Verteilung** – Die Lastzuschaltung in Niedrigpreisstunden steigert die Profitabilität von konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen sowie die Direktvermarktungserlöse erneuerbarer Erzeuger.

Eine Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor kann gesamtwirtschaftliche Vorteile mit sich bringen.¹⁴⁸ Eine abschließende Bewertung der dynamischen EEG-Umlage auf die Sektorenkopplung ist im Rahmen dieser Studie jedoch nicht möglich. Der Ausbau solcher Anwendungen kann volkswirtschaftlich gewünscht sein und durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage gefördert werden. Allerdings ist alternativ auch eine gezielte Förderung über andere Instrumente denkbar, z.B. der Befreiung und Reduzierung bestimmter Strompreisbestandteile (und findet bereits z. T. durch reduzierte Netzentgelte auf Basis des §14a EnWG statt).

4.8 Netzbetreiber

In diesem Abschnitt gehen wir auf die Wirkung der dynamischen EEG-Umlage auf die Netzbetreiber ein:

- Wirkung zusätzlicher Lastmanagementpotenziale auf Verteil- und Übertragungsnetze (**Abschnitt 4.8.1**); und
- Abschätzung der zusätzlichen Risiken durch die Dynamisierung für des EEG-Kontos, das durch die Übertragungsnetzbetreiber (**Abschnitt 4.8.2**).

Die Auswirkungen auf die Netzbetreiber werden im Rahmen einer konzeptionellen Analyse untersucht. Eine Netzmodellierung ist im Rahmen dieses Projekts nicht vorgesehen.

¹⁴⁷ Prinzipiell wirkt Power-to-X genau wie die in **Abschnitt 4.6** analysierten Lastverschiebepotenziale.

¹⁴⁸ Weitere Details inkl. einer SWOT-Analyse unterschiedlicher Power-to-X-Technologien finden sich in EWI et al. (2015).

Kernergebnisse

- **Wirkung auf die Stromnetze** – Die Auswirkungen der dynamischen EEG-Umlage auf die Stromnetze sind voraussichtlich beherrschbar. Problematische Auswirkungen erwarten wir allenfalls im Bereich der Verteilnetze auf der Ebene der Mittelspannung, bei Häufung der Lastmanagementpotenziale in einem Strang. Ein besonders kritischer Fall ist die zeitpunktgleiche Nutzung von Lastmanagementpotenzialen mit Anlaufströmen, die durch das gleichzeitige stundenscharfe Absinken der EEG-Umlage für alle Letztverbraucher im Adressatenkreis ausgelöst werden können. Diese zeitpunktgleiche Nutzung muss bei Lasterhöhungen vermieden werden.
- **Liquiditätsrisiken EEG-Konto** – Die Übertragungsnetzbetreiber sind zuständig für die Prognose der zukünftig benötigten EEG-Umlage und die Führung des EEG-Kontos. Ein Umstieg auf eine multiplikative EEG-Umlage bedeutet für sie zusätzliche Prognoserisiken (Preis- und Mengenrisiken) auf der Einnahmenseite des EEG-Kontos. Somit steigt das Liquiditätsrisiko für das EEG-Konto.

Ein Beispielrechnung für das Jahr 2014 zeigt, dass ein Prognosefehler beim Multiplikator von +/- 0,1 einem Liquiditätsrisiko von 800 Mio. € entspricht.

4.8.1 Wirkung auf die Stromnetze

Die Wirkung der dynamischen EEG-Umlage auf die Stromnetze muss getrennt nach den Spannungsebenen untersucht werden. Wir gehen davon aus, dass die erschlossenen Lastmanagementpotenziale mit maximal 4 GW (Lastreduktion) bzw. 6 GW (Lasterhöhung)¹⁴⁹ deutlich kleiner sind als die technischen Lastmanagementpotenziale und dass diese gleichmäßig über Deutschland verteilt sind.

Die Nutzung der Lastmanagementpotenziale in Folge einer Dynamisierung der EEG-Umlage hat folgende Auswirkungen auf die unterschiedlichen Netzebenen:

- Im Bereich der **Übertragungsnetze** gehen wir davon aus, dass max. 4 GW Lastreduktionspotenzial zu Änderungen des deutschen Lastgangs führen, die

¹⁴⁹ Bei einem Erschließungsgrad von 50 % des Maximalszenarios wären entsprechend den Überlegungen in **Abschnitt 4.3.3** bis zu 6 GW Lasterhöhungspotenzial vorhanden und bis zu 4 GW Lastreduktionspotenzial. Aufgrund der Einschränkungen bei der Verfügbarkeit bewerten wir diese Größenordnungen als Obergrenzen.

im Rahmen der auch heute schon beobachtbaren Schwankungen im Lastgang liegen. Hierbei muss auch beachtet werden, dass die Lastreduktionen in Hochlastzeiten erfolgen werden, so dass die Abrufleistungen der Lastmanagementpotenziale in Summe relativ zur Gesamlast klein sein werden (unter 10%¹⁵⁰).

Anders ist die Situation bei den Lasterhöhungen. Diese erfolgen typischerweise in Schwachlastzeiten, so dass wir auch hier davon ausgehen, dass aufgrund freier Übertragungskapazität im Übertragungsnetz keine Engpässe entstehen werden.

- Auf der Ebene der **Hochspannung und der Mittelspannung** sehen wir nur bei ungünstigen geografischen Häufungen von Lastmanagementpotenzialen negative Wirkungen der dynamischen EEG-Umlage. In einem solchen Fall könnte bei gleichzeitigen Lasterhöhungen ein Verteilnetz überlastet werden. Ein besonders kritischer Sonderfall kann hierbei entstehen, wenn mehrere Lasten, die hohe Anlaufströme verursachen, tatsächlich gleichzeitig zugeschaltet werden. Dies kann durch das gleichzeitige stundenscharfe Absinken der EEG-Umlage für alle Letztverbraucher im Adressatenkreis ausgelöst werden. Derartige Anlaufströme können bei Drehstrommotoren das vier- bis achtfache der elektrischen Leistungsaufnahme im Normalbetrieb betragen und bis zu einer Minute (in Sonderfällen sogar länger) fließen. Zuschaltungen, derartiger Lasten dürfen also nicht zeitpunktgenau in einem Verteilnetz stattfinden.
- Auf der Ebene der **Niederspannung** sehen wir keine signifikanten Auswirkungen der dynamischen EEG-Umlage, da die Adressaten weit überwiegend nicht auf dieser Netzebene angeschlossen sind.

4.8.2 Auswirkungen auf das EEG-Konto

Die Übertragungsnetzbetreiber sind zuständig für die Prognose der zukünftig benötigten EEG-Umlage und die Führung des EEG-Kontos. Ein Umstieg auf eine multiplikative EEG-Umlage bedeutet für sie, dass das Prognoserisiko auf der Einnahmenseite des EEG-Kontos, und somit das Liquiditätsrisiko für das EEG-Konto, ansteigen wird:

- Bei der **statischen EEG-Umlage** bestehen auf der Einnahmenseite bereits heute **Preis- und Mengenrisiken** - Zur Prognose der zukünftigen Umlagenhöhe teilen die Übertragungsnetzbetreiber den erwarteten Refinanzierungsbedarf (Differenzkosten zwischen Auszahlung an die

¹⁵⁰ Die Last zu Hochlastzeiten beträgt ca. 60 bis 80 GW. Dies ergibt eine Reduktion von ca. 5-7%.

Anlagenbetreiber und die Vermarktungserlöse) durch den erwarteten nicht privilegierten Letztverbrauchs im Prognosezeitraum. Daher bestehen Preisrisiken hinsichtlich der zukünftigen Vermarktungserlöse in Abhängigkeit des Großhandelspreises. Die Einnahmen für das EEG-Konto variieren zudem in Abhängigkeit der realisierten Letztverbrauchsmengen. Allerdings beschränkt sich dieses Mengenrisiko auf den Gesamtstromverbrauch, und nicht auf dessen zeitliche Struktur.

- Bei der **multiplikativen EEG-Umlage** fallen auf der Einnahmenseite **zusätzliche Preisrisiken** an – Durch die Kopplung an einen stündlichen schwankenden Strompreis hängt der Wert der Einnahmen des EEG-Kontos nicht nur von der umlagepflichtigen Letztverbrauchsmenge ab, sondern auch von der stündlichen Strompreishöhe und dem stündlichen Lastgang.
- Bei der **multiplikativen EEG-Umlage** fällt zudem ein **zusätzliches Mengenrisiko** an – Aufgrund der Unsicherheit über die Reaktion der Nachfrage bei stärker schwankenden Endkundenpreisen wird die Prognose des nicht-privilegierten Letztverbrauchs erschwert. Dieses zusätzliche Mengenrisiko dürfte im Vergleich zum Preisrisiko jedoch gering sein.

Abbildung 24 zeigt im Rahmen einer einfachen Variationsrechnung, wie sich ein kleiner Fehler in der Prognose des Multiplikators von jeweils +0,1 oder –0,1 auf die absoluten Einnahmen des EEG-Kontos für den Adressatenkreis GHD und nicht-energieintensive Industrie auswirkt.¹⁵¹

Die beispielhafte Rechnung zeigt, dass die Prognoserisiken erheblich sind:

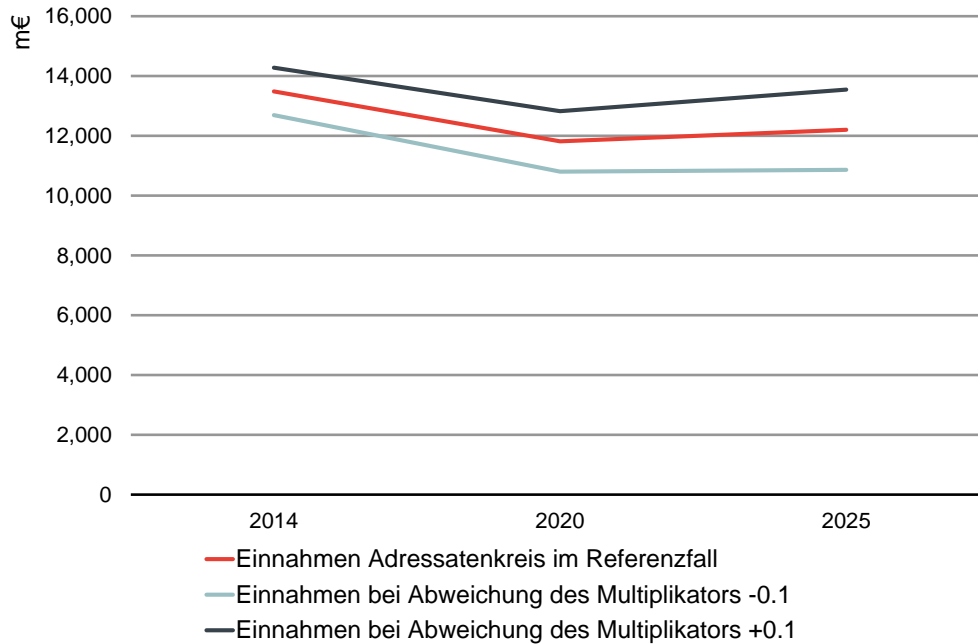
- Für das Jahr 2014 führt ein Fehler von +/- 0,1¹⁵² zu Mehr-/Mindererlösen von ca. 800 Mio. €. Dies entspricht einem Risiko von ca. 3% bezogen der EEG-Differenzkosten in Höhe von 23,6 Mrd. €.
- Längerfristig steigt das Risiko eines Fehler von +/- 0,1¹⁵³ auf +/- 1,3 Mrd. € an Mehr-/Mindererlösen an. Dies entspricht etwa 6% der Differenzkosten.

¹⁵¹ Die Analyse stützt sich auf Ergebnisse aus der Modellierung des Großhandelsmarktes in **Abschnitt 4.5**. Sie berücksichtigt keine Rückwirkungen eines unterschiedlichen Multiplikators auf die die Verbraucher und somit auf die Großhandelspreise.

¹⁵² Bezogen auf einen Multiplikator von 1,7 für das Jahr 2014 entspricht dies einem Prognosefehler von ca. 6%.

¹⁵³ Bezogen auf einen Multiplikator von 0,9 für das Jahr 2025 entspricht dies einem Prognosefehler von ca. 11%.

Abbildung 24. Auswirkung eines Prognosefehlers von +/- 0,1 beim Multiplikator auf die Einnahmen des EEG-Kontos



Quelle: Frontier/BET

Die Prognoserisiken im Zusammenhang mit der Ausgabenseite werden hingegen von der Dynamisierung der EEG-Umlage nicht beeinflusst. Allerdings sind die zusätzlichen Preisrisiken auf der Einnahmenseite mit den bereits bestehenden Preisrisiken auf der Ausgabenseite korreliert.¹⁵⁴

Die erheblichen zusätzlichen Risiken durch die Dynamisierung der EEG-Umlage werden einen entsprechen systematisch höheren Bedarf an Liquiditätsreserve nach sich ziehen. Zusätzlich kann bei Einführung des neuen Umlagesystems ein zusätzlicher Aufschlag notwendig sein, der zu einem späteren Zeitpunkt nach Erfahrungen im Umgang mit den neuen Prognoserisiken abgebaut werden kann.

¹⁵⁴ Liegt der tatsächliche Wert des Großhandelspreises unter dem Prognosewert, dann steigen sowohl die Differenzkosten und somit die Ausgaben des EEG-Kontos. Gleichzeitig sinkt der Wert der Einnahmen, die bei der dynamischen EEG-Umlage an das Großhandelspreisniveau gekoppelt sind. Der umgekehrte Fall tritt bei einer Unterschätzung des Großhandelspreises ein.

4.9 Zusammenfassende Bewertung anhand der Kriterien

Tabelle 9 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Wirkungsanalyse der multiplikativen EEG-Umlage für RLM-Kunden zusammen, wie sie von der Agora Energiewende vorgeschlagen wurde (siehe **Abschnitt 3.2.1**).

Tabelle 9. Bewertung der multiplikativen EEG-Umlage (gem. „Agora-Vorschlag“) anhand der vier Kriterien

Kriterium	Vorteile multiplikative EEG-Umlage	Nachteile multiplikative EEG-Umlage
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> □ Bessere Kopplung von Eigenerzeugungsanlagen an den Großhandelspreis □ Stärkung der Sektorenkopplung in Niedrigpreisstunden □ Geringere Abregelung von EE-Erzeugung in Stunden mit negativen Preisen □ Verminderung von Hemmnissen („Nudge“) bei der Erschließung neuer LM-Potenziale bei beschränkt rationalen Verbrauchern 	<ul style="list-style-type: none"> □ Überanreiz zur Erschließung von LM-Potenzialen bei rationalen Verbrauchern □ Überanreiz zum Einsatz von LM¹⁵⁵ □ Verzerrung im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen¹⁵⁶ □ Zusätzliche Risikoposition (Vertriebe, EEG-Konto) □ Zusätzliche Transaktionskosten
Verteilung	<ul style="list-style-type: none"> □ Entlastung von flexiblen Verbrauchern und Verbrauchern mit hohem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden □ Mehrbelastung von inflexiblen Verbrauchern und Verbrauchern mit hohem Stromverbrauch in Hochpreisstunden □ Mittelfristig Umverteilung von Erzeugern auf Verbraucher aufgrund geringerer Stromgroßhandelspreise <p>Die Bewertung, ob diese Verteilungseffekte gewünscht sind oder vermieden werden sollten, ist primär eine politische Frage.</p>	
Umweltverträglichkeit	<ul style="list-style-type: none"> □ Verbesserte EE-Integration (Lastzuschaltung in Niedrigpreisstunden) □ Einsparung fossiler Energieträger 	Höhere Auslastung CO ₂ -intensiver Grundlastkraftwerke

¹⁵⁵ Der Überanreiz ist sowohl bei rationalen Stromverbrauchern als auch bei den beschränkt rationalen Verbrauchern zu erwarten. Bei letzteren wird die Irrationalität vor allem in Hemmnissen bei der Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale vermutet. Nach Überwindung dieser Hemmnisse liegt nahe, dass der Einsatz rational erfolgt (z.B. aufgrund von Automatisierung oder Unterstützung durch externe Dienstleister).

¹⁵⁶ Zwischen Lastmanagement/dez. Speichern und flexiblen Kraftwerke/zentralen Speichern.

Versorgungs- sicherheit	□ Kurzfristig wird Versorgungssicherheit durch zusätzliche Nachfrageflexibilität aus LM erhöht	Langfristig werden konkurrierende Flexibilitäten (z.B. Gaskraftwerke, zentrale Speicher) verdrängt
------------------------------------	--	--

Quelle: Frontier/BET

Im Folgenden fassen wir die wesentlichen positiven und negativen Wirkungen der multiplikativen EEG-Umlage bezogen auf die vier Kriterien Effizienz, Verteilung, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit zusammen.

Effizienzvorteile bestehen vor allem im Bereich der Niedrigpreisstunden – ihnen stehen neu entstehende Verzerrungen und Transaktionskosten gegenüber

Im heutigen System mit statischer EEG-Umlage kommt es selbst bei negativen Preisen an der Strombörse aufgrund der konstanten statischen EEG-Umlage (sowie weiteren staatlich induzierten Strompreisbestandteilen und privatrechtlicher, arbeitsbasierte Netzentgelte) nicht zu einem Absinken der Endkundenpreise auf null.¹⁵⁷

Durch die multiplikative Kopplung der EEG-Umlage an den Strompreis sinkt die EEG-Umlage bei negativen Börsenpreisen auf null, so dass sich die Endkundenpreise bei niedrigen Stromgroßhandelspreise ebenfalls niedrigen Werten nähern würden.¹⁵⁸

Dies bewirkt folgende **positiven Effekte auf die Kosteneffizienz** des Stromsystems und gekoppelter Sektoren:

- **Verbesserung der Einsatzentscheidung von Eigenerzeugungsanlagen** durch die stärkere Kopplung an den Großhandelspreis in Niedrigpreisstunden - Der positive Effekt tritt hierbei vor allem bei Bestandsanlagen auf, die aufgrund des Bestandschutzes weiterhin vollständig von der EEG-Umlage befreit sind. Verzerrungen zugunsten der Eigenerzeugung sind ein akutes Thema, das bereits heute beträchtliche Relevanz besitzt.
- **Verbesserung der Sektorenkopplung** in Niedrigpreisstunden – Durch die Entlastung der Endkundenpreise in Stunden mit geringen

¹⁵⁷ Zudem sehen die Strombezugsverträge häufig keine voll Weitergabe der Schwankung an den Großhandelsmärkten vor, siehe **Abschnitt 4.2.1**.

¹⁵⁸ Allerdings fallen andere Bestandteile, wie etwa die Stromsteuer, weiterhin statisch an. Zudem setzt dies eine Weiterreichung der Großhandelspreisvolatilität durch die Vertriebe voraus.

Stromgroßhandelspreisen werden neue Anwendungen, bei denen insbesondere Strom in günstigen Zeitperioden genutzt werden kann, deutlich attraktiver. Dies betrifft z.B. die Stromverwendung in Sektoren wie „Power-to-Heat“, „Power-to-Hydrogen“ oder „E-Mobility“. Durch die zusätzliche Nachfrage aus den anderen Sektoren in Stunden mit niedrigen (negativen) Preisen wird die Abregelung von EE-Anlagen vermieden und alternative Brennstoffe eingespart. Das Thema Sektorenkopplung ist heute noch von begrenzter Relevanz, wird mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor deutlich an Bedeutung gewinnen.

- **Erschließung effizienter Lastmanagementpotenziale** durch Zusatzanreize („Nudge“) bei beschränkt rationalen Verbrauchern – Durch die Kopplung in allen Stunden des Jahres wird die Schwankung der Endkundenpreise – bei entsprechender Weitergabe durch die Vertriebe – mehr als verdoppelt. Durch diesen Zusatzanreiz können Hemmnisse zur Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale bei beschränkt rationalen Verbrauchern überwunden werden.

Allerdings ist die Unterscheidung zwischen rationalen und beschränkt-rationalen Verbrauchern wissenschaftlich nicht eindeutig. Die Verhaltensökonomik geht davon aus, dass Irrationalitäten vor allem bei Entscheidungen durch Individuen auftreten, wohingegen Entscheidungen in Unternehmen (u. a. aufgrund von Gruppenentscheidungen) tendenziell rational sind. Eine klare Abgrenzung, z.B. auf Basis des Stromverbrauchs, ist jedoch nicht möglich.

Das Thema Nachfrageflexibilisierung ist aufgrund der aktuell geringen Volatilität auf den Großhandelsmärkten von begrenzter Relevanz.¹⁵⁹ Zukünftig wird die Bedeutung mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor deutlich zunehmen.

Diese Vorteile müssen mit **negativen Effekten auf Kosteneffizienz** durch Überanreizung von Lastmanagement, zusätzlichen Transaktionskosten und Risiken abgewogen werden:

- **Ineffiziente Überanreize für Lastmanagement** - Die multiplikative EEG-Umlage erhöht die Preisschwankung für Endkunden – bei Weitergabe durch die Vertriebe – erheblich im Vergleich zur Schwankung des Großhandelspreises. Dies schafft

¹⁵⁹ Die Schwankung der Großhandelspreise gibt die Zahlungsbereitschaft für Flexibilität wieder (siehe **Abschnitt 4.3.6**) wider. Dies spiegelt sich auch darin wider, dass zurzeit keine großen Pumpspeicherprojekte realisiert werden.

- bei rationalen Stromverbrauchern einen Überreiz zur **Erschließung** von Lastmanagementpotenzialen; und
- bei rationalen und beschränkt rationalen Verbraucher einen Überreiz für den **Einsatz** erschlossener Lastmanagementpotenziale.

Durch diese Überreize für Lastmanagement (und dezentrale Speicher) wird der Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen verzerrt. So werden alternative Flexibilitätspotenziale wie Stromspeicher oder Gasturbinen zumindest mittelfristig Marktanteile verlieren. Ineffiziente Anreize für dezentrale Speicher (aktuell vor allem zur Eigenverbrauchsmaximierung bei PV-Aufdachanlagen) sind bereits heute ein Problem, das durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage weiter verschärft werden kann. Letztendlich führen die Verzerrungen zu ineffizient hohen Systemkosten.

Unsere Analysen zeigen, dass die Überreize für Lastmanagement aktuell aufgrund der geringen Großhandelspreisschwankungen begrenzte Auswirkungen haben dürften. Allerdings ist dann auch der Nutzen der dynamischen EEG-Umlage begrenzt. Zudem bestehen hier zum Teil erhebliche Unsicherheiten aufgrund begrenzter Informationen zu Abruf- und Erschließungskosten.

Insgesamt sind die verzerrenden Effekte einer dynamischen EEG-Umlage auf die Wettbewerbsposition unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen mittel- bis langfristig als kritisch einzustufen, da hierdurch das „level playing field“ zwischen den unterschiedlichen Technologieoptionen eingeschränkt.

- **Zusätzlichen Transaktionskosten und Risiken** – Durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage fallen Transaktionskosten für die Systemumstellung, v. a. bei den Vertrieben an. Unsere Abschätzungen haben ergeben, dass diese mit einem niedrigen zweistelligen Millionenbetrag (siehe **Abschnitt 4.2.2**) moderat sind.

Zudem ändert sich die Risikoposition für Verbraucher, Vertriebe und das EEG-Konto. Dies kann ebenfalls zu Ineffizienzen führen, wenn z.B. in Folge der Dynamisierung der EEG-Umlage die Risikoprämien ansteigen.

Beide Effekte sind in der Entscheidung zur Einführung einer dynamischen EEG-Umlage zu berücksichtigen, sind aber für sich genommen nicht prohibitiv.

Die Verteilungseffekte können erheblich sein – die Bewertung obliegt der Politik

Die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage führt auch zu zum Teil erheblichen Verteilungswirkungen, sowohl innerhalb des Adressatenkreises, als auch zu anderen Verbrauchern und Stromerzeugern.

- **Innerhalb des Adressatenkreises** findet eine Umverteilung zwischen Stromverbrauchern mit unterschiedlichen Verbrauchsmustern statt. Gewinner sind Verbraucher mit überproportionalem Stromverbrauch in Niedrigpreisstunden mit gleichzeitig geringer EEG-Umlage (z.B. Unternehmen mit Produktion im 3-Schicht-Betrieb). Verlierer sind Verbraucher mit überproportionalem Stromverbrauch zu Hochpreisstunden (z.B. ein Unternehmen mit einer Produktion an Werktagen in einer Tagschicht). Der Umverteilungseffekt tritt unabhängig davon auf, ob eine Anreizwirkung durch die multiplikative EEG-Umlage erzielt wird. Unsere Analysen, gestützt durch ähnliche Ergebnisse in BEE (2015), zeigen, dass diese Umverteilungseffekte erheblich sein können und im hohen einstelligen Prozentbereich der EEG-Umlagekosten liegen.
- Eine weitere Umverteilung erfolgt **zwischen flexiblen und inflexiblen Verbrauchern**, zugunsten flexibler Verbraucher. Durch Nachfrageflexibilisierung kann die Belastung durch die EEG-Umlage verringert werden. Die Höhe der Verteilungswirkung hängt wesentlich von der Effektivität des Instruments ab. Unsere Abschätzungen zeigen, dass die Verteilungswirkung aufgrund der begrenzten Anreize für Lastmanagement moderat bis gering ist. Lediglich im Bereich GHD kann es bei Verbrauchern mit geringen Erschließungskosten und geringen variablen Kosten zu Deckungsbeiträgen kommen, die deutlich größer sind als die (annuisierten) einmaligen und laufenden Fixkosten. Dies wären dann Gewinne, die maßgeblich durch die dynamische EEG-Umlage entstehen und die von den inflexiblen Verbrauchern bezahlt werden müssen.
- Durch den Einfluss auf den Großhandelspreis kommt es ebenfalls zu Umverteilungswirkung zwischen **Verbrauchern und Stromerzeugern**. Unsere Analysen zeigen, dass es kurzfristig zu einer Senkung des Großhandelspreisniveaus kommen kann, langfristig das System jedoch ausgleichend (d.h. sich auf dem Preispfad ohne dynamische EEG-Umlage) reagiert und der Umverteilungseffekt insignifikant wird.

Verteilungseffekte dieser Art (insbesondere zu Lasten inflexibler Marktteilnehmer) treten im Rahmen der Energiewende an verschiedenen Stellen auf und stellen keine Besonderheit der dynamischen EEG-Umlage dar. Letztendlich ist die Bewertung dieser Verteilungseffekte eine primär politische Frage.

Es treten gegenläufige Effekte hinsichtlich der Klimaschutzziele auf – langfristig wird die Integration von Erneuerbarer in Niedrigpreisstunden unterstützt

Unsere Analysen zeigen, dass die multiplikative EEG-Umlage gegenläufige Auswirkungen auf Klimaschutzziele hat:

- **Einsparung von CO₂-Emissionen durch verbesserte Sektorenkopplung** - Die dynamische EEG-Umlage kann CO₂-Emissionen im Rahmen der verbesserten Sektorenkopplung einsparen, insofern fossile Brennstoffe in anderen Sektoren (z.B. Erdgas im Wärme- und Benzin und Diesel im Verkehrssektor) eingespart werden.

Zudem begünstigen Lastzuschaltungen in Niedrigpreisstunden die Integration der Erneuerbaren. So wird die Abregelung von Erneuerbaren in Stunden mit negativen Preisen verringert. Ob dadurch insgesamt der EE-Anteil steigt, hängt vom Zielsystem der EE-Förderung ab.¹⁶⁰ Unsere Simulationen für das Jahr 2020 haben gezeigt, dass dies jedoch in weniger als 50 Stunden auftritt, in den negative Preise vermieden werden können.

Die Bedeutung der Sektorenkopplung – und somit die Vorteile der dynamischen EEG-Umlage – werden im Zeitverlauf steigen, da mit dem Anstieg der Erneuerbarenerzeugung auch die Anzahl der Niedrigpreisstunden im Stromsektor zunehmen werden, in denen Sektorenkopplungsprozesse (z.B. Power-to-Heat) wirtschaftlich sind.

- **Anstieg der CO₂-Emissionen durch höhere Auslastung von Grundlastkraftwerken** möglich - Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung können steigen, da aufgrund der höheren Flexibilität im Gesamtsystem (d. h. höhere Lasten in Niedrigpreisstunden) CO₂-intensive Grundlastkraftwerke (Braun- und Steinkohle) häufiger eingesetzt werden. Dies ist keine spezifische Wirkung der dynamischen EEG-Umlage, sondern gilt für jedes Instrument, das auf der Nachfrage- oder Angebotsseite im Strommarkt die Flexibilität erhöht.

Zudem wird die Stromnachfrage insgesamt durch Lastzuschaltprozesse im Rahmen der Sektorenkopplung erhöht, die zumindest teilweise durch fossile Kraftwerke im In- und Ausland gedeckt wird.

¹⁶⁰ Bei Kapazitätszielen, wie sie im EEG im §3 für einzelne Technologien verankert sind, erhöht sich durch die Verringerung der Abregelung die gesamte EE-Erzeugung. Geht man hingegen von festen Energiemengenzielen, wie sie im Grundsatz im §1 EEG als Mindestanteile hinterlegt sind, aus steigt zwar durch die geringere Abregelung nicht die EE-Gesamterzeugung, aber der zusätzliche Investitionsbedarf in weitere EE-Kapazitäten zum Ersatz der abgeregelten Anlagen wird verringert.

Die Höhe und der zeitliche Verlauf dieses Effekts werden im Wesentlichen durch die Geschwindigkeit der Dekarbonisierung des Stromerzeugungsmix bestimmt. Unsere Analysen zeigen, dass die deutschen CO₂-Emissionen im Stromsektor um bis zu 1 Mio. Tonnen im Jahr 2020 erhöht, wobei es hierbei eine Obergrenze des Effekts handelt.

Der Nettoeffekt auf die CO₂- und Erneuerbarenziele sind somit nicht eindeutig. Allerdings werden langfristig mit zunehmender Dekarbonisierung der Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende die Vorteile, insbesondere die bessere Integration der Erneuerbaren in Niedrigpreisstunden, stärker an Gewicht gewinnen und die Nachteile im Zeitverlauf abnehmen.

Die Versorgungssicherheit wird kurzfristig erhöht – langfristig treten jedoch Verdrängungseffekte auf

Die multiplikative EEG-Umlage beanregt eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage. Dies hat folgende Auswirkungen auf das erzeugungsseitige¹⁶¹ Versorgungssicherheitsniveau:

- **Kurzfristig wird Versorgungssicherheit erhöht** durch zusätzliche Flexibilität aus Lastmanagement - Durch zusätzliche Flexibilisierung der Nachfrage wird die Wahrscheinlichkeit verringert, dass Angebot und Nachfrage in Knappheitsstunden nicht im Einklang stehen und damit hypothetische unfreiwillige Lastabschaltungen vorgenommen werden müssen. Lastreduktionen sind dann freiwilliger Natur und werden entsprechend finanziell kompensiert. In diesem Sinne ist Lastmanagement generell von „Lastabschaltungen“ als Zwangsmaßnahme zu unterscheiden.
- **Langfristig werden dadurch alternative Flexibilitäten verdrängt** – Aufgrund der stärkeren Reaktion der Nachfrage sinken die Preisvolatilität und somit mittelfristig das Angebot konkurrierender Flexibilitäten, wie beispielsweise Spitzenlasterzeugung und Speicher. Daher ist der Effekt auf erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nicht dauerhaft.

¹⁶¹ Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.

5 Weiterentwicklung der Ausgestaltung einer dynamischen EEG-Umlage

In **Abschnitt 4** erfolgte eine Wirkungsanalyse und Bewertung des in der öffentlichen Debatte eingebrachten Vorschlags einer multiplikativen EEG-Umlage,¹⁶² in der die Höhe der EEG-Umlage multiplikativ an einen stündlichen Strompreis gekoppelt ist. Adressatenkreis sind in der Regel alle Stromverbraucher mit registrierender Leistungsmessung. Aufbauend auf der Bewertung eines solchen dynamischen Umlage-Modells werden in diesem Abschnitt mögliche Weiterentwicklungen einer arbeitsbasierten dynamischen EEG-Umlage vorgestellt.

Wir gehen hierbei folgendermaßen vor:

- Ausgangspunkt ist die Frage, welche wesentlichen Zielsetzungen mit einer Modifikation der vorliegenden Vorschläge für eine multiplikative EEG-Umlage adressiert werden sollen. Wesentliche Ansatzpunkte werden hierbei aus den Stärken und Schwächen der multiplikativen EEG-Umlage identifiziert (**Abschnitt 5.1**).
- Auf Basis der Analyse identifizieren wir als zwei wesentliche Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung einer dynamischen EEG-Umlage die Art der Kopplung der EEG-Umlage an den Strompreis sowie den Zuschnitt des Adressatenkreises; diese werden in den folgenden Abschnitten detaillierter untersucht:
 - **Abschnitt 5.2** befasst sich mit der Art der Kopplung;
 - **Abschnitt 5.3** mit dem Zuschnitt des Adressatenkreises;
- Die „Art der Kopplung“ und der „Zuschnitt des Adressatenkreises“ lassen sich auch gleichzeitig variieren. Aus der Verknüpfung der beiden Hebel werden in **Abschnitt 5.3** zwei kombinierte Ausgestaltungsvarianten abgeleitet.
- In **Abschnitt 5.4** folgt ein Fazit.

Die resultierenden alternativen Ausgestaltungsmöglichkeiten einer dynamischen EEG-Umlage gehen anschließend in die Handlungsempfehlungen in **Abschnitt 6** ein.

¹⁶² Siehe z.B. die Vorschläge von Agora und BEE, die in **Abschnitt 3** näher beschrieben werden.

5.1 Zielsetzung der Weiterentwicklung

Die Modifikation des im **Abschnitt 4** analysierten Modells der multiplikativen EEG-Umlage erfolgt anhand folgender Zielsetzungen, abgeleitet aus den in **Abschnitt 4.9** zusammengefassten Stärken und Schwächen des analysierten multiplikativen Modells der Dynamisierung:

- **Ziel 1a – Verbesserte Anreize für den Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen** durch möglichst unverzerrte Preissignale in Stunden mit niedrigen Stromgroßhandelspreisen. Hiermit soll ein stärker marktorientierter Einsatz von Eigenerzeugern erreicht und ineffizient hohes Angebot (bei Grenzkosten unterhalb des Großhandelspreisniveaus) in Niedrigpreisstunden reduziert werden. Dieser Aspekt ist aufgrund der Bestandsanlagen bereits heute relevant.
- **Ziel 1b – Verbesserte Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung** durch möglichst unverzerrte Preissignale in Stunden mit niedrigen Stromgroßhandelspreisen, analog zu Ziel 1a. Durch eine weitere zeitvariable Endkundenpreiskomponente soll der Wert des Stroms stärker das Verhältnis von Angebot und Nachfrage des Gesamtenergiesystems im Zeitpunkt widerspiegeln und die Lastzuschaltungen in Niedrigpreisstunden durch Sektorenkopplung stimuliert werden. Dieser Aspekt wird zukünftig mit der Zunahme an Niedrigpreisen an Bedeutung gewinnen.
- **Ziel 2 - Effiziente Anreize** für die Erschließung und den Einsatz von Lastflexibilisierungspotenzialen bei **rationalen Verbrauchern**. Der unverzerrte Wettbewerb der Lastverschiebepotenziale mit anderen Flexibilitätsoptionen soll weiterhin sichergestellt werden.
- **Ziel 3 - „Trigger“-Wirkung („Nudge“¹⁶³)** bei der Erschließung von Lastflexibilisierungspotenzialen bei **beschränkt-rationalen Verbrauchern**. Dies würde v.a. bei kleinen Verbrauchern greifen. Allerdings können hierdurch mögliche Überanreize beim Einsatz von Lastverschiebepotenzialen gesetzt werden, die abzuwägen sind.
- **Ziel 4 - Begrenzung der Transaktionskosten und der Risikoposition bei EEG-Konto, Verbrauchern und Vertrieben** – Die Analysen der multiplikativen EEG-Umlage haben gezeigt, dass durch die verpflichtende Einführung einer dynamischen EEG-Umlage, die auf alle Stunden des Jahres

¹⁶³ „Nudge“ (englisch für Schubs) ist ein Begriff aus der Verhaltensökonomik. Es handelt sich hierbei um Methode, das Verhalten von Menschen durch kleine Anstöße – statt durch Vorschriften oder Verbote – zu beeinflussen.

erhoben wird, zusätzliche Risiken für das EEG-Konto, Verbraucher und Vertriebe entstehen, gegen die nur teilweise (und dann mit Kosten verbunden) eine Absicherung möglich ist. Zudem entstehen durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage (zum Teil fixe) Transaktionskosten, die unabhängig von den erzielten Nutzen auftreten können. Daher ist bei der Weiterentwicklung auf eine mögliche Begrenzung der Risiken und Transaktionskosten zu achten.

5.2 Unterschiedliche Kopplungsmöglichkeiten

Die vorgeschlagene dynamisierte EEG-Umlage (u.a. BEE, Agora) soll multiplikativ an den Strompreis gekoppelt werden. Hierdurch wirkt die Dynamisierung der Umlage in allen Stunden des Jahres, verzerrende Effekte können v.a. in den Stunden mit höheren Stromgroßhandelspreisen entstehen. Ein möglicher Ansatzpunkt besteht deshalb in Änderungen bei der Art der Kopplung der EEG-Umlage an einen Strompreis. Hier stellen sich folgende Kernfragen der Ausgestaltung:

- Welche Stunden sollen von der Kopplung betroffen werden (z.B. alle Stunden oder nur Niedrigpreisstunden)? Wie soll die Kopplung erfolgen (z.B. als zweiteiliger Tarif oder multiplikativ mit Cap)?
- Welcher Stromgroßhandelspreis wird zugrunde gelegt (Intraday- oder Day-ahead-Preis)?

Mögliche Kopplungsmodelle

Im ersten Schritt gehen wir auf alternative Kopplungen an einen schwankenden Großhandelspreis ein. Die Spezifizierung der Bezugsgröße (Day-ahead- oder Intraday-Preis, stündlich vs. viertelstündlich) wird im nächsten Schritte diskutiert.

Folgende mögliche Kopplungen der EEG-Umlagenhöhe an einen schwankenden Stromgroßhandelspreis wären z.B. denkbar (s. **Abbildung 25**).

- **Modell I** (statische EEG-Umlage) entspricht dem Status quo, in dem die Umlagenhöhe innerhalb eines Jahres zeitlich konstant und somit unabhängig von der Höhe des Großhandelspreises ist. Dieses Modell dient als Referenz für die Bewertung der Dynamisierungsvorschläge.
- **Modell II** (multiplikative EEG-Umlage) entspricht dem Modell, das in der öffentlichen Diskussion mehrfach vorgeschlagen wurde (siehe **Abschnitt 3.2**) und das im Fokus der Bewertung im **Abschnitt 4** steht. Aufgrund der erhöhten Endkundenpreisvolatilität – bei Weitergabe durch Vertriebe – werden hierbei hohe Anreize für Lastverschiebung gesetzt (siehe Ziele 3 im

Abschnitt 5.1). Dieses Modell bildet die Grundlage für die Weiterentwicklungen der Modelle III und IV.

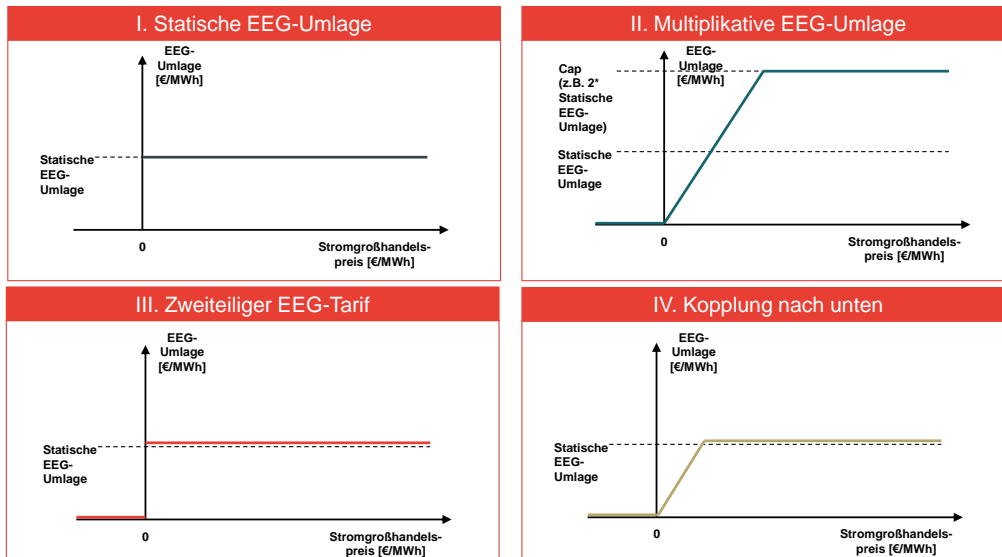
- **Modell III** (Zweiteiliger EEG-Tarif) – Die Höhe der EEG-Umlage nimmt zwei Werte an:
 - Null bei negativen Strompreisen (bzw. einem anderen definierten Schwellenwert); und
 - die statische EEG-Umlage (plus ggf. kleinem Aufschlag zur Erhaltung der Aufkommensneutralität¹⁶⁴) bei positiven Strompreisen.

Grundgedanke dieses Modells ist die ausschließliche Fokussierung der Dynamisierung der EEG-Umlage auf Niedrigpreisstunden, so dass Effizienzverbesserungen in Niedrigpreisstunden gestärkt und die Auswirkungen auf die Risikoposition bei Vertrieben und Verbrauchern begrenzt werden (siehe Ziele 1a, 1b, 2 und 4 im **Abschnitt 5.1**). Dieses Modell hat jedoch den Nachteil, dass sich aus der zweistufigen Struktur eine Unstetigkeit in der Nachfrage bei einem Großhandelspreis von Null ergibt.

- **Modell IV** (Kopplung nach unten) – In diesem Modell erfolgt eine Kopplung an den Strompreis – analog zum Modell II der multiplikativen EEG-Umlage – bis zur Höhe der statischen EEG-Umlage (plus ggf. kleinem Aufschlag zur Erhaltung der Aufkommensneutralität, analog zu Modell III). Wie bei Modell III sollen hierdurch Effizienzverbesserungen in Niedrigpreisstunden erzielt werden, ohne jedoch eine Unstetigkeit in der Nachfrage durch eine Sprungstelle zu erzeugen. Ein Freiheitsgrad des Modells besteht in der Höhe des Großhandelspreises, bis zu dem eine reduzierte Umlagenhöhe zu entrichten ist (d.h. der Steigung der Geraden in **Abbildung 25**).

¹⁶⁴ Die Begrenzung der Umlagenhöhe auf die statische EEG-Umlage hätte eine Nettoentlastung zur Folge und könnte durch einen entsprechenden leichten Anstieg verteilungsneutral ausgestaltet werden. Der Aufschlag auf die statische EEG-Umlage ist jedoch relativ gering, da die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen gering ist (64 Stunden im Jahr 2014, was eine Erhöhung der maximalen Umlagenhöhe um weniger als 1% im Vergleich zur statischen EEG-Umlage nötig machen würde).

Abbildung 25. Mögliche Kopplungsmodelle der EEG-Umlagenhöhe an einen Strompreis



Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: der Höchstbetrag in den Modellen III und IV ist inklusive eines kleinen Aufschlags auf die statische EEG-Umlage, um die Aufkommensneutralität zu gewährleisten.

Der Fokus der weiteren Betrachtungen liegt auf Modell III und IV, die eine Weiterentwicklung im Vergleich zur multiplikativen EEG-Umlage (siehe Modell II) darstellen.

Intraday- vs. Day-ahead-Preis

In der bisherigen Analyse sind wir von einer multiplikativen Kopplung der EEG-Umlage an den stündlich schwankenden Day-ahead-Preis an der EPEX ausgegangen, wie sie auch in den Vorschlägen des BEE und der Agora vorgesehen sind. Alternativ hierzu kann die Kopplung an einen Intraday-Preis erfolgen.

Die Kopplung an den Day-ahead-Preis erfolgt mit einer Vorlaufzeit bis zur physikalischen Lieferung von 12 bis 36 Stunden (siehe **Tabelle 10**). Bis zur physikalischen Lieferung bestehen zum Teil erhebliche Prognosefehler, die erst Intraday deutlich abnehmen.¹⁶⁵ Denkbar wäre daher eine Ausrichtung an einem Strompreis mit kürzerer Vorlaufzeit wie dem Intraday-Preis. **Tabelle 10** vergleicht beide alternativen Märkte.

¹⁶⁵ Vgl. Ecofys / RAP (2014).

Tabelle 10. Vergleich Day-ahead und Intraday-Strompreis an der EPEX Spot

	Day-ahead	Intraday
Preisbildung	Auktion	Auktion und kontinuierlicher Handel
Marktvolumen DE/AT im Jahr 2014	263 TWh	26 TWh (Auktion und kontinuierlicher Handel)
Handelsschluss („gate closure“)	12 Uhr des Vortags	Auktion: 15 Uhr des Vortags Kontinuierlicher Handel: 30 min. vor Lieferung
Vorlaufzeit bis Lieferung	12-36 Std.	Auktion: 9-33 Std. Kontinuierlicher Handel: 30 Min. – 32 Std.

Quelle: Frontier/BET basierend auf www.epexspot.com

Aus der Kopplung an einen Intraday-Preis ergeben sich folgende Vor- und Nachteile:

- Die Kopplung an einen Intraday-Preis bringt folgende **Vorteile**:
 - Im Vergleich zum Day-ahead-Preis ist eine stärkere Orientierung an kurzfristigen Schwankungen volatiler Erneuerbarer möglich (insb. Wind und PV), die mit Prognoseunsicherheiten behaftet sind. Extreme Preisausschläge im Intradaymarkt reflektieren Knappheit in Situationen, in denen das Stromsystem „im Stress“ ist und kurzfristige Flexibilität benötigt wird. Solche Situationen sind nur begrenzt day-ahead antizipierbar.
 - Es können auch sehr kurzfristige Flexibilitäten optimal eingesetzt werden, im Gegensatz zur Kopplung an einen Day-ahead-Preis mit längerer Vorlaufzeit. Verbraucher mit längeren Reaktionszeiten (z.B. aufgrund von Vorlaufzeiten bei der Umplanung von Produktionsprozessen) können sich weiterhin am Day-ahead-Preis als Schätzer für den Intraday-Preis ausrichten.

Eine Kopplung an die Intraday-Auktion bringt allerdings nur geringe Vorteile hinsichtlich der Vorlaufzeit und damit der Reduktion der Prognoseunsicherheit, daher käme v. a. eine Kopplung an den kontinuierlichen Handel in Betracht.

- Es bestehen jedoch auch erhebliche **Nachteile**:

Weiterentwicklung der Ausgestaltung einer dynamischen EEG-Umlage

- Beim kontinuierlichen Intraday-Markt handelt es sich um einen kleinen Markt mit eingeschränkter¹⁶⁶ Liquidität, auf dem vor allem Abweichungen im Vergleich zum Day-ahead-Markt (z.B. Prognosefehler bei der EE-Einspeisung) ausgeglichen werden. Auf diesem Markt kann es zu extremen Preisausschlägen kommen (und somit einer hohen EEG-Umlage), ohne dass eine grundsätzliche Knappheit im Gesamtsystem vorliegt.
- Unklar ist zudem, welche Preisnotierung bei Kopplung an den kontinuierlichen Handel für die EEG-Umlage als Bemessungsgrundlage herangezogen würde. Bei Referenz auf z.B. den letzten notierten Preis hätten die Verbraucher keine Gelegenheit mehr, zu reagieren. Die Kopplung an einen durchschnittlich gehandelten Preis würde die Planungssicherheit für Verbraucher und Vertriebe vermindern, da die Höhe der EEG-Umlage erst ex-post festgelegt würde.

Konzeptionell bietet die Kopplung an Intraday-Preis einige Vorteile. Allerdings ist der Fehler durch eine Kopplung an den Day-ahead-Preis zumindest heute moderat¹⁶⁷. Zudem ist die Kopplung an den kontinuierlichen Intradayhandel unter den derzeitigen Rahmenbedingungen schwer implementierbar und für Marktakteure schwierig handhabbar. Zudem werden sich Unternehmen nach Erschließung neuer Nachfrageflexibilitäten dem Intraday-Handel zuwenden, auch wenn die Kopplung der dynamischen EEG-Umlage an den Day-ahead-Preis erfolgt.

Deshalb erscheint eine Kopplung der EEG-Umlage an den Day-ahead-Markt nach heutigem Stand aus pragmatischen Gründen sinnvoller.

5.3 Zuschnitt des Adressatenkreises

In der bisherigen Analyse wurden entsprechend der vorliegenden Vorschläge für eine Dynamisierung der EEG-Umlage (Agora, BEE) Kunden mit registrierender Leistungsmessung einbezogen mit Ausnahme der privilegierten energieintensiven Industrie. Im Folgenden wird untersucht, ob durch eine Differenzierung bestimmter Kundengruppen eine Verbesserung der dynamischen EEG-Umlage erzielt werden kann.

Bei der Ausgestaltung des Adressatenkreises stellen sich folgende Kernfragen:

¹⁶⁶ Wir erwarten, dass mit der Zunahme der volatilen Erneuerbareenerzeugung die Liquidität im Intradaymarkt weiter ansteigen wird.

¹⁶⁷ Vgl. Ecofys / RAP (2014). Im Zeitraum Januar 2013 bis März 2014 wurde nur an 2% der Tage eine in einigen Stunden unterschiedliche Verlagerungsrichtung von Day-ahead- und Intraday-Preisen beobachtet.

- Inwieweit unterscheidet sich die Motivation für eine Dynamisierung der EEG-Umlage zwischen großen (rationalen) und kleinen (beschränkt-rationalen) Stromverbrauchern?
- Ist die Adressierung eines möglichst breiten Kreises sinnvoll? Falls ja, können SLP-Kunden aus dem GHD-Sektor und dem Haushaltssektor mit einbezogen werden?

Unterschiedliche Motivationen einer Dynamisierung für große und kleine Verbraucher

In **Abschnitt 4.3.1** wurde eine Differenzierung der Rationalität für unterschiedliche Verbrauchergrößenklassen vorgenommen. Bei großen Verbrauchern wird in der wissenschaftlichen Literatur von einem hohen Grad an Rationalität ausgegangen. Kleine Verbraucher (insbesondere Haushalte, aber auch kleine Produktionsbetriebe und kleine Unternehmen im Bereich GHD, die von einem sehr kleinen Personenkreis geführt werden) können hingegen beschränkte Rationalität aufweisen. Hieraus ergeben sich unterschiedliche Motivationen für eine Dynamisierung der EEG-Umlage:

- **„Trigger“-Wirkung bei kleinen Verbrauchern** - Kleine Stromverbraucher können beschränkt rational in der Erschließungsentscheidung von Lastmanagementpotenzialen sein. Eine Erhöhung der Volatilität der Endkundenstrompreise kann einen zusätzlichen Anreiz bieten („Nudge“), um Verhaltenshemmnisse zu überwinden.
- **Effizienzverbesserung in Niedrigpreisstunden für große Verbraucher** – Große Verbraucher agieren in der Regel rational und benötigen daher keinen zusätzlichen Anreiz zur Nachfrageflexibilisierung im Vergleich zu Anreizen aus der Volatilität am Großhandelsmarkt (siehe **Abschnitt 4.3.6** zu Effizienzüberlegungen). Der Fokus bei diesen Kunden liegt auf der Behebung der Verzerrung in Niedrigpreisstunden durch die statische EEG-Umlage. Hierdurch wird eine verbesserte Einsatzentscheidung der Eigenerzeugung abhängig vom Großhandelspreis bzw. eine Stärkung der Sektorenkopplung durch Lastzuschaltungen aus anderen Sektoren erreicht.

Aus dieser Differenzierung der Motivation einer Dynamisierung der EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen ergeben sich Konsequenzen zum möglichen Zuschnitt des Adressatenkreises und den jeweils geeigneten Kopplungsmodellen.

Überlegungen zum Zuschnitt des Adressatenkreises

Beim Zuschnitt des Adressatenkreises sind folgende Abwägungen zu treffen:

Weiterentwicklung der Ausgestaltung einer dynamischen EEG-Umlage

- **Weiter Adressatenkreis** – Aufgrund der unterschiedlichen Motivationen für die Dynamisierung ist ein einheitliches Dynamisierungsmodell für einen breiten Adressatenkreis problematisch. Eine Beschränkung der Kopplung auf Niedrigpreisstunden z.B. kann aus Sicht von rationalen Verbrauchern sinnvoll sein, würde aber eine geringere „Trigger“-Wirkung bei beschränkt-rationalen Verbrauchern entfalten. Welche „Trigger“-Wirkung erforderlich ist, um die effiziente Erschließung von Nachfrageflexibilität bei beschränkt rationalen Akteuren auszulösen, ist allerdings empirisch nur im Einzelfall feststellbar.
- **Enger Adressatenkreis** – Ein enger Adressatenkreis, bzw. unterschiedliche Dynamisierungsmodelle für verschiedene Kundengruppen, ermöglicht eine möglichst „maßgeschneiderte“ Lösung. Hierbei ergeben sich jedoch mögliche rechtliche Hemmnisse (Gebot der Diskriminierungsfreiheit) und offene Implementierungsfragen, da es keine empirisch bestimmbare, feste Unterteilung zwischen rationalen und beschränkt-rationalen Kunden gibt.

In der bisherigen Analyse lag der Fokus auf den RLM-Kunden. Bei einem Fokus auf die „Trigger“-Wirkung von kleinen, beschränkt-rationalen Verbrauchern geraten auch Haushaltskunden und kleine Gewerbekunden in den Fokus. Haushaltskunden und kleine Gewerbekunden werden in der Regel nach Standardlastprofilen bilanziert, d. h. die Abrechnung des Verbrauchs ist unabhängig vom tatsächlichen Verbrauchslastgang. Bei einem solchen Bilanzierungsmodell ist eine dynamische EEG-Umlage, die an einen stündlichen Strompreis gekoppelt ist, wirkungslos, da Verbrauchsanpassungen nicht zur Änderung des bilanzierten Verbrauchsprofils führen. Selbst HH-Kunden mit intelligenten Zählern (Smart-Meter) unterliegen derzeit in der Regel weiterhin der SLP-Bilanzierung, da das System der Zählerstandsgangmessung nach dem abgerechnet und bilanziert werden soll, vorerst noch nicht etabliert ist.

Der geeignete Adressatenkreises wird schlussendlich durch die Zielsetzung durch die Dynamisierung der EEG-Umlage getrieben.

5.4 Mögliche Varianten

In diesem Abschnitt werden zwei mögliche Varianten beschrieben, die sich aus der Kombination der Art der Kopplung (**Abschnitt 5.2**) und des Zuschnitts des Adressatenkreises (**Abschnitt 5.3**) ergeben. Zudem gehen wir auf die Möglichkeit von Optionalität oder Verpflichtung des Modells einer dynamischen EEG-Umlage ein.

Aufgrund der unterschiedlichen Motivationen für die Dynamisierung ergeben sich die folgenden zwei unterschiedlichen Kopplungsmodelle:

- Variante 1 – „Nudge“; und

- Variante 2 – „Niedrigpreise“.

Der wesentliche Unterschied der beiden Variante liegt in der Stärke des Anreizes zur Lastflexibilisierung für kleine Verbraucher, die beschränkt rational sein können.

5.4.1 Variante 1: „Nudge“

Diese Variante basiert auf der Idee, dass beschränkt rationale Stromverbraucher einen zusätzlichen Anreiz – über die Strompreisschwankung an der Strombörse hinaus – benötigen, um neue Lastmanagementpotenziale zu erschließen (Ziel 3). Ein solches Modell einer dynamischen EEG-Umlage setzt sich aus folgenden Hauptkomponenten zusammen:

- **Kopplungsmodell „Multiplikative EEG-Umlage“** – Es ist unklar, welcher „Trigger“- erforderlich ist, um die effiziente Erschließung von Nachfrageflexibilität bei beschränkt rationalen Akteuren auszulösen. Die zusätzlichen Anreize zur Lastflexibilisierung sind allerdings relativ hoch, wenn sich die Kopplung an einen stündlichen Strompreis sowohl auf Niedrig- als auch auf Hochpreise bezieht. Solche Anreize können durch eine multiplikative Kopplung gesetzt werden, wie unsere Analysen im **Abschnitt 4.3** gezeigt haben.
- **Adressatenkreis Kleinkunden** – Aus der auf diese Weise erhöhten Endkundenpreisvolatilität würden sich ineffizient hohe Anreize für den Einsatz und die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen für große, rational agierende Verbraucher ergeben. Daher sollte ein solches Modell mit multiplikativer Kopplung auf kleine Verbraucher beschränkt sein, die beschränkt rational sind, und daher für die effiziente Erschließung von Lastmanagementpotenzialen Zusatzanreize benötigen könnten.

Hinsichtlich der Abgrenzung nach Größenklassen gibt es jedoch folgende Einschränkungen:

- Eine lastgangbasierte Bilanzierung (RLM-Bilanzierung) ist eine Grundvoraussetzung für die Dynamisierung der EEG-Umlage. Eine SLP-Bilanzierung ist hingegen nicht mit stündlich schwankenden EEG-Umlagenhöhen vereinbar (siehe **Abschnitt 5.3**). Zurzeit liegt die Jahresverbrauchsuntergrenze für die RLM-Bilanzierung bei 100.000 kWh/a, so dass vorerst die überwiegende Mehrzahl der kleinen Verbraucher aus praktischen Gründen aus dem Anwendungsbereich der dynamischen EEG-Umlage fällt. Gem. den Eckpunkten zum „Verordnungspaket Intelligente Netze“ (BMWi 2015b) soll auch bei Verbrauchern ab einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh/a mit einem Messsystem (d. h. intelligenter Zähler mit Fernablesung)

ausgestattet werden und die Abrechnung und Bilanzierung nicht mehr nach SLP erfolgen.¹⁶⁸

- Die wissenschaftliche Literatur macht keine eindeutige Vorgabe, ab welcher Unternehmensgröße von Rationalität ausgegangen wird. Eine denkbare Obergrenze dürfte jedoch in der Größenordnung leicht oberhalb der aktuellen Grenze für die RLM-Bilanzierung von 100.000 kWh/Jahr liegen, so dass kurzfristig der Adressatenkreis sehr klein ausfallen würde.¹⁶⁹

● **Verpflichtendes Modell¹⁷⁰** – Die multiplikative Verknüpfung der EEG-Umlage hat auf die Stromverbraucher gegenläufige Wirkungen:

- Entlastung in Niedrigpreisstunden, wenn die dynamische EEG-Umlage unterhalb der statischen Umlagenhöhe liegt; und
- Mehrbelastung in Hochpreisstunden, wenn die dynamische EEG-Umlage die statische Umlagenhöhe übersteigt.

Soll eine möglichst starke Anreizwirkung zur Nachfrageflexibilisierung erzielt werden, sollte die Teilnahme am neuen Modell verpflichtend ausgestaltet werden, insofern hier keine rechtlichen Einschränkungen bestehen. Besteht hingegen ein Wahlrecht, ändert sich das Kalkül zur Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale wie folgt:

- Bei einer Teilnahmepflicht orientiert sich die Erschließungsentscheidung alleine an den durch die dynamische EEG-Umlage erzeugten Endkundenpreisschwankungen;
- Bei Optionalität wird der Erschließungsentscheidung eine Zutrittsentscheidung zur dynamischen EEG-Umlagesystem vorgeschaltet – zutreten *und* neue Lastmanagementpotenziale erschließen werden jetzt nur diejenigen Verbraucher, für die sich eine

¹⁶⁸ Die Einführung ist zeitlich gestaffelt vorgesehen: für Messstellen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 20.000 kWh soll die Einführung ab 2017 beginnen, gefolgt von Stromverbrauchern im Bereich 10.000 bis 20.000 kWh/Jahr ab 2019, gefolgt Verbrauchern mit einem Verbrauch von ab 6.000 bis 10.000 kWh pro Jahr ab dem Jahr 2021.

¹⁶⁹ Nach vorliegenden Informationen liegen Autohäuser, Pensionen, kleinere Hotels, Baumärkte, größere Handwerksbetriebe und größere Ärztehäuser bei typischen Jahresverbräuchen zwischen 50 und 150 MWh in diesem Bereich.

¹⁷⁰ Rechtlich gesehen würde die Teilnahmepflicht auf der Ebene der Vertriebe ansetzen. In einem verpflichtenden System müssten die Vertriebe für die Kunden ermitteln, ob diese im Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage sind. Die Vertriebe müssten dann für die Kunden im Adressatenkreis die dynamische EEG-Umlage und für die restlichen Kunden wie bisher die statische EEG-Umlage abführen. Die Umsetzung in Vertragsmodelle zwischen Vertrieben und Verbrauchern wäre den Vertrieben überlassen.

Nettoentlastung ergibt, unter Berücksichtigung der Deckungsbeiträge aus Nachflexibilisierung.

Bei einem Wahlrecht werden somit Verbraucher mit einer Nettobelastung bei Systemwechsel (d. h. Verbraucher mit einem hohen Verbrauchsanteil in Hochpreisstunden) generell nicht zutreten, auch wenn sie kostengünstige Lastmanagementpotenziale aufweisen.

5.4.2 Variante 2: „Niedrigpreise“

Diese Variante fokussiert auf die Verbesserung des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen und der Sektorenkopplung (Ziele 1a und 1b) und effizienten Anreizen zur Lastflexibilisierung für rationale Akteure (Ziel 2). Dieses Modell beschränkt sich daher auf die Korrektur der verzerrenden Wirkung der EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden und ist für große Verbraucher geeignet, deren Verhalten rational eingestuft wird.

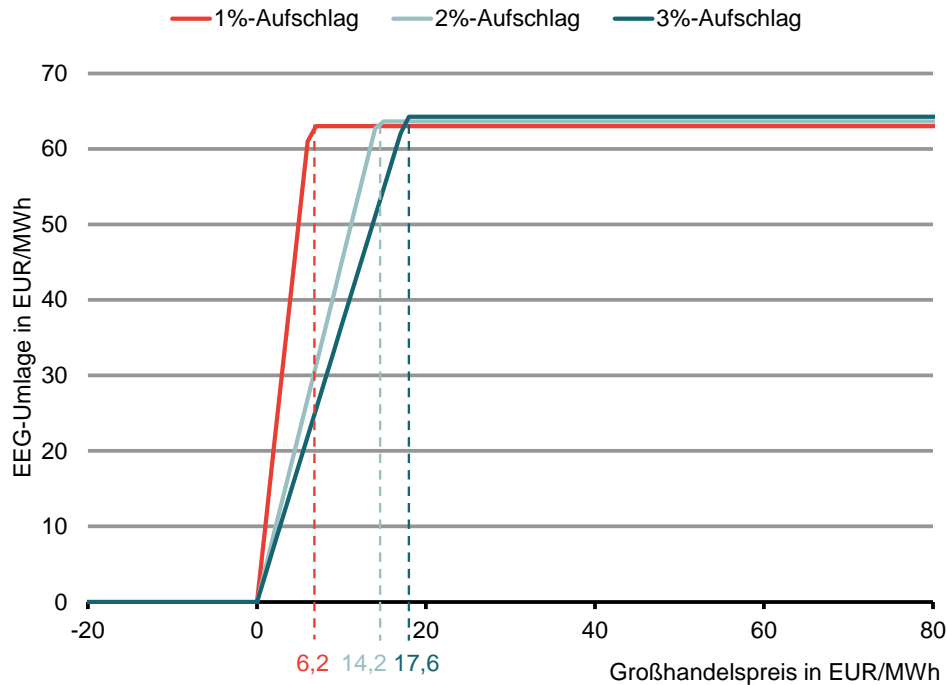
Das Modell setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- **Kopplungsmodell „Kopplung nach unten“** (Variante IV) – In diesem Modell liegt die EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden (z.B. bei negativen Großhandelspreisen) bei null. Bei positiven Preisen bestehen zwei Stellgrößen, die eng miteinander verknüpft sind:
 - Schwellenwert – bei Großhandelspreisen oberhalb eines Schwellenwertes wird, wie bei der statischen EEG-Umlage, ein konstanter Betrag angesetzt;
 - Aufschlag auf die statische EEG-Umlage zur Aufkommensneutralität – der Umlagebetrag oberhalb des Schwellenwerts berechnet sich aus der statischen EEG-Umlage plus einen moderaten Aufschlag zur Aufkommensneutralität im Vergleich zur statischen EEG-Umlage.

Abbildung 26 stellt die den Zusammenhang für eine Beispielrechnung auf Basis von Ist-Daten für das Jahr 2014 dar.¹⁷¹

¹⁷¹ Hier wird unterstellt, dass das Lastprofil im Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage dem Profil der deutschen Gesamtlast entspricht. Diese Annahme ist notwendig, da keine stundenscharfen Lastdaten nach Sektoren veröffentlicht werden.

Abbildung 26. Zusammenhang der Stellgrößen "Schwellenwert" und "Aufschlag" in der Variante „Niedrigpreise“



Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: Berechnung basieren auf Ist-Preisen (Quelle: EPEX Spot) und Lastdaten für Gesamtdeutschland (Quelle: ENTSO-E) für das Jahr 2014.

Die Steigung des Anstiegs ergibt sich unmittelbar aus den beiden oben dargestellten Stellgrößen und ist steiler, je geringer der Aufschlag und die Obergrenze gewählt wurden. Nur in einem schmalen Zwischenbereich von Großhandelspreisen zwischen null und dem Schwellenwert ist die Höhe der EEG-Umlage multiplikativ an den Großhandelspreis gekoppelt (siehe **Abschnitt 5.2**). Im obigen Beispiel betrifft dies eine Stundenanzahl zwischen 83 (ca. 1% der Stunden) und 841 (ca. 10% der Stunden).¹⁷²

- **Adressatenkreis Großkunden** – Da die Anreize der „Kopplung nach unten“ für rationale Akteure ausgelegt sind, kann der Adressatenkreis auf große Akteure beschränkt werden (siehe **Abschnitt 5.3**). Die wissenschaftliche Literatur gibt hierfür keine strikten Schwellenwert für den Jahresstromverbrauch an (siehe **Abschnitt 4.3.1**).

¹⁷² Zusätzlich gab es 64 Stunden mit negativen Preisen, bei denen die EEG-Umlage auf null gesunken wäre.

Da die Anreize für beschränkt rationale Verbraucher aufgrund der Beschränkung auf Niedrigpreisstunden eher gering ist, könnte eine Zutrittsschwelle, z.B. in Höhe der RLM-Grenze von 100.000 kWh/a, eingeführt werden, um die Abrechnung der EEG-Umlage bei diesen Kunden zu vereinfachen..

- **Optionalität denkbar**¹⁷³ – Das Modell zielt auf eine begrenzte Anzahl von Stunden ab. Zudem erfolgt keine zusätzliche Pönalisierung von Verbrauch in Hochpreisstunden. Es besteht deshalb die Möglichkeit, den Zutritt zum Modell der dynamischen EEG-Umlage optional auszugestalten. Dies bietet den Vorteil, dass Verbraucher, bei denen hohe Transaktionskosten anfallen, nicht zutreten. Zudem würde ein solches Modell nur die Umstellung bei Vertrieben erfordern, die solche Kunden tatsächlich beliefern. Das Wahlrecht würde hierbei auf Seiten der Stromverbraucher liegen.

5.5 Fazit

Tabelle 11 fasst die Eckpunkte der beiden weiterentwickelten Varianten einer dynamischen EEG-Umlage zusammen.

¹⁷³ Rechtlich gesehen würde die Teilnahmepflicht auf der Ebene der Vertriebe ansetzen. In einem optionalen System müssten die Vertriebe die Kunden fragen, ob diese Teile des Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage sein wollen. Sie müssten dann für die Kunden im Adressatenkreis der dynamischen EEG die dynamische EEG-Umlage und für die restlichen Kunden wie bisher die statische EEG-Umlage abführen. Die Umsetzung in Vertragsmodelle zwischen Vertrieben und Verbrauchern bliebe in der Verantwortung der Vertriebe.

Tabelle 11. Übersicht über die weiterentwickelten Varianten einer dynamischen EEG-Umlage

	„Nudge“	„Niedrigpreise“
Kopplungsmodell	„Multiplikative EEG-Umlage“ (proportionale Kopplung der EEG-Umlage in allen Stunden)	„Kopplung nach unten“: zweiteiliger EEG-Tarif (null/ statische Umlage, mit Übergangsbereich)
Adressatenkreis	Kleinkunden (Voraussetzung: lastgangbasierte Bilanzierung)	Großkunden (Kleinkunden mit lastgangbasierter Bilanzierung integrierbar)
Teilnahme für Adressatenkreis	Pflicht	Optional möglich

Quelle: Frontier/BET

Im direkten Vergleich der beiden Varianten ergeben sich die folgenden relativen Vorteile:

Die Variante „Nudge“ weist folgende Vorteile auf:

- Dieses Modell adressiert potenzielle Verhaltenshemmnisse für Nachfrageflexibilisierung bei kleineren Verbrauchern, die beschränkt rational sind; und
- da sich die Kopplung der EEG-Umlage an einen stündlich schwankenden Großhandelspreis auf prinzipiell alle 8760 Stunden des Jahres erstreckt, ist ein relativ großer Hebel des Instruments möglich (dies ist allerdings nur ein Vorteil, insofern dies nicht zu überhöhten Anreizen führt).

Die Variante „Niedrigpreise“ hat im Vergleich zum „Nudge“-Modell folgende Vorteile:

- Das Modell ist prinzipiell sowohl für rationale und als auch beschränkt rationale Verbraucher geeignet, da unerwünschte Nebenwirkungen¹⁷⁴ wie z.B. die Überbeanreizung von Lastverschiebepotenzialen bei rationalen Akteuren stark vermindert wird. D. h. bei Ausweitung des

¹⁷⁴ Im Gegensatz hierzu würde das „Nudge“-Modell ineffiziente Überanreize bei rationalen Verbrauchern für Lastmanagement (sowohl bei der Erschließung als auch dem Einsatz) auslösen.

Modells auf alle Verbraucher kann auf eine Abgrenzung der Verbraucher (z.B. über den Jahresverbrauch) verzichtet werden;

- das Modell kann optional ausgestaltet werden, was Vorteile für Transaktionskosten (Effizienz) und die politische Implementierbarkeit haben kann;¹⁷⁵
- es werden keine ineffizienten Überanreize für den Einsatz/Abruf bestehender Lastmanagementpotenziale geschaffen;¹⁷⁶ und
- die Auswirkungen hinsichtlich der Risikoposition des EEG-Kontos, für Verbraucher und Vertriebe sind begrenzt, da von der multiplikativen Kopplung nur eine begrenzte Anzahl von Stunden des Jahres betroffen ist.¹⁷⁷

Im direkten Vergleich ist die zweite Variante gegenüber der ersten Variante nach unserer Einschätzung im Vorteil. Maßgeblich sind hierfür folgende Gründe:

- Der Aufwand der Einführung eines relativ komplexen Instruments wie einer dynamischen multiplikativen EEG-Umlage ausschließlich für kleinere Kunden ist kaum zu rechtfertigen, zumal diese Kunden zum ganz überwiegenden Teil auf absehbare Zeit nach Standardlastprofilen abgerechnet werden und damit der Adressatenkreis voraussichtlich sehr begrenzt wäre.
- Auch wenn das „Trigger-Problem“ für Kleinkunden in der verhaltenstheoretischen Literatur belegt ist, sind Höhe, Art und Ausmaß des erforderlichen finanziellen Anreizes unklar. Es ist nicht auszuschließen, dass bereits durch eine „Kopplung nach unten“ ein verhaltensrelevanter Zusatzanreiz für effiziente Lastflexibilität bei den betreffenden Kunden entsteht.

¹⁷⁵ Wählen z.B. nur 50% der Verbraucher im Adressatenkreis der RLM-Kunden das neue Regime, würden die laufenden Transaktionskosten der Verbraucher um 5 Mio. €/a sinken (siehe **Abschnitt 4.3.7**). Die Transaktionskosten der Vertriebe blieben jedoch mit 35 Mio. € einmalig und 3 Mio. €/a laufend auf dem Niveau der „multiplikativen EEG-Umlage“ gemäß AGORA-Vorschlag.

¹⁷⁶ Wie in **Abschnitt 4.3.1** näher ausgeführt beziehen sich die Hemmnisse bei beschränkt rationalen Verbrauchern v. a. auf die Erschließung neuer Lastmanagementpotenziale, und weniger die Einsatzentscheidung. Das Modell „Nudge“ kann daher durch die zusätzliche Endkundenpreisvolatilität einen ineffizient hohen Einsatz zur Folge haben.

¹⁷⁷ In der Beispielrechnung für Ist-Daten des Jahres 2014 lag der Anteil bei 6% bis 16% der Stunden. Das Liquiditätsrisiko für das EEG-Konto, das bei einem Prognosefehler von +/-0,1 beim Multiplikator auf 800 Mio. € beziffert wurde (**Abschnitt 4.8.2**), würde entsprechend um mehr als vier Fünftel im Vergleich zu einer multiplikativen EEG-Umlage für alle RLM-Kunden gesenkt werden.

- Die preisverzerrenden und hinsichtlich der Effizienz des Stromsystems kritischen Effekte der statischen EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden werden durch eine „Kopplung nach unten“ gezielt adressiert.
- Die „Kopplung nach unten“ fokussiert auf eine überschaubare Anzahl von Stunden im Jahr. Durch die Einführung einer möglichen Optionalität kann zudem eine weitere Fokussierung erfolgen. Deshalb sind die möglichen verzerrenden Effekte der Dynamisierung (z.B. auf die Erschließung von Lastverschiebepotenzialen) voraussichtlich moderat.

6 Handlungsempfehlungen

Im Rahmen dieses Projekts wurden die Wirkungen einer Dynamisierung der EEG-Umlage untersucht. Dies erfolgte auf Basis von vier aus dem energiepolitischen Zieldreieck abgeleiteten Kriterien: Effizienz, Verteilung, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

Gegenstand des ersten Teils der Studie war das u. a. durch Agora und BEE vorgeschlagene Modell einer multiplikativen EEG-Umlage, bei der die Umlagenhöhe für leistungsgemessene Stromverbraucher (RLM-Kunden) multiplikativ an den stündlich schwankenden Börsenstrompreis gekoppelt wird. Im zweiten Teil der Studie wurden auf Basis der identifizierten Stärken und Schwächen der multiplikativen EEG-Umlage alternative Dynamisierungsmechanismen aufgezeigt.

Aus den Analysen leiten wir die folgenden Handlungsempfehlungen ab:

Eine Umsetzung der multiplikativen EEG-Umlage ist aus unserer Sicht nicht zu empfehlen

Unsere Wirkungsanalyse zeigt zwar, dass eine multiplikative EEG-Umlage die Effizienz des Gesamtsystems grundsätzlich verbessern kann, da Verzerrungen im heutigen System mit statischer EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden adressiert werden können:

- Der Einsatz von Eigenerzeugung, die von der EEG-Umlage teilweise oder vollständig befreit ist, wird stärker an den Börsenstrompreis gekoppelt und somit der Anreiz ineffizienter Eigenerzeugung in Niedrigpreisstunden vermindert.
- Lastzuschaltungen durch Sektorenkopplungsprozesse (z.B. Power-to-Heat, Elektromobilität), die bei geringen Strompreisen effizient sein können, werden aufgrund des Abschmelzens der EEG-Umlage in Niedrigpreisstunden wirtschaftlicher.

Zudem können ggf. möglicherweise bestehende Verhaltenshemmnisse bei beschränkt rationalen Verbrauchern bei Nachfrageflexibilisierung im Grundsatz adressiert werden. Durch die Erhöhung der Endkundenpreisvolatilität könnten Zusatzanreize zur Lastflexibilisierung gesetzt werden, die bestehende Hemmnisse zur Erschließung bei beschränkt-rationalen Verbrauchern überwinden helfen. Es ist jedoch unklar, welcher „Trigger“ erforderlich ist, um die effiziente Erschließung von Nachfrageflexibilität auszulösen, und wie die Gruppe möglicherweise beschränkt rationaler Akteure abzugrenzen ist. Beschränkte Rationalität gilt gemäß der ökonomischen Literatur für Kleinkunden und „Einzelentscheider“, also im Stromsektor für Kleinverbraucher. Diese verfügen allerdings i. d. R. über keine Bilanzierung mit registrierender Leistungsmessung,

die eine Voraussetzung für die Anreizwirkung der dynamischen EEG-Umlage wäre. Somit wäre der faktische Adressatenkreis für einen zusätzlichen „Trigger“ für Nachfrageflexibilisierung sehr klein.

Die Effizienzvorteile beschränken sich vor allem auf die Behebung von Verzerrungen in Niedrigpreisstunden. Ihnen gegenüber stehen neue Verzerrungen zu anderen Zeiten:

- Durch die erhöhte (mehr als verdoppelte) Endkundenpreisvolatilität im Vergleich zum Börsenpreis werden Überanreize zur Erschließung und dem Einsatz von Lastmanagementpotenzialen bei rationalen Verbrauchern ausgelöst. Dies schafft neue Verzerrungen im Wettbewerb mit zentralen Flexibilitäten (Stromspeicher, Spitzenlastkraftwerke), die sich an den geringeren Großhandelspreisschwankungen ausrichten.
- Bei beschränkt-rationalen Verbrauchern können Überanreize entstehen, weil der notwendige Zusatzanreiz für die Entscheidung über die Erschließung eines Lastmanagementpotenzials nur anfänglich notwendig ist, die dynamische EEG-Umlage aber dauerhaft die Erlöse des Lastmanagements erhöht.
- Nicht zuletzt wird die Risikoposition von Verbrauchern und Vertrieben erheblich beeinflusst. Wenn Vertriebe die stündliche Schwankung der EEG-Umlage nicht weitergeben, sondern weiterhin Festpreisverträge abschließen, steigen hierdurch die Risikoprämien für die Stromverbraucher, ohne dass eine Anreizwirkung zur Nachfrageflexibilisierung entfaltet wird.
- Den Vorteilen stehen zudem (moderat) höhere Transaktionskosten für Vertriebe durch die Umstellung und ein deutlich erhöhtes Liquiditätsrisiko für das EEG-Konto gegenüber.

Die Wirkungen auf Klimaschutzziele und Versorgungssicherheit sind zum Teil nicht eindeutig und sprechen daher nicht eindeutig für eine Implementierung der multiplikativen EEG-Umlage. Zudem werden durch die multiplikative EEG-Umlage erhebliche Verteilungseffekte ausgelöst, deren abschließende Bewertung der Politik obliegt.

Aufgrund der nachteiligen Wirkungen ist eine Umsetzung der multiplikativen EEG-Umlage in der vorgeschlagenen Form aus unserer Sicht nicht zu empfehlen.

Stattdessen sollten Ausprägungen der Dynamisierung umgesetzt werden, die an den Schwachpunkten des derzeitigen Systems ansetzen und weniger weitreichende Wirkungen entfalten

Die multiplikative EEG-Umlage, wie sie u. a. von der Agora Energiewende vorgeschlagen wurde, setzt auf eine Kopplung in allen Stunden des Jahres und für alle RLM-Kunden. Wenn grundsätzlich eine arbeitsbasierte EEG-Umlage beibehalten werden soll, sollte stattdessen eine dynamische EEG-Umlage umgesetzt werden, die an den Schwachpunkten des derzeitigen Systems ansetzt und weniger weitreichende Wirkungen entfaltet:

- Verbesserte Anreize für den Einsatz von Eigenverbrauchsanlagen (heute bereits relevant) und Lastzuschaltung im Rahmen der Sektorenkopplung (zukünftig mit wachsender Bedeutung) durch möglichst unverzerrte Preissignale für die Endkunden in Stunden mit niedrigen Stromgroßhandelspreisen.
- Begrenzung der Transaktionskosten und der Risikoposition bei EEG-Konto, Verbrauchern und Vertrieben.

Insofern wäre es sinnvoll, die EEG-Umlage insbesondere mit Fokus in Niedrigpreisstunden zu dynamisieren. Eine derartige dynamische EEG-Umlage könnte die in **Tabelle 12** aufgeführten Charakteristiken haben.

Tabelle 12. Ausgestaltung einer weiterentwickelten dynamischen EEG-Umlage

Dimension	Ausgestaltungsvorschlag
Art der Kopplung	Kopplung der EEG-Umlage an einen Großhandelspreis nur in Niedrigpreisstunden (Abbildung 27) Linearer Übergang zur Vermeidung von Sprungstellen in der Nachfrage
Referenzpreis (Großhandel)	Day-ahead-Preis an der EPEX
Teilnahmepflicht	Optionalität möglich
Adressatenkreis	Bei Optionalität ist Öffnung der Dynamisierung für alle Kunden möglich Lastgangbasierte Bilanzierung (RLM-Bilanzierung) als Grundvoraussetzung

Quelle: Frontier/BET

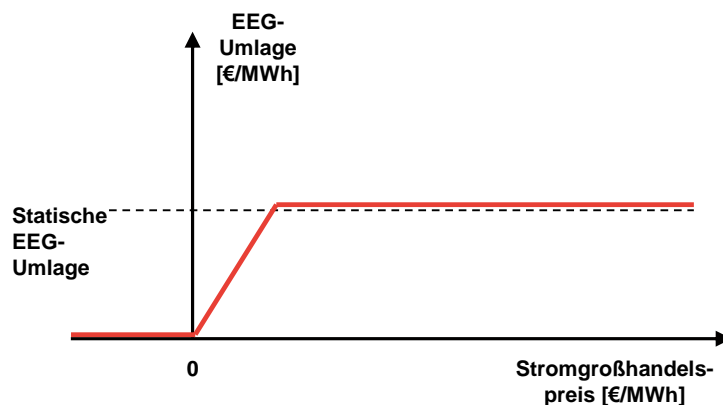
Die Überlegungen, die zu dem Ausgestaltungsvorschlag führen, sind hier noch einmal kurz zusammengefasst:

- **Kopplung in Niedrigpreisstunden („Kopplung nach unten“, siehe Abbildung 27):** Die EEG-Umlage wird bei negativen Preisen auf null abgesenkt, um die bestehenden Verzerrungen der statischen EEG-Umlage auf den Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen und Sektorenkopplungsprozesse zu beheben, der voranging in Niedrigpreisstunden auftritt. Unterhalb der definierten Preisgrenze erfolgt eine lineare Absenkung der EEG-Umlage auf null, um Sprungstellen in der Nachfrage zu vermeiden. In allen übrigen Stunden erfolgt keine Dynamisierung der EEG-Umlage. Zur Wahrung der Aufkommensneutralität liegt der Umlagebetrag in diesen Stunden leicht oberhalb der statischen Umlage.
- **Orientierung am Day-ahead Preis als Referenzpreis (anstatt Intra-Day):** Konzeptionell bietet die Kopplung an einen Intraday-Preis den Vorteil, dass auch sehr kurzfristige Flexibilitäten optimal eingesetzt werden können. Allerdings ist die Kopplung an den kontinuierlichen Intradayhandel derzeit schwer implementierbar und für Marktakteure heute noch schwierig handhabbar. Deshalb erscheint eine Kopplung der EEG-Umlage an den Day-ahead-Markt sinnvoller.
- **Optionalität des Zutritts zum System möglich:** Das Modell zielt auf eine begrenzte Anzahl von Niedrigpreisstunden ab. Es besteht deshalb die Möglichkeit, den Zutritt zum Modell der dynamischen EEG-Umlage optional auszugestalten. Dies bietet den Vorteil, dass Verbraucher, bei denen hohe Transaktionskosten anfallen, dem Modell nicht beitreten. Zudem würde ein solches Modell nur die Umstellung bei Vertrieben erfordern, die solche Kunden tatsächlich beliefern. Das Wahlrecht würde hierbei auf Seiten der Stromverbraucher liegen.
- **Bei Optionalität ist Öffnung der Dynamisierung für alle Kunden möglich:** Die Anreize der „Kopplung nach unten“ sind für rationale Akteure ausgelegt, und nicht für eine „Trigger“-Wirkung bei beschränkt rationalen Kleinkunden. Der Adressatenkreis kann daher auf große¹⁷⁸ RLM-Kunden beschränkt werden. Da die Anreize für beschränkt rationale Verbraucher aufgrund der Beschränkung auf Niedrigpreisstunden eher gering sind, ist eine Ausweitung auf alle Verbraucher mit lastgangbasierter Bilanzierung (als notwendige Voraussetzung) möglich.

¹⁷⁸ Die wissenschaftliche Literatur gibt hierfür keinen strikten Schwellwert für den Jahresstromverbrauch an.

- Pilotphasen oder Übergangsbestimmungen sind nicht zwingend erforderlich:** Die Systemumstellung von einer statischen Umlage auf eine dynamische Niedrigpreisvariante stellt keinen Systembruch dar und kann daher ohne Pilotphasen oder Übergangsbestimmungen erfolgen, es sollte allerdings Zeit für die erforderliche Umstellung der Abrechnungssysteme eingeplant werden. Eine Befristung des Instruments erscheint nach derzeitiger Sachlage nicht erforderlich. Die adressierten Verzerrungen der kurzfristigen „Verwertung“ von Überschussstrom im heutigen System gewinnen (u. a. im Hinblick auf die Sektorenkopplung) zukünftig dann an Bedeutung.

Abbildung 27. Kopplung der EEG-Umlage in Niedrigpreisen („Kopplung nach unten“)



Quelle: Frontier/BET

Anmerkung: der Höchstbetrag ist inklusive eines kleinen Aufschlags auf die statische EEG-Umlage, um die Aufkommensneutralität zu gewährleisten.

Das Problem von Ineffizienzen durch eine statische EEG-Umlage wird in Zukunft zunehmend relevanter, da aufgrund des Erneuerbarenausbaus solche Stunden immer häufiger auftreten werden. Um dieses Problem zu adressieren, wäre eine Anpassung der Umlagenhöhe in der beschriebenen Form vorteilhaft. Solange die EEG-Förderkosten allerdings als arbeitsabhängige Umlage auf den Stromverbrauch (ct/kWh) von den Endkunden refinanziert werden, verbleiben unausweichlich Verzerrungen bestehen.

Langfristig birgt deshalb u.E. eine grundsätzliche Überprüfung der Refinanzierungsmechanismen für die EEG-Förderkosten Effizienzpotenziale. Die Prüfung einer grundlegenden Umstellung der Instrumente zur Refinanzierung der EE-Förderung (z.B. auf Steuern und leistungsabhängige Entgelte) war allerdings nicht Bestandteil dieses Projekts.

Literaturverzeichnis

- AGEBA (2014), Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, abgerufen am 18.08.2015 unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>.
- Agora (2013), Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Karlsruhe, http://www.agora-energiende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Zwischenergebnisse_web.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015.
- Alchian, A. (1950), Uncertainty, Evolution, and Economic Theory, J. Pol. Econ. 57, S. 211-22.
- Alós-Ferrer, C. / Ania, A. B. (2005), The Evolutionary Stability of Perfectly Competitive Behavior, Economic Theory 26 (3), S. 497-516.
- Alós-Ferrer, C. / Ania, A. B. / Schenk-Hoppé, K. R. (2000), An Evolutionary Model of Bertrand Oligopoly, Games and Economic Behavior 33 (1), S. 1-19.
- Armstrong, M. / Huck, S. (2010), Behavioral Economics as Applied to Firms: A Primer, Competition Policy International 6 (1), S. 3-45.
- BAFA (2014), Bericht 2013/2014 Außenwirtschaft, Wirtschaftsförderung, Energie und Klimaschutz, abgerufen am 18.08.2015 unter http://www.bafa.de/bafa/de/das_bafa/publikationen/das_bafa_bericht_2013_2014.pdf.
- BAUM (2014), E-Energy Abschlussbericht Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte, B.A.U.M Consult GmbH München. Abgerufen am 24.04.2015 unter http://e-energy.de/documents/E-Energy_Ergebnisbericht_Handlungsempfehlungen_BAUM_140212.pdf
- BDEW (2014), BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014, Haushalte und Industrie, abgerufen am 21.08.2015 unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf).

- BEE (2015), Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. und Bundesverband Windenergie, Strommarkt-Flexibilisierung, Berlin, Januar 2015, abgerufen am 21.08.2015 unter http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf.
- bmvit (2014), Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale, Salzburg, http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050_pdf/reports/201408_bericht_lastverschiebungspotenziale_140115.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015
- BMWi (2014a), Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, Stuttgart, http://elib.dlr.de/93240/1/BMWI_Lastausgleich_Schlussbericht_Juni%202014.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015
- BMWi (2014b), Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, London, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Letzter Abruf am 28.04.2015
- BMWi (2015a), Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), abgerufen am 21.08.2015 unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2015b), Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“, abgerufen am 21.08.2015 unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BNetzA (2015), Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur – Stand 01.06.2015, abgerufen am 21.08.2015 unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html.

- BNetzA / BKartA (2014), Monitoringbericht 2014, abgerufen am 18.08.2015 unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Charness, G. / Sutter, M. (2012), Groups Make Better Self-interested Decisions, Journal of Economic Perspectives 26 (3), S. 157-176.
- Consentec / EWI / IAEW (2008), Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Untersuchung im Auftrag des BMWi.
- DENA (2010), Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, Letzter Abruf am 28.04.2015
- DENA (2012), Handbuch Lastmanagement: Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen, Berlin, Deutsche Energieagentur.
- Destatis (2014a), Qualitätsbericht zur Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinn und von Steinen und Erden, abgerufen am 18.08.2015 unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Qualitaetsberichte/Energie/EnergieverwendungBetriebe060.pdf?__blob=publicationFile.
- Destatis (2014b), Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinn und von Steinen und Erden: Berichtszeitraum 2012, Antwort auf Kundenanfrage beim Statistischen Bundesamt vom 14.08.2015.
- Destatis (2014c), Unternehmensregister – Unternehmen nach Beschäftigungsklassen, abgerufen am 09.09.2015 unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/UnternehmenHandwerk/Unternehmensregister/Tabellen/UnternehmenBeschaeftigtengroessenklassenWZ08.html>.
- DLR (2014), Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, Stuttgart, abgerufen am

28.04.2015 unter
http://elib.dlr.de/93240/1/BMWI_Lastausgleich_Schlussbericht_Juni%202014.pdf.

- E&Y (2013), Kosten-Nutzen-Analyse für einen Flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html>,
 Letzter Abruf am 28.04.2015
- Ecofys / RAP (2014), Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Vorschlag für eine verbesserte Integration erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage, erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, abgerufen am 21.08.2015 unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Dynamische-EEG-Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf.
- Energy Brainpool (2014), Erlöspotenziale für Unternehmen durch Lastverschiebung bei dynamischer EEG-Umlage, Berlin, http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2014-12_KurzStud_Erloespotentiale_durch_Lastverschiebung.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015
- Ernst & Young (2013), Kosten-Nutzen-Analyse für einen Flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, abgerufen am 28.04.2015 unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html>.
- EWI / IEK-3 / IEK-STE / GWI / RUB TC / WI / ZBT / CEF.NRW (2015), Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme, Flexibilisierung im Strom-Gas-Wärmenetz, Abschlussbericht zum Vorprojekt, 26.02.2015.
- FERC (2006), Assessment of Demand response and Advanced Metering: Staff Report, Docket Number 06-2-000, Federal Energy Regulatory Commission, abgerufen am 21.08.2015 unter <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>.
- FfE (2010), Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, München, <https://www.ffe.de/die-themen/gebäude-und-geräte/353-demand-response-in-der-industrie-status-und-potenziale-in-deutschland>, Letzter Abruf am 28.04.2015
- FfE (2013), Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung DIW Berlin 82. Jahrgang (2013) März 2013, S. 89-106,

- http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.432651.de, Letzter Abruf am 28.04.2015
- FfE (2014), Regionale Lastmanagement-Potenziale Stromintensiver Prozesse, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, https://www.ffegmbh.de/download/veroeffentlichungen/433_lastmanagement_graz/FfE_LMM-Potenziale-stromintensiver-Prozesse.pdf, Letzter Abruf 28.04.2015
 - Frontier (2014), Gewährleistet ein „Energy only Markt“ Versorgungssicherheit?, Konferenz Agora Energiewende/Energie&Management zum Strommarktdesign, Berlin
 - Frontier Economics / Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
 - Frontier/Formaet (2014), Projekt Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
 - IEWT (2013), Lastflexibilisierungspotenziale industrieller Querschnittstechnologien unter Berücksichtigung zunehmender Energieeffizienz, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, https://www.ffegmbh.de/download/veroeffentlichungen/330_IEWT_lastflexibilisierung/langfassung_iewt_lastflexibilisierung.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015
 - ISEA (2013), Potentialanalyse und Modellierung von Lastverschiebung durch Demand-Side-Management und Elektromobilität im Kontext des Energiesystems der Zukunft, Bachelorarbeit: RWTH Aachen, http://www.genesys.rwth-aachen.de/fileadmin/publications/tth-kja_GENESYS_DSM_Emobilitaet.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015
 - Kahneman, D. / Slovic, P. / Amos Tversky, (1982), Judgement Under Uncertainty: Heuristics and Biases. Cambridge: Cambridge University Press, 1982.
 - Kahneman, D. / Tversky, A. (1974), Judgement Under Uncertainty: Heuristics and Biases, Science 185, S. 1124–1131.
 - Kahneman, D. / Tversky, A. (1979), Prospect Theory: An Analysis of Decision Under Risk, Econometrica 47 (2), S. 263–291.

- Klobasa, M. (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation: Universität Karlsruhe.
- Laibson, D. (1997), Golden Eggs and Hyperbolic Discounting, Quarterly Journal of Economics 112 (2), S. 443–477.
- Metz, M. (2013), Flexible Energieversorgung – Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität, Dissertation, Technische Universität Dortmund, <https://eldorado.tu-dortmund.de/bitstream/2003/33484/1/Dissertation.pdf>, Letzter Abruf am 28.04.2015
- Prelec, D. (1998), The Probability Weighting Function, Econometrica 66 (3), S. 496-527.
- Prognos (2014), Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, zusammen mit Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult.
- r2B (2014a), Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Köln, <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>, Letzter Abruf 28.04.2015
- r2B (2014b), Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign Die Wie-Frage: Vergleich verschiedener Kapazitätsmechanismen, Konferenz der AGORA Energiewende in Kooperation mit Energie&Management, Berlin.
- Reinhart, G. (2014), Methode zur Bewertung der Energieflexibilität, Werkstatttechnik Online 104, 313-319.
- Schlomann, B. (2015), Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013.
- Simon, H. (1976), Administrative Behavior. A Study of Decision-Making Process in Administrative Organization, 3rd. ed., The Free Press, Collier MacMillan Publishers, London UK.

- Stötzer, M. (2012), Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen: Potenzialanalyse und Bewertung Magdeburg: Otto-von-Guericke Universität Magdeburg.
- Stratmann, P. (2015), BNetzA, Dynamische EEG-Umlage, 15.01.2015, unveröffentlicht.
- Thaler, R. H. (1985), Mental Accounting and Consumer Choice, Marketing Science 4 (2), S. 199–214.
- TU Dresden (2014), Band 5: Energiewende Sachsen – Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze, Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes, Dresden.
- TUM (2014), Lastverhalten von Gebäuden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bauweisen und technischer System – Speicher- und Lastmanagementpotenziale in Gebäuden, München, http://www.klima.ar.tum.de/fileadmin/w00bky/www/Publikationen/Endbericht_Lastverhalten_von_Gebaeuden.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015
- UBA (2015), Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien. Climate Change 19/2015, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Übertragungsnetzbetreiber (2014), EEG-Umlage 2015, abgerufen unter: <https://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf>
- VDE (2012), Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Frankfurt.
- VDI (2013), Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern, VDI Expertenforum: Wie „smart“ managen wir Energie wirklich?, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/news_bilder/News_GEU/Gruber_1.pdf, Letzter Abruf am 28.04.2015

Anhang 1: Lastmanagementpotenziale

Lastmanagement ist ein in der aktuellen energiewirtschaftlichen Debatte vielbenutztes Wort. In diesem Anhang werden die Lastmanagementpotenziale, in den Sektoren der Volkswirtschaft Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie präsentiert. Hierbei wird aufgrund der Struktur der Vorarbeiten anderer Autoren, die Darstellung der Lastmanagementpotenziale in der Industrie nochmals unterteilt in die Potenziale der energieintensiven Industrie und die Potenziale der nicht-energieintensiven Industrie.

Wir gehen hierbei wie folgt vor:

- Der erste Absatz enthält eine begriffliche Einordnung verschiedener Konzepte von Lastmanagement;
- Der darauf folgende Absatz enthält statistische Informationen über die Sektoren Industrie und GHD;
- In den folgenden Abschnitten werden in einem Vorgehen in mehreren Schritten die Potenzialangaben aus verschiedenen Studien zusammengestellt;
- Abschließend werden Szenarien für die technischen Potenziale in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie aufgestellt.

Begriffliche Einordnung von Lastmanagement

Lastmanagement ist eine Art, die bestehenden zeitlichen Flexibilitäten des Stromverbrauchs einer Last zu nutzen. Wir schließen uns in dieser Studie der Definition der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) der USA an, die seit 2006 in ihren Berichten zum Stand des Lastmanagements in den USA¹⁷⁹ Lastmanagement (Demand Response) definiert als:

“Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.”¹⁸⁰

Allerdings erweitern wir diese Definition dahingehend, dass auch Erhöhungen des Stromverbrauchs als Lastmanagement verstanden werden.

¹⁷⁹ Vgl. FERC (2006).

¹⁸⁰ Vgl. FERC (2006), S. 5.

Mit Last ist hierbei ganz allgemein ein Stromverbraucher gemeint. In der Industrie ist dies typischerweise ein Produktionsprozess. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen können Lasten verschiedene Stromanwendungen sein.

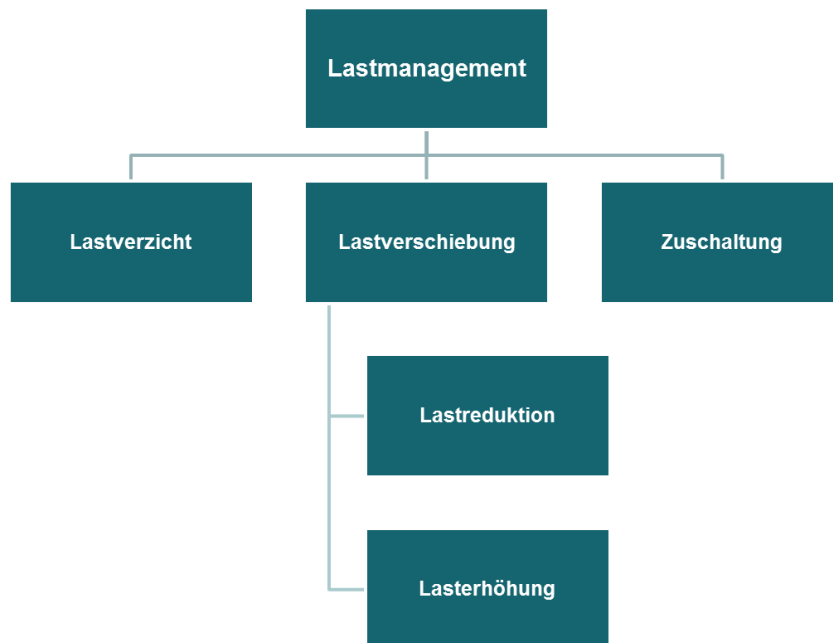
In **Abbildung 28** ist verdeutlicht, welche Unterarten von Lastmanagement wir in dieser Studie unterscheiden. Konkret wird unterschieden zwischen Lastverzicht, Lastverschiebung und den Zuschaltungen.

Die meisten Studien, die in diesem Anhang ausgewertet werden, konzentrieren sich auf die Lastverschiebung. Hierbei wird Stromverbrauch in der Zeit verschoben. Wir definieren eine Lastreduktion als eine Verschiebung von Stromverbrauch in die Zukunft, das heißt in der Gegenwart wird der Stromverbrauch reduziert und dann in der Zukunft nachgeholt. Umgekehrt wird bei einer Lasterhöhung der Stromverbrauch erst erhöht und dann später reduziert. Beide Formen von Lastmanagement sind dadurch gekennzeichnet, dass die mit dem Strom vorgenommene Produktion von Produkten oder Dienstleistungen in der Summe unbeeinträchtigt bleibt.

Beim Lastverzicht wird der Stromverbrauch in der Gegenwart reduziert. Im Gegensatz zur Lastreduktion findet in der Zukunft keine Erhöhung des Stromverbrauchs statt und aus diesem Grund ist Lastverzicht in den meisten Fällen mit einer geringeren Produktion von Produkten oder Dienstleistungen verbunden. Eine Ausnahme bilden jedoch die Lasten, bei denen die Produktion von Produkten oder Dienstleistungen statt mit Strom alternativ durch Nutzung eines alternativen Energieträgers erfolgt. Ein Beispiel für derartige bivalente Anwendungen sind Glasschmelzen in der Behälterglasindustrie, die zu einem kleinen Umfang alternativ elektrisch oder durch Erdgas beheizt werden können.

Die Zuschaltungen sind das Spiegelbild des Lastverzichts. Hier wird der Stromverbrauch in der Gegenwart erhöht ohne in der Zukunft den Stromverbrauch zu reduzieren. Die Zuschaltungen können deswegen zu einer Mehrproduktion von Produkten oder Dienstleistungen führen. Analog zum Lastverzicht existieren auch bei den Zuschaltungen bivalente Anwendungen, die die Produkte und Dienstleistungen alternativ mit Strom oder alternativen Energieträgern erzeugen.

Abbildung 28. Darstellung der in der Studie dargestellten Unterarten von Lastmanagement



Quelle: BET/Frontier

Nicht in **Abbildung 28** enthalten ist der Lastabwurf. Der Lastabwurf ist eine prompte, seitens des Verbrauchers ungewollte, unverzögerte Vollabschaltung der Last durch einen Dritten, typischerweise den Netzbetreiber, die zum Zwecke der Aufrechterhaltung der Systemstabilität genutzt wird. Diese Form des Lastmanagements wird in dieser Publikation nicht näher verfolgt.

Unter Lastmanagementpotenzial wird in der Literatur relativ allgemein die Fähigkeit Lastmanagement durchzuführen verstanden. Für die Zwecke dieser Studie unterscheiden wir in Anlehnung an eine Studie für das Umweltbundesamt, in der die Potenziale der energieintensiven Industrie intensiv erforscht wurden, zwischen verschiedenen Lastmanagementpotenzialen¹⁸¹:

- Das **technische Lastmanagementpotenzial** einer Last beschreibt die Gesamtheit aller Möglichkeiten mit einer bestehenden Anlagenkonstellation aufgrund der Anlagencharakteristik Lastmanagement durchzuführen. Hierbei ist es unerheblich, ob diese Möglichkeiten zum Zeitpunkt der Potenzialangabe tatsächlich technisch abrufbar sind oder ob hierfür zum Beispiel bei der Steuerungstechnik oder der Organisation noch Investitionen getätigt werden müssen. Das technische Lastmanagementpotenzial einer Last ist keine feste Größe, sondern kann sich mit einer Änderung der

¹⁸¹ Vgl. UBA (2015).

Anlagenkonstellation vergrößern oder verkleinern. So kann zum Beispiel die Investition in einen größeren Speicher für Zwischenprodukte der Produktion zu einem größeren Lastmanagementpotenzial führen.

- Das **erschlossene Lastmanagementpotenzial** einer Last ist der Teil des technischen Lastmanagementpotenzials, der zu einem gegebenen Zeitpunkt tatsächlich technisch nutzbar ist. Es bestehen demzufolge im Gegensatz zum technischen Lastmanagementpotenzial alle technischen und organisatorischen Voraussetzungen, das Lastmanagementpotenzial tatsächlich zu nutzen.
- Das **wirtschaftliche Lastmanagementpotenzial** ist ebenfalls eine Teilmenge des technischen Lastmanagementpotenzials. Es besteht aus dem Teil des technischen Lastmanagementpotenzials, der unter den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu einem bestimmten Zeitpunkt ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden kann. Da die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sich sehr dynamisch entwickeln, ändert sich das wirtschaftliche Lastmanagementpotenzial einer Anlage ständig. Typischerweise ist das erschlossene Lastmanagementpotenzial ganz oder teilweise Teil des wirtschaftlichen Lastmanagementpotenzials. Es existieren aber auch viele Beispiele für wirtschaftliche Lastmanagementpotenziale, die nicht Teil des erschlossenen Lastmanagementpotenzials sind. Gründe hierfür können zum Beispiel nicht-monetäre Hemmnisse sein.

Die aufgeführten Definitionen für eine einzelne Last gelten im übertragenen Sinne auch für die Sektoren bzw. für einzelne Wirtschaftszweige oder Gruppen von Anlagen.

Nähere Analyse des Stromverbrauchs in den Sektoren GHD und Industrie

In der Energiestatistik ist es üblich die Wirtschaftsbereiche etwas anders abzugrenzen als zum Beispiel in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Wir schließen uns in dieser Studie den Abgrenzungen der Energiestatistik an.

Stromverbrauch im GHD-Sektor

Der GHD-Sektor enthält als Kern alle Handwerksbetriebe, Betriebe bis 19 Mitarbeitern aus dem Verarbeitenden Gewerbe und alle Betriebe des Handels- und Dienstleistungsbereichs. Dazu kommen die Land- und Forstwirtschaft und militärische Dienststellen. Auch die stationären, nicht aber die mobilen Stromverbräuche der Deutschen Bahn und der Flughäfen sind enthalten. Auch die Betriebe der Wasser- und Abwasserwirtschaft und des Baugewerbes werden dem GHD-Sektor zugeordnet.

Anhang 1: Lastmanagementpotenziale

Aufgrund der Kleinteiligkeit des GHD-Sektors enthält die Energiestatistik der AG Energiebilanzen keine nähere Aufteilung nach Wirtschaftszweigen. Wir entnehmen deswegen die folgenden Informationen zum Stromverbrauch im GHD-Sektor aus einer Veröffentlichung des Fraunhofer ISI¹⁸².

In **Tabelle 13** sind die Stromverbräuche im GHD-Sektor in Deutschland für das Jahr 2012 dargestellt. Die Summe ist geringer als der Stromverbrauch den die AGEB für den GHD-Sektor für das Jahr 2012 veröffentlicht¹⁸³. Hinter den „nicht durch den Fragebogen erfassten Betrieben“ verbergen sich Markstände u. ä., NE-Metalle, Kunststoffe und Gummiverarbeitung, Kühlhäuser, Wasserversorgung und Abwasserentsorgung, Rechenzentren und nicht berücksichtigte Betriebe des GHD-Sektors. Der Eintrag „Übrige“ fasst die Verbräuche für Straßenbeleuchtung, Militär, Gemeinschaftliche Anlagen MFH und Sonstige zusammen.

¹⁸² Vgl. Schlomann (2015).

¹⁸³ Vgl. AG Energiebilanzen (2015), In der Bilanz für 2012 sind 148 TWh für den GHD-Sektor als Stromverbrauch angegeben.

Tabelle 13. Stromverbräuche im GHD-Sektor für das Jahr 2012

Branchenbezeichnung	Stromverbrauch aus 2012 (Hochrechnung)
	[TWh]
Büroähnliche Betriebe	29,5
Handel	22,3
Beherbergungen, Gaststätten, Heime	18,1
nicht über Fragebogen erfasste Betriebe	17
Übrige	16
Krankenhäuser, Schulen, Bäder	11,3
Landwirtschaft	4,3
Herstellungsbetriebe	3,9
Baugewerbe	3,7
Flughäfen	1,35
Textil, Bekleidung, Spedition	1,1
Nahrungsmittelgewerbe	0,9
Gartenbau	0,4
Wäschereien	0,3
Summe	130,2

Quelle: Schlomann (2015), S. 56

Ersichtlich ist, dass die größten Verbräuche durch büroähnliche Betriebe (29,5 TWh), Handel (22,5 TWh) und Beherbergungen, Gaststätten und Heime (18,5 TWh) verursacht werden. Mit 11,4 TWh folgen Krankenhäuser, Schulen und Bäder. Alle weiteren Branchen liegen schließlich im niedrigen, einstelligen TWh-Bereich. Auch den beiden übergreifenden Bereichen „nicht über den Fragebogen erfasste Betriebe“ und „Übrige“ sind hohe Stromverbräuche zugeordnet.

Leider enthält die Veröffentlichung des Fraunhofer ISI keine Darstellung, wie viele Betriebe im Bereich GHD tätig sind. Da auch sonst keine passenden Quellen hierfür zu finden waren, werten wir das Unternehmensregister des Statistischen Bundesamts aus.

Tabelle 14. Anzahl der Unternehmen nach Beschäftigungsklassen und Mitarbeiterzahlen aus 2012 (Ausschnitt)

Wirtschaftsabschnitte (nach NACE)	Unternehmen (2012)			
	Insgesamt	davon mit ... bis ... sozialversicherungspflichtig Beschäftigten		
		0 bis 9	10 bis 49	50 und mehr
	[#]	[#]	[#]	[#]
Verarbeitendes Gewerbe	252.803	189.136	44.313	19.354
Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung und	12.555	9.196	2.459	900
Beseitigung von Umweltverschmutzungen				
Baugewerbe	392.624	356.320	33.163	3.141
Handel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen	670.272	608.929	51.390	9.953
Verkehr und Lagerei	121.962	103.043	15.274	3.645
Gastgewerbe	248.900	233.294	13.697	1.909
Information und Kommunikation	130.758	119.629	8.492	2.637
Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	70.151	66.205	1.937	2.009
Grundstücks- und Wohnungswesen	324.562	320.869	3.159	534
Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen	515.188	487.793	23.563	3.832
Erbringung von sonstigen wirtschaftlichen Dienstleistungen	203.354	183.069	13.982	6.303
Erziehung und Unterricht	76.566	63.173	11.233	2.160
Gesundheits- und Sozialwesen	237.659	200.670	27.197	9.792
Kunst, Unterhaltung und Erholung	104.852	101.162	3.025	665
Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	238.398	225.864	10.377	2.157
Summe	3.600.604			

Quelle: Destatis (2014c)

In **Tabelle 14** sind alle Wirtschaftsabschnitte aufgeführt, die nicht komplett dem Verkehr oder der Industrie zugeordnet sind. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass nur der Anteil des verarbeitenden Gewerbes mit bis zu 19 Mitarbeitern dem GHD-Sektor zugeordnet wird. Dem GHD-Sektor werden also aus dem Bereich des verarbeitenden Gewerbes schätzungsweise 200.000 kleine Betriebe mit bis zu 19 Mitarbeitern zugeordnet. Zusätzlich sind die Betriebe der Land- und Forstwirtschaft zu addieren. Insgesamt stehen ca. 3,55 Millionen Betriebe einem Stromverbrauch von 130 TWh (Zahl Fraunhofer ISI) bzw. 148 TWh (Zahl AGEB) gegenüber.

Zum Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage gehören jedoch nur die leistungsgemessenen Kunden. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt nennen in ihrem Monitoringbericht eine Anzahl von 342.000 RLM Zählpunkten¹⁸⁴. Zieht man hiervon die Unternehmen der Industrie ab, ist die Anzahl der von der dynamischen EEG-Umlage betroffenen Unternehmen im GHD-Sektor nicht größer als 300.000.

Stromverbrauch im Industriesektor

Analog zur Analyse im GHD-Sektor sind in **Tabelle 15** die Stromverbräuche der einzelnen Wirtschaftszweige der Industrie aus dem Jahr 2012 aufgeführt. Diese sind vom statistischen Bundesamt erhoben worden und weichen in der Summe nur unerheblich von der Angabe der AG Energiebilanzen ab, die für 2012 241,6 TWh Stromverbrauch für die Industrie berichtet. Bei der zitierten Angabe der AGEB ist zu beachten, dass bei der AGEB im Eintrag Industrie nur der Endenergieverbrauch enthalten ist. Tatsächlich betroffen von der dynamischen EEG-Umlage ist aber auch der Umwandlungsbereich, wie zum Beispiel die Mineralölverarbeitung und der Kohlebergbau.

¹⁸⁴ Vgl. BNetzA / BKartA (2014), S. 143.

Tabelle 15. Stromverbräuche im Industriesektor für das Jahr 2012

Wirtschaftszweig	Anzahl der Betriebe	Stromverbrauch	(teilweise) energieintensive Industrie
	[#]	[TWh]	[Markierung bei (teilweisem) Zutreffen]
H. v. chem. Erzeugn.	1.567	50,1	x
Metallerzeugung u. -bearbeitung	1.059	39,6	x
H. v. Papier, Pappe u. Waren daraus	933	20,4	x
H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	1.300	16,5	
H. v. Nahrungs- u. Futtermitteln	5.281	15,5	x
H. v. Gummi- u. Kunststoffwaren	3.169	14,0	x
H. v. Metallerzeugnissen	7.358	13,8	
H. v. Glas, -waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	3.131	12,3	x
Maschinenbau	6.048	11,4	
Kokerei u. Mineralölverarbeitung	67	6,9	
H. v. elektr. Ausrüstg.	2.174	6,2	
Kohlebergbau	25	6,1	
H. v. DV-Gerät., elektron. u. opt. Erzeugn.	1.812	5,0	
H. v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (oh. Möbel)	1.195	4,3	x
H. v. Druckerzgn. Vervielf. v. Ton-, Bild-, Datenträger	1.400	3,3	
Getränkeherstellung	565	2,2	
H. v. pharmazeut. Erzeugn.	326	2,1	
H. v. Textilien	716	2,1	x
Gew. v. Steinen u. Erden, sonst. Bergbau	1.005	1,8	
Sonstiger Fahrzeugbau	291	1,4	
H. v. sonst. Waren	1.579	1,4	
H. v. Möbeln	1.035	1,2	
Rep. u. Inst. v. Maschinen u. Ausrüstungen	2.101	1,0	

Gewinnung. v. Erdöl u. u. Erdgas	30	0,6
Tabakverarbeitung	28	0,3
H. v. Bekleidung (oh. Pelzbekleidung)	296	0,2
H. v. Leder, Lederwaren u. Schuhen	136	0,1
Erbrg. v. Dienstleistg. f. Bergbau u. Gew. v. Steinen	17	0,0
Summe	44.644	239,9
Summe der Betriebe aus Branchen, die energieintensive Betriebe enthalten und deren Stromverbrauch (ausgewertet nach einstelligem NACE-Code)	13.451	145,8
Summe des privilegierten Letztverbrauchs gemäß EEG (ausgenommen: Schienenbahnen)	2.707	96,1

Quelle: Destatis (2014b) und BAFA (2014)

Die Statistik des Statistischen Bundesamts erfasst Betriebe von Unternehmen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden und des Verarbeitenden Gewerbes mit mindestens 20 Beschäftigten sowie produzierende Betriebe anderer Unternehmen mit mindestens 20 Beschäftigten, wenn deren wirtschaftlicher Schwerpunkt ausschließlich oder überwiegend im Bereich des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie des Verarbeitenden Gewerbes liegt.¹⁸⁵ Neben dem absoluten Stromverbrauch sind auch die Anzahl der Betriebe in den jeweiligen Wirtschaftszweigen aufgeführt. Weiterhin sind Wirtschaftszweige gekennzeichnet, die Betriebe enthalten, die nach der besonderen Ausgleichregelung des EEG als energieintensive Unternehmen klassifiziert sind.

Der Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage besteht aus leistungsgemessenen Kunden, die nicht von der besonderen Ausgleichsregelung des EEG profitieren. Aufgrund der Größe gehen wir davon aus, dass fast alle Betriebe der Industrie leistungsgemessene Kunden sind.

Die Summe der Unternehmen und Stromverbräuche teilen wir auf in energieintensive und nicht-energieintensive Industrie. Das Kriterium ist hierbei die erfolgreiche Antragstellung im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung des EEG.

¹⁸⁵ Vgl. Destatis (2014a).

Die energieintensive Industrie besteht demzufolge aus ca. 2700 Unternehmen die insgesamt ca. 96 TWh Strom pro Jahr verbrauchen. Diese Unternehmen gehören zu den Wirtschaftszweigen „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“, „Metallerzeugung und Bearbeitung“, „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ und einigen anderen¹⁸⁶.

Die nicht-energieintensive Industrie besteht aus 42.000 Unternehmen, die insgesamt ca. 144 TWh Strom verbrauchen. Unter den zahlreichen Wirtschaftszweigen in der nicht-energieintensiven Industrie fallen die Kokereien, die Mineralölwirtschaft und des Kohlebergbaus als Wirtschaftszweige auf, in denen der Stromverbrauch pro Betrieb besonders hoch ist. Nach unserer Auswertung haben ca. 65% der Industrieunternehmen einen jährlichen Verbrauch von weniger als 3 GWh pro Betrieb.

Vorgehen bei der Auswertung der Studien zu Lastmanagementpotenzialen

Das Thema Lastmanagement ist Gegenstand vieler Studien und Forschungsprojekte. Im Rahmen dieses Forschungszwecks wird kein vollständiger Literaturüberblick über die veröffentlichte Literatur zum Thema Lastmanagementpotenziale angestrebt. Wir verweisen diesbezüglich auf die Studie von Baum¹⁸⁷, die einen guten Literaturüberblick zu diesem Thema bietet. Naturgemäß unterscheiden sich diese Studien sowohl bei ihrem Grundverständnis des Begriffs Lastmanagement, ihrer Untersuchungstiefe (technisches Potenzial, wirtschaftliches Potenzial, erschlossenes Potenzial) und der Untersuchungsbreite (betrachtete Sektoren und Anwendungen). Darüber hinaus variieren die genutzten Methoden zur Potenzialermittlung und Potenzialabschichtung sowie der Quantifizierung der Lastmanagementpotenziale unter Berücksichtigung und Angabe von Restriktionen.

Statt eines vollständigen Literaturüberblicks ist in diesem Forschungsprojekt angestrebt, die Angaben ausgewählter Studien vertieft zu analysieren, um auf der Basis eines besseren Verständnisses der Lastmanagementpotenziale für verschiedene Ausprägungen der dynamischen EEG-Umlage zu bewerten.

Zu diesem Zwecke gehen wir in mehreren Schritten vor:

- In **Schritt 1** werden die zu analysierenden Studien festgelegt.
- In **Schritt 2** werden die Angaben der Studien in ein einheitliches Sollraster übertragen. Außerdem wird das Konzept der

¹⁸⁶ Vgl. BAFA (2014), S. 77.

¹⁸⁷ Vgl. Baum (2014).

Nutzungsformen von Lastmanagement als Mittel zur Komplexitätsreduktion eingeführt, um die vielfältigen quantitativen Angaben vergleichbar und überschaubar zu machen.

- In **Schritt 3** werden aufgrund der Spannbreite der Ergebnisse der Literaturlauswertung, Szenarien für die technischen Lastmanagementpotenziale aufgestellt.

Der Adressatenkreis der dynamischen EEG-Umlage nach dem AGORA-Vorschlag¹⁸⁸ sind die leistungsgemessenen Kunden, die die volle EEG-Umlage zahlen müssen. Dies sind die Kunden in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie in der nicht-energieintensiven Industrie und in den sonstigen Sektoren, u. a. Landwirtschaft. Deshalb legen wir den Schwerpunkt der Potenzialermittlung auf diese Sektoren. Bezüglich der Lastmanagementpotenziale in der energieintensiven Industrie verweisen wir auf UBA(2015).

Das Ergebnis dieses Vorgehens sind ausgefüllte Sollraster, die Nutzungsformen und die Szenarien für die technischen Lastmanagementpotenziale in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie.

Schritt 1: Auswahl der näher analysierten Studien

Die Autoren haben zahlreiche Studien daraufhin analysiert, ob sie geeignet sind für die vertiefte Analyse. Studien, die ausgewählt wurden, mussten die folgenden Kriterien erfüllen:

- Es muss eine Quantifizierung des technischen Lastmanagementpotenzials mindestens im Sektor GHD als ein Ziel der Studie angestrebt werden.
- Die veröffentlichten Angaben zum Lastmanagementpotenzial müssen auswertbare Angaben zu Aktivierungsdauer, Aktivierungsgeschwindigkeit, Verschiebedauer etc. beinhalten.
- Die Studien müssen in der politischen Debatte über dieses Thema von einem größeren Fachpublikum zur Kenntnis genommen worden sein.
- Die Studien müssen explizit die Potenziale in ganz Deutschland zum Gegenstand haben.

Diese Kriterien erfüllen nur relativ wenige Studien. Die sehr breit diskutierte Studie im Auftrag der AGORA Energiewende aus dem Jahr 2013 kann zum

¹⁸⁸ Vgl. Ecofys/RAP (2014), vgl. auch **Abschnitt 3.2.1**.

Beispiel nicht berücksichtigt werden, weil nur die Potenziale in Süddeutschland bewertet werden.¹⁸⁹

Im Ergebnis wurden die folgenden vier Studien bzw. Studiengruppen ausgewählt:

- **Studie 1** – Die Studie „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“¹⁹⁰, die im Auftrag des BMWi von der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young erarbeitet wurde. Diese Studie basiert in Bezug auf die Lastmanagementpotenziale stark auf der Dissertation von Marian Klobasa zum Thema „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“.¹⁹¹ Wir fassen deswegen in der vertieften Analyse die Ergebnisse von Ernst & Young und Klobasa zu einer Studiengruppe zusammen und benennen diese im Folgenden als Klobasa/E&Y.
- **Studie 2** – Die Studie „Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung“, die vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) für das BMWi erstellt wurde. Sie datiert aus dem Jahr 2014.¹⁹² Diese wird im Folgenden als DLR bezeichnet.
- **Studie 3** – Die Studie „Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, die im Jahr 2012 vom Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. veröffentlicht wurde. Diese Studie basiert zu großen Teilen auf der Dissertation von Martin Stötzer zum Thema „Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen: Potenzialanalyse und Bewertung“, aus dem Jahr 2012. Wie im Fall von Ernst & Young und Klobasa werden auch in diesem Fall beide Studien zu einer Studiengruppe zusammengefasst und als Stötzer/VDE bezeichnet.
- **Studie 4** – Die Studie „Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen“¹⁹³ von R2B aus dem Jahr 2014 enthält als ein Kapitel auch Darstellungen zum

¹⁸⁹ Vgl. AGORA (2013).

¹⁹⁰ Vgl. Ernst & Young (2013).

¹⁹¹ Vgl. Klobasa (2007).

¹⁹² Vgl. DLR (2014).

¹⁹³ Vgl. R2B (2014a).

Thema Lastverzicht. Dies ist die einzige uns bekannte Studie zu diesem Thema, die in der Breite aller Branchen die Lastverzichtspotenziale untersucht. Wir bezeichnen sie im Folgenden als R2B.

Schritt 2: Vertiefte Analyse der ausgewählten Studien

Vorgehen bei der Übertragung der Angaben der Studien in ein einheitliches Schema

- **Soll-Raster** – Für die systematisierte Aufbereitung der Ergebnisse der ausgewählten Studien haben wir ein Soll-Raster entwickelt, anhand dessen die Literaturdaten zum Lastmanagement jeweils getrennt nach den Sektoren – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie – aufbereitet werden. Die Begrifflichkeit Soll-Raster verdeutlicht dabei, dass nicht zwangsläufig jede der definierten Soll-Kenngrößen zur Beschreibung des Lastmanagementpotenzials in jeder der vier Studien/Studiengruppen ermittelt werden konnte. Gleichwohl zeigt das Soll-Raster auf, welche Größen grundsätzlich für die Charakterisierung des (technischen) Lastmanagementpotenzials in den einzelnen Sektoren erforderlich sind. Die Kenngrößen, die im Sollraster enthalten sind, werden in **Tabelle 16** näher erläutert.¹⁹⁴

¹⁹⁴ Eine besondere, methodische Schwierigkeit stellt die Verfügbarkeit der technischen Lastmanagementpotenziale dar. Nur sehr wenige Potenziale sind tatsächlich ganzjährig mit den gleichen Parametern für Abrufleistung, Abrufdauer und Verschiebdauer verfügbar. Um die Komplexität beherrschbar zu machen werden bei mehreren Angaben mit unterschiedlicher Verfügbarkeit, die Angaben in das Sollraster eingetragen, die aus Sicht der Autoren ein angemessenes Verhältnis von Verfügbarkeit und Höhe des Lastmanagementpotenzials bieten. Im Sollraster wird ebenfalls angegeben von welchen Parametern die Verfügbarkeit abhängig ist.

Tabelle 16. Erfasste Parameter im Sollraster

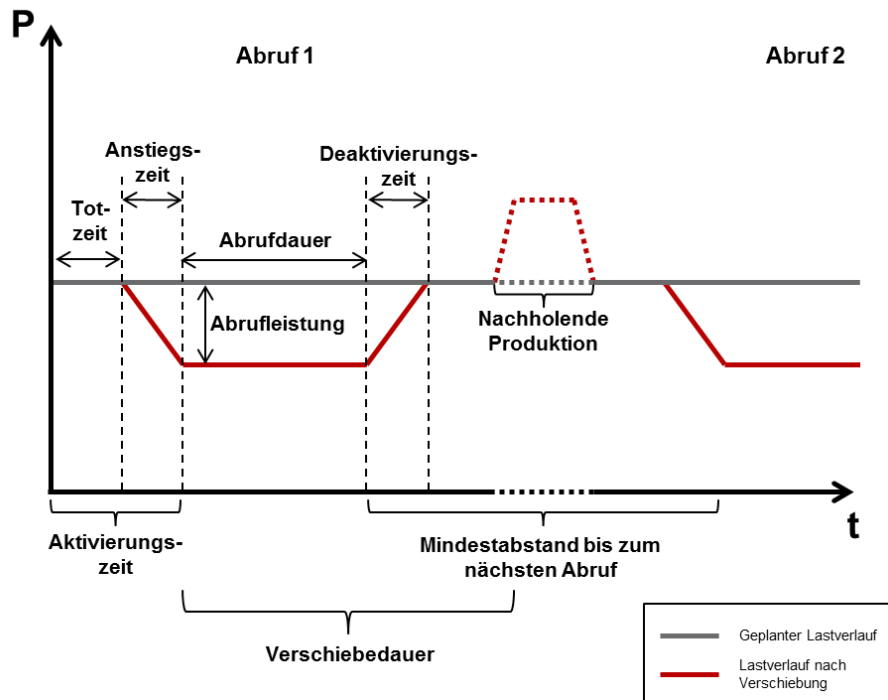
Kenngröße	Angabe	Erläuterung
Kenngrößen zur Beschreibung der Anwendung bzw. des Subsektors		
Strombedarf	Angabe in TWh/a	Jährlicher Stromverbrauch aller Lasten eines Anwendungstyps oder aller Lasten in einem Subsektor/ einer Branche
Durchschnittlicher Leistungsbedarf	Angabe in MW	Jahresdurchschnittlich vorhandener Leistungsbedarf aller Lasten eines Anwendungstyps oder aller Lasten in einem Subsektor/ einer Branche
Kennzahlen zur Beschreibung des Lastmanagementpotenzials		
Abrufleistung	Angabe in MW	Die Abrufleistung gibt die maximale Leistungsdifferenz zwischen dem Verbrauchsmuster mit und ohne Lastreduktion bzw. Lasterhöhung an. Die Abrufleistung berücksichtigt die mittlere jahresdurchschnittliche Verfügbarkeit.
Abrufdauer	Angabe in h	Die Abrufdauer gibt die maximal mögliche Länge der Lastreduktion oder Lasterhöhung an. Rampen zur Aktivierung werden nicht als Teil der Abrufdauer eingeschätzt.
Verschiebedauer	Angabe in h	Die Verschiebedauer ist nur relevant bei Lastverschiebungen. Sie gibt die maximale Dauer vom Ende der Abrufdauer bis zum Beginn der nachholenden Produktion an.
Maximale Anzahl der Aktivierungen innerhalb eines Jahres	Angabe der Anzahl	
Zeitliche Verfügbarkeit	Kategorisierende Angabe	Die zeitliche Verfügbarkeit kann von Nutzungsstrukturen oder äußeren Parametern, z.B. der Außentemperatur, abhängig sein. Diese Angaben werden qualitativ erfasst.

Quelle: BET/Frontier

In der folgenden Abbildung sind die Begriffe nochmals dargestellt. Die Begriffe sind mit diesem Bedeutungsinhalt in der Studie für das Umweltbundesamt zur Erforschung der Lastmanagementpotenziale der

energieintensiven Industrie verwandt worden.¹⁹⁵ Auch die DENA nutzt in ihrem Handbuch Lastmanagement sehr ähnliche Begriffe.¹⁹⁶

Abbildung 29. Illustration der verwendeten Begriffe am Beispiel einer Lastreduktion



Quelle: BET/Frontier

- **Nutzungsformen** – Nach der Übertragung in das Sollraster wurden die Angaben so weiterverarbeitet, dass eine Zuordnung der Lastmanagementpotenziale zu **konkreten Nutzungsformen** möglich wurde.
 - Eine Nutzungsform ist hierbei definiert durch Vorgaben für die Abrufdauer, Verschiebedauer und Verfügbarkeit. Jede Nutzungsform steht für eine konkrete und betriebswirtschaftlich sinnvolle Art, die Lastmanagementpotenziale am Spotmarkt zu vermarkten. Mit den Nutzungsformen wird auf diese Art die Vielfalt der denkbaren Nutzungsmöglichkeiten der Lastmanagementpotenziale auf einen darstellbaren Umfang reduziert. Es handelt sich somit ausschließlich um

¹⁹⁵ Vgl. UBA (2015).

¹⁹⁶ Vgl. DENA (2012), S. 25ff.

eine Komplexitätsreduktion, die hier mit Blick auf den Verwendungszweck in diesem Forschungsvorhaben geschehen ist.

- Die Anforderungen an die Nutzungsformen sind hierbei so definiert, dass die Abrufdauer eine Stunde beträgt. Die Sollwerte für die Verschiebedauern betragen 2h, 4h und 8h. Für die Abrufhäufigkeit und die Verfügbarkeit wurde keine Vorgabe gemacht.
- **Bündelung von Anwendungen** – Die Anforderungen an die Nutzungsformen werden in den hier untersuchten Sektoren selten von einer einzelnen Anwendung erfüllt. Die Auswertung der Nutzungsformen trifft die folgenden Grundannahmen:
 - In den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie steht eine **Vielzahl von gleichartigen Stromanwendungen bzw. Einzelprozessen** zur Verfügung und diese können als flexible Lasten gebündelt werden. Durch die Bündelung können mehrere Lasten eines Typs gemeinsam die Anforderungen der Nutzungsformen erfüllen. Wenn zum Beispiel ein Einzelprozess nur eine Abrufdauer von einer Stunde bieten kann und eine Verschiebedauer von 1h, dann können drei dieser Einzelprozesse zusammen eine Abrufdauer von 1h mit einer Verschiebedauer von 3h anbieten.
 - Die flexiblen Lasten verbrauchen jeweils zu verschiedenen Zeitpunkten Strom und durch diese **Nicht-Gleichzeitigkeit** ist die Verfügbarkeit der Prozesse gegeben.

Abbildung 28 illustriert diese Annahmen¹⁹⁷. Die Ergebnisse der Sollraster sind in **Tabelle 25** bis **Tabelle 30** für die drei Studien/ Studiengruppen, die Lastverschiebepotenziale ableiten, dargestellt.

Ergebnisse der vertieften Analyse von Klobasa/E&Y

Die Studien von Klobasa und E&Y enthalten beide umfangreiche Kapitel zum Thema Lastmanagementpotenziale. Sie haben aber nicht als Ziel, Lastmanagementpotenziale zu quantifizieren.

Abdeckung (Zeit und Anwendungen / Wirtschaftszweige)

Klobasa stellt in seiner Dissertation die Lastverschiebepotenziale für den GHD-Sektor dar. Er geht hierbei nach Querschnittstechniken vor und unterscheidet

¹⁹⁷ **Abbildung 28** stellt ein Beispiel dar, in dem drei Einzelprozesse gebündelt werden und jeder Einzelprozess jeweils drei Lastreduktionen hintereinander durchführt. Das Ergebnis ist eine Lastreduktion mit der Abrufdauer der Lastreduktionen der Einzelprozesse aber einer Verschiebedauer, die neunmal größer ist als die Verschiebdauer der Einzelprozesse.

hierbei Kühlung, Klimatisierung, Belüftung, Warmwasseraufbereitung, Raumheizung und Notstromsysteme für Mobilfunkstationen und Rechenzentren. Da die Notstromsysteme Stromerzeugungsanlagen sind, werden sie im Folgenden nicht als Lastmanagementpotenzial aufgenommen.

- **Einschränkungen:** Für den Bereich der nicht-energieintensiven Industrie nimmt Klobasa keine Potenzialabschätzungen vor. Klobasa gibt die Daten zum Lastmanagementpotenzial von 2004 für den Sektor GHD wider. Abschätzungen zur Entwicklung der Lastmanagementpotenziale bis 2020 werden von Klobasa für die Sektoren lediglich qualitativ diskutiert und nicht quantifiziert.
- **Weiterentwicklung der Daten:** E&Y übernimmt die Ergebnisse von Klobasa für den GHD-Sektor, aggregiert aber etwas anders. In der Studie von E&Y finden sich ebenfalls keine Angaben zum Lastmanagementpotenzial im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie.

Sollraster in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie

Klobasa stellt in seiner Dissertation die Lastverschiebepotenziale für die näher untersuchten Sektoren dar, ohne explizit zwischen Lasterhöhungs- oder Lastreduktionspotenzialen zu unterscheiden. Im Sollraster werden deswegen die Angaben jeweils in die Lasterhöhung und die Lastreduktion angegeben.

- Die Kennzahlen zum **durchschnittlichen Leistungsbedarf** und zur **Abrufleistung** werden der zusammenführenden Tabelle 4-15 entnommen. Eine Ausnahme bildet hierbei lediglich die Angabe zur Kühlung von Lebensmitteln, bei der eine Besonderheit der Verfügbarkeit berichtet wurde und die deswegen dem Absatz unterhalb der Tabelle 4-10 entnommen sind. Klobasa hat die Angaben zur Kühlung und zur Klimatisierung aus anderen Studien entnommen, die sich auf das Jahr 1999 beziehen und diese teilweise aktualisiert und korrigiert. Im Ergebnis stehen die Angaben für das Jahr 2004.
- Die **durchschnittlichen Leistungsbedarfe** sind das Ergebnis einer Division der Abrufleistung durch den Lastmanagementfaktor. Der Lastmanagementfaktor ist bei Klobasa definiert als „Anteil der verlagerbaren Leistung am gesamten Leistungsbedarf einer bestimmten Anwendung. Der Faktor umfasst dabei sowohl technische Einschränkungen, die sich aus dem Prozess ergeben, als auch technische Einschränkungen, die sich aus unterschiedlichen Verwendungszwecken ergeben.“¹⁹⁸

¹⁹⁸ Vgl. Klobasa (2007), S. 25.

- Die **Abrufdauer je Anwendung** ist bei Klobasa durch die maximale Dauer gegeben; als Verschiebedauer¹⁹⁹ wird über alle Anwendungen eine Stunde eingetragen, wenngleich dies weder bei Klobasa und Ernst & Young eindeutig formuliert ist.
- Die Eintragungen zur **Häufigkeit** stammen ebenfalls aus **Tabelle 17**.
- Die Eintragungen zur **Verfügbarkeit** sind den Absätzen in denen Klobasa Anwendung für Anwendung das Lastmanagementpotenzial beschreibt entnommen.

Für den Sektor nicht-energieintensive Industrie wurde kein Sollraster ausgefüllt, weil keine Angaben vorlagen.

Ergebnisse der Ermittlung des Potenzials der Nutzungsformen

Die Ermittlung der Potenziale in den Nutzungsformen geschieht nach den oben erläuterten Formeln für die Stromanwendungen, die im Sollraster aufgeführt waren. Eine Abweichung von dieser Formel gibt es bei den Nachtspeicherheizungen, die aus unserer Sicht wegen ihrer eingeschränkten Verfügbarkeit tagsüber nicht als Lastreduktionspotenzial berichtet werden.

¹⁹⁹ Die Verschiebedauer wurde definiert als die maximale Zeitspanne zwischen Lastreduktion bzw. -erhöhung und dem Nachholen der Anwendung bzw. Produktion.

Tabelle 17. Ergebnis der Herleitung der Lasterhöhungspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, Klobasa/ E&Y

Nutzungsform	Verschiebung (2h)	Verschiebung (4h)	Verschiebung (8h)	Kommentar
Einheiten	[MW]	[MW]	[MW]	
GHD				
Kühlung Lebensmittel	432	216	108	
Kühlhäuser	200	100	50	
Sonstige Kühlung	140	70	35	
Klimatisierung Bürogebäude	875	438	219	
Klimatisierung Einzelhandel	1400	700	350	
Klimatisierung Hotelgebäude und Gastronomie	380	190	95	
Belüftung (Ventilation)	450	225	113	
Warmwasserbereitung	465	465	465	
Raumheizung und Nachtspeicher	2080	2080	2080	Potenzial steht tagsüber zur Verfügung
nicht-energieintensive Industrie				
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen

Über besonders große Lasterhöhungspotenziale verfügen gemäß der Tabelle die Stromanwendungen Klimatisierung Einzelhandel und Raumheizung und Nachtspeicherheizung.

Tabelle 18. Ergebnis der Herleitung der Lastreduktionspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, Klobasa/E&Y

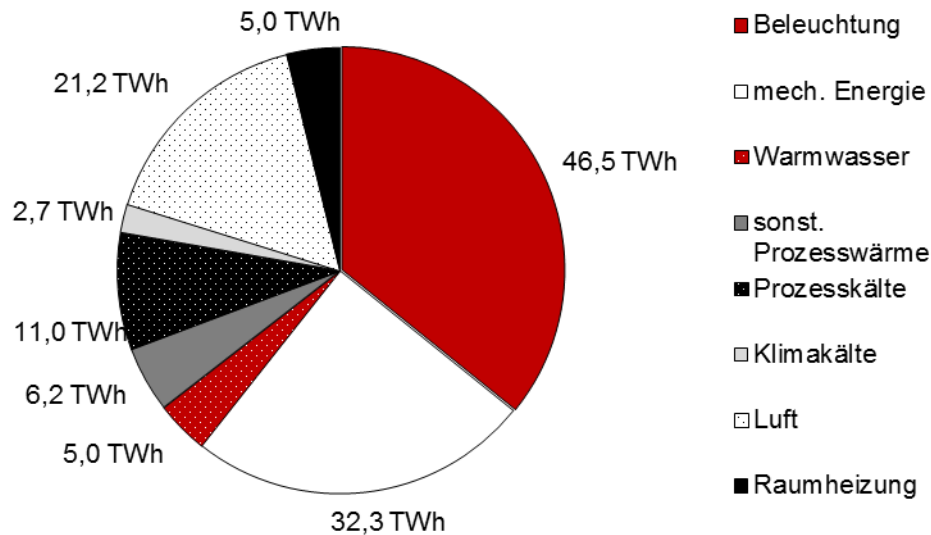
Nutzungsform	Verschiebung (2h)	Verschiebung (4h)	Verschiebung (8h)	Kommentar
Einheiten	[MW]	[MW]	[MW]	
GHD				
Kühlung Lebensmittel	432	216	108	
Kühlhäuser	200	100	50	
Sonstige Kühlung	140	70	35	
Klimatisierung Bürogebäude	875	438	219	
Klimatisierung Einzelhandel	1400	700	350	
Klimatisierung Hotelgebäude und Gastronomie	380	190	95	
Belüftung (Ventilation)	450	225	113	
Warmwasserbereitung	465	465	465	
Raumheizung und Nachtspeicher	0	0	0	Kein Potenzial wegen Nicht-Verfügbarkeit am Tag
nicht-energieintensive Industrie				
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen auf Basis von Daten in Klobasa/E&Y.

Abdeckungsgrad und Fehlerdiskussion

Nach den Ausführungen von Klobasa halten wir es für zulässig die Potenziale, die Klobasa für 2004 ermittelt hat, in die Zukunft bis 2020 fortzuschreiben.

Abbildung 30. Aufteilung des Stromverbrauchs im Jahr 2012 im GHD-Sektor auf verschiedene Anwendungen



Quelle: Schlomann (2015), Tabelle 2-45

Mit dem Ansatz von Klobasa, die Querschnittstechniken Kühlung, Klimatisierung, Ventilation, Warmwasserbereitung und Raumheizung zu untersuchen, werden die Anwendungen Warmwasser, Prozesswärme und Kälte, Klimakälte und Raumheizung sicher gut abgedeckt. Lücken bestehen demzufolge bei der mechanischen Energie, die mit der Ventilation nur teilweise abgedeckt wird. Bei der Beleuchtung und im Bereich IuK erwarten wir keine Lastverschiebepotenziale.

Der Bereich der nicht-energieintensiven Industrie wurde von Klobasa/ E&Y nicht bearbeitet.

Besonders unsicher erscheinen uns die Angaben im Bereich Warmwasser, weil bei der Ableitung der Abrufleistung für die Lasterhöhungen die Nichtgleichzeitigkeit der vielen vorhandenen Anlagen nicht näher untersucht wurde. Merkwürdig ist auch der angegebene Strombedarf für die Warmwassergewinnung, der größer ist als die Angaben in **Abbildung 30**.

Eine weitere Schwäche ist die mangelnde Unterscheidung zwischen Lastreduktion und Lasterhöhung.

Ergebnisse der vertieften Analyse von DLR

Die vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) für das BMWi erstellte Studie untersucht die Wirkungen des zusätzlichen Einsatzes von Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement, KWK-Anlagen, Wärmepumpen, thermischer Speicher, konventioneller und elektrischer Boiler auf die Höhe der

EE-Abregelung, den Bedarf und die Nutzung von Erzeugungskapazitäten und den Bedarf von Netzausbau. Die Energiesystemanalyse wird mit Hilfe des REMix-Modells des DLR auf Basis einer Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien sowie den genannten zusätzlichen Ausgleichsoptionen für die EU-28, Norwegen, Lichtenstein und der Schweiz durchgeführt.

Abdeckung (zeitlich: Anwendungen / Wirtschaftszweige)

Der Sektor GHD wird in der Studie gleichgesetzt mit dem tertiären Sektor nach den Statistiken der EU. Damit umfasst der Sektor die Verbrauchergruppen Gewerbe, Handel, private Dienstleistungen, Bildung, öffentliche Versorgung und Gesundheit. Die Studie unterscheidet in diesem Sektor zwischen Kühlung, Klimatisierung, Belüftung, Warmwasseraufbereitung, Raumheizung und Pumpen in der Trinkwasserversorgung und der Abwasserbehandlung.

Die Industrie wird ebenfalls betrachtet. Betrachtete Anwendungen im Bereich der nicht-energieintensiven Industrie sind die prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude.²⁰⁰

In der Studie wurden zahlreiche energieintensive Industrien untersucht. Nach einer Prüfung beim BAFA²⁰¹ stellte sich heraus, dass auch die in der Studie enthaltene Kühlung im Ernährungsgewerbe und die Calciumkarbidherstellung im Lichtbogenofen aufgrund der erfolgreichen Antragstellung im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung energieintensiv sind.

Hinsichtlich der Extraktion der relevanten Daten wurde auf die Lastmanagementpotenziale abgestellt, die im Rahmen der Studie für 2020 angegeben wurden.

Sollraster in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie

- In der Publikation des DLR wird zwischen **Lasterhöhungen und Lastreduktionen** unterschieden, so dass die Aufteilung in diese beiden Formen der Lastverschiebung unkompliziert möglich war.
- Der Strombedarf und die **durchschnittliche Leistungsaufnahme** sind in Tabelle 3-10 für die Gesamtheit der untersuchten Länder (EU 27) angegeben. Eine Aufteilung in die einzelnen Länder ist nicht vorgenommen

²⁰⁰ Vgl. DLR (2014), S 49.

²⁰¹ Das BAFA veröffentlicht auf seiner Internetseite Listen mit den Unternehmen, die erfolgreich Anträge nach der besonderen Ausgleichsregelung des EEG gestellt haben. Wir haben recherchiert, welche Unternehmen in Deutschland Kalziumkarbid herstellen und diese Unternehmen auf der Liste gefunden.

worden und deswegen füllen wir die betreffenden zwei Spalten im Sollraster nicht aus.

- Als **Abrufleistung** haben wir das mittlere Lastreduktionspotenzial bzw. Lasterhöhungspotenzial aus den Tabellen A-2 und A-3 des Berichtsanhangs in das Sollraster eingetragen. Ein Lasterhöhungs- bzw. Lastreduktionspotenzial wurde dabei allerdings nur übernommen, sofern es gemäß Tabelle 3-8 als ein solches deklariert wurde. So ermöglichen die Anwendungen Kühlung Handel, Klimatisierung, Belüftung keine Lasterhöhung, die Warmwasseraufbereitung und die Nachtspeicherheizungen wiederum keine Lastreduktion.
- Die übrigen Angaben zur **Abrufdauer** (Einsatzdauer), der maximalen Aktivierung des Abrufs mit Abrufdauer (**Häufigkeit**) und **Verschiebedauer**, wurden ebenfalls Tabelle 3-8 entnommen. Zum Mindestabstand wurden keine Angaben gemacht.

Die Studie des DLR ermittelt weiterhin das Lastverschiebepotenzial der Kühlung industrieller Gebäude. Wir haben die Angaben hierzu in das Sollraster für die energieintensive Industrie eingetragen.

Ergebnisse der Ermittlung des Potenzials der Nutzungsformen

Die Ermittlung der Potenziale in den Nutzungsformen geschah nach den oben erläuterten Formeln für die Stromanwendungen, die im Sollraster aufgeführt waren.

Tabelle 19. Ergebnis der Herleitung der Lasterhöhungspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, DLR

Nutzungsform	Verschiebung (2h)	Verschiebung (4h)	Verschiebung (8h)	Kommentar
Einheiten	[MW]	[MW]	[MW]	
GHD				
Kühlung Handel	0	0	0	
Kühlhäuser	79	79	40	
Sonstige Kühlung	118	59	30	0
Klimatisierung	0	0	0	0
Belüftung (Ventilation)	0	0	0	Leistung 0
Warmwasserbereitung	1095	547	274	Abrufdauer und Verschiebedauern scheinen stark überhöht und wurden auf 0,5h korrigiert
Raumheizung und Nachtspeicher	2816	2816	2816	steht tagsüber zur Verfügung
Frischwasserversorgung	451	451	226	
Abwasserbehandlung	135	135	68	
nicht-energieintensive Industrie				
Prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude	0	0	0	

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen auf Basis von Daten in DLR.

Über besonders große Lasterhöhungspotenziale verfügen gemäß der Tabelle die Stromanwendungen Warmwasserbereitung, Raumheizung und Nachtspeicher sowie die Frischwasserversorgung.

Tabelle 20. Ergebnis der Herleitung der Lastreduktionspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie, DLR

Nutzungsform	Verschiebung (2h)	Verschiebung (4h)	Verschiebung (8h)	Kommentar
Einheiten	[MW]	[MW]	[MW]	
GHD				
Kühlung Handel	395	198	99	
Kühlhäuser	64	64	32	
Sonstige Kühlung	40	20	10	
Klimatisierung	54	27	14	
Belüftung (Ventilation)	488	244	122	
Warmwasserbereitung	0	0	0	
Raumheizung und Nachtspeicher	0	0	0	Potenzial steht tagsüber nicht zur Verfügung
Frischwasser-versorgung	451	451	226	
Abwasserbehandlung	100	100	50	
nicht-energieintensive Industrie				
Prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude	147	73,5	36,75	

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen auf Basis von Daten in DLR.

Abdeckungsgrad und Fehlerdiskussion

Nach den Ausführungen der DLR sind die Angaben für das Jahr 2020 gültig. Wir halten es für zulässig, diese Angaben für die technischen Potenziale auf den Zeitraum ab 2015 zu übertragen.

Ähnlich wie von Klobasa/E&Y basiert der Ansatz der DLR auf den Querschnittstechniken Kühlung, Klimatisierung, Ventilation, Warmwasserbereitung und Raumheizung. Auf diese Art werden die Anwendungen Warmwasser, Prozesswärme und Kälte, Klimakälte und Raumheizung sicher gut abgedeckt. Auch der Bereich der mechanischen Energie wird gut abgedeckt, durch die Ventilation und die Potenziale in der Wasser- und Abwasserversorgung.

Der Bereich der nicht-energieintensiven Industrie wurde von DLR wie von Klobasa/E&Y nicht bearbeitet.

Besonders unsicher erscheinen uns die Angaben im Bereich Warmwasser, weil hier unserer Meinung nach sehr hohe Angaben für die Verschiebedauer und die Abrufdauer angegeben wurden, die wir in der Berechnung der Nutzungsformen nach unten korrigiert haben.

Ergebnisse der vertieften Analyse von Stötzer/ VDE

Der Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik hat im Jahr 2012 Lastverschiebepotenziale näher untersucht. Die als Resultat erschienene Studie des VDE²⁰² entstand zum einen im Rahmen der Arbeit der Task Force Demand Side Management. Zum anderen basiert sie maßgeblich auf der Promotion von Martin Stötzer an der Universität Magdeburg²⁰³.

Abdeckung (Zeit und Anwendungen / Wirtschaftszweige)

Die Untersuchung von Stötzer geschieht für verschiedene sogenannte „GHD Typen“. Diese sind die büroähnlichen Betrieb, der Handel, das Gastgewerbe, die Landwirtschaft, der Gartenbau, die Bäder, Wäschereien und das Baugewerbe. Daneben wird das produzierende Gewerbe als eigener Typ erwähnt, wobei nicht eindeutig erklärt wird, ob es sich um die Betriebe des produzierenden Gewerbes handelt, die in der Energiestatistik zum GHD-Sektor zugerechnet werden. Der Größe des ermittelten Lastmanagementpotenzials nach ist dies anzunehmen und deswegen wird dieser „GHD-Typ“ hier als Potenzial des GHD-Sektors berichtet.

In zeitlicher Hinsicht unterscheidet Stötzer zwischen 2010, 2020 und 2030 und berichtet für jedes dieser Jahre unterschiedliche Potenziale. Allerdings unterscheiden sich die Zahlenwerte nur marginal, so dass wir im Folgenden die Werte für das Jahr 2020 verwenden und deren Gültigkeit für den hier untersuchten Zeitraum unterstellen.

Sollraster in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie

Stötzer/VDE differenzieren leider nicht nach Lasterhöhung und Lastreduktion, weswegen wir wie im bei Klobasa/E&Y die Angaben sowohl bei den Lasterhöhungen als auch bei den Lastreduktionen eingetragen haben.

Die Zeitkomponenten des Sollrasters sind überwiegend Tabelle 8²⁰⁴ entnommen. Leider ist diese Darstellung nicht vollständig in dem Sinne, dass nicht alle GHD-Typen erfasst sind.

²⁰² Vgl. VDE (2012).

²⁰³ Vgl. Stötzer (2012).

²⁰⁴ Vgl. Stötzer (2012), S. 27.

Auf Seite 36/37 werden die sogenannten theoretischen DSI-Potenziale für die GHD-Typen dargestellt. Diese interpretieren wir als Abrufleistungen der technischen Potenziale der einzelnen GHD Typen.

BET hat nur für die GHD Typen eine Einordnung in Nutzungsformen vorgenommen, für die das Sollraster mit dem erforderlichen Minimum an Angaben ausgefüllt werden konnte. In den anderen Fällen wird kein Potenzial berichtet.

Ergebnisse der Ermittlung des Potenzials der Nutzungsformen

Die Ermittlung der Potenziale in den Nutzungsformen geschah nach den oben erläuterten Formeln für die Stromanwendungen, die im Sollraster aufgeführt waren.

Tabelle 21. Ergebnis der Herleitung der Lasterhöhungspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht- energieintensive Industrie, Stötzer/VDE

Nutzungsform	Verschiebung (2h)	Verschiebung (4h)	Verschiebung (8h)	Kommentar
Einheiten	[MW]	[MW]	[MW]	
GHD				
Büros/ Textilbetriebe	500	250	125	Umrechnung basiert auf den Daten einer Anwendung in diesem Subsektor
Handel	200	100	50	
Gastgewerbe	625	313	156	
Landwirtschaft	163	81	41	
Gartenbau	0	0	0	keine Daten über Anwendungen vorhanden
Bäder	0	0	0	keine Daten über Anwendungen vorhanden
Wäscherei	125	63	31	
produzierendes Gewerbe (Kleinbetriebe)				keine Daten über Anwendungen vorhanden
Baugewerbe				keine Daten über Anwendungen vorhanden
nicht-energieintensive Industrie				
k.A.				

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen auf Basis von Daten in Stötzer/VDE.

Über besonders große Lasterhöhungspotenziale verfügen gemäß der Tabelle das Gastgewerbe, die Büros/Textilbetriebe und der Handel.

Tabelle 22. Ergebnis der Herleitung der Lastreduktionspotenziale in den Nutzungsformen in den Sektoren GHD und nicht energieintensive Industrie, Stötzer/VDE

Nutzungsform	Verschiebung (2h)	Verschiebung (4h)	Verschiebung (8h)	Kommentar
Einheiten	[MW]	[MW]	[MW]	
GHD				
Büros/ Textilbetriebe	500	250	125	Umrechnung basiert auf den Daten einer Anwendung in diesem Subsektor
Handel	200	100	50	
Gastgewerbe	625	313	156	
Landwirtschaft	163	81	41	
Gartenbau	0	0	0	keine Daten über Anwendungen vorhanden
Bäder	0	0	0	keine Daten über Anwendungen vorhanden
Wäscherei	125	62,5	31,3	
produzierendes Gewerbe				keine Daten über Anwendungen vorhanden
Baugewerbe				keine Daten über Anwendungen vorhanden
nicht-energieintensive Industrie				
k.A.				

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen auf Basis von Daten in Stötzer/VDE.

Abdeckungsgrad und Fehlerdiskussion

Der Abdeckungsgrad von Stötzer/VDE ist aufgrund der wenigen / mangelnden Informationen bei den GHD-Typen Gartenbau, Bäder, Baugewerbe und produzierendes Gewerbe (Kleinbetriebe) eingeschränkt. Interessant ist, dass die Raumheizung und die Warmwasseraufbereitung bei Stötzer nicht abgedeckt zu sein scheinen.

Die nicht-energieintensive Industrie ist von Stötzer/VDE nicht abgedeckt.

R2B für Lastverzicht

Die Unternehmensberatung R2B hat als Teil der Leitstudie Strommarkt ein Arbeitspaket zur Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen bearbeitet²⁰⁵. In diesem Arbeitspaket wurden auch Lastverzichtspotenziale des produzierenden Gewerbes ermittelt. Konkret wurde mit Hilfe einer statistischen Analyse der Stromverbräuche und der Wertschöpfung in den einzelnen Branchen des produzierenden Gewerbes ermittelt, wieviel Wertschöpfung pro MW durchschnittlichem Leistungsbedarf in den einzelnen Branchen verbunden ist. Dieser Verlust an Wertschöpfung wurde als Kosten für einen Lastverzicht interpretiert. In einem zweiten Schritt wurden aus der Betrachtung die Leistungsanteile nicht nutzbarer Potenziale herausgerechnet²⁰⁶.

Das Ergebnis von R2B ist eine Kosten-Potenzial-Kurve, in der die Lastmanagementpotenziale nach dem Strompreis sortiert sind. Die Kosten der Potenziale beginnen nach Angabe der Autoren von R2B mit stromintensiven Branchen wie z.B. „Herstellung von Industriegasen“, „Herstellung von Holz- und Zellstoff“ und „Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium“. Hier ergibt sich eine Bandbreite von 300-500 €/MWh. Am oberen Ende stehen Branchen wie „Herstellung von Arbeits- und Berufsbekleidung“, „Herstellung von Spirituosen“ oder „Reparatur von Maschinen“ mit Zahlungsbereitschaften bis über 25.000 €/MWh. Insgesamt beträgt das in der Kosten-Potenzial-Kurve aufgetragene Lastverzichtspotenzial 17.000 MW.

Im Ergebnis dieser Studie werden Lastverzichtspotenziale in den Sektoren nicht-energieintensive Industrie und GHD als sehr teuer eingeschätzt und in dieser Studie nicht näher untersucht.

Schritt 3: Zusammenfassende Darstellung der technischen Potenziale und Ableitung von Szenarien

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Lastmanagementpotenziale der Studien bzw. Studiengruppen abgeleitet. In **Abbildung 31** sind die Ergebnisse für die Nutzungsform 1h Abrufdauer und 2h Verschiebedauer für die Lasterhöhung und die Lastreduktion im Sektor GHD zusammenfassend dargestellt.

²⁰⁵ Vgl. R2B (2014a).

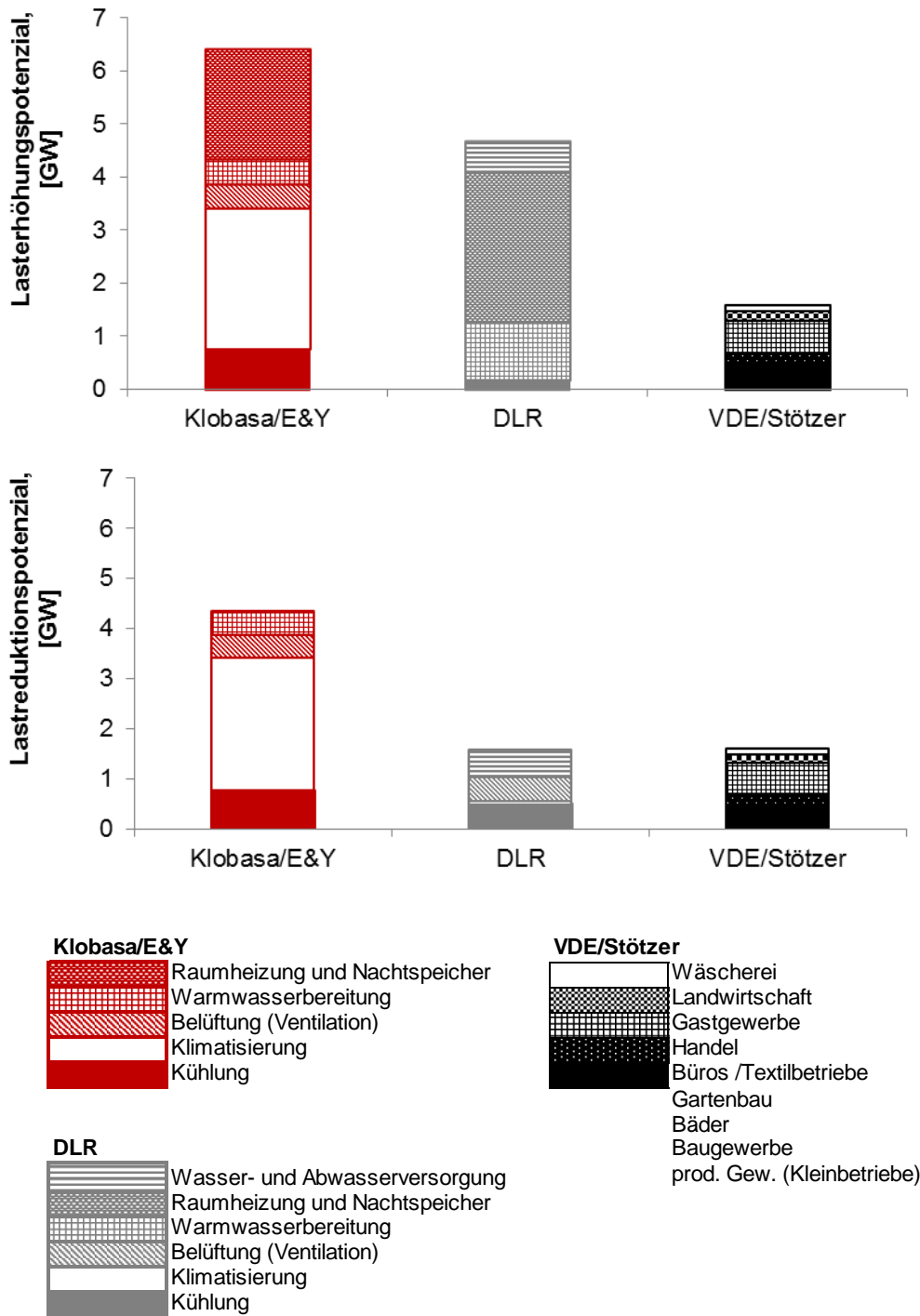
²⁰⁶ Vgl. R2B(2014a), S. 51ff.

Es zeigt sich eine erhebliche Bandbreite der Lastverschiebepotenziale im GHD-Sektor.

- Basierend auf Klobasa/E&Y wurden mit 6,3 GW die höchsten technischen Lasterhöhungspotenziale ermittelt. Die geringsten Potenziale wurden basierend auf VDE/Stötzer mit 1,6 GW ermittelt. Die Zahlen basierend auf DLR liegen mit 4,7 GW Lasterhöhungspotenzial etwas über dem Mittelwert der beiden anderen Studien. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass der Abdeckungsgrad bei Stötzer/VDE aufgrund der Auslassung der Raumheizung und Nachtspeicher sowie der mehrerer GHD-Typen geringer ist als in den anderen Studien.
- Bei den Lastreduktionen wurden basierend auf Klobasa/E&Y 4,2 GW Lastreduktionspotenzial ermittelt, während die anderen beiden Studien/Studiengruppen Lastreduktionspotenziale jeweils ca. 1,5 GW Lastreduktionspotenziale ermitteln.
- Auffällig ist der große Unterschied in der Bewertung der Klimatisierung. Während Klobasa/E&Y hier ein sehr großes Lasterhöhungs- und Lastreduktionspotenzial sehen; gibt es bei DLR nur ein kleines Lastreduktionspotenzial. Bei Stötzer/VDE gibt es ein etwas größeres Lastreduktions- und Lasterhöhungspotenzial als bei DLR, das sich hier hinter der Bezeichnung büroähnliche Betriebe verbirgt.

In der nicht-energieintensiven Industrie hat nur DLR eine Angabe über die prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude gemacht. Im Ergebnis liegen für die nicht-energieintensive Industrie keine Informationen vor.

Abbildung 31. Lastverschiebepotenziale im Sektor GHD, aufgeteilt nach Studien bzw. Studiengruppen



Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigene Berechnungen

Für die Zwecke dieses Forschungsprojekts wurden basierend auf den Ergebnissen der Literaturanalyse Szenarien für die Höhe der technischen Potenziale formuliert.

Tabelle 23 und **Tabelle 24** zeigen Szenarien für die Höhe der technischen Potenziale. Die Szenarien sind für den Zeitraum 2015 bis 2025 gültig, es wird also keine zeitliche Entwicklung in den Sektoren GHD und nicht-energieintensive Industrie unterstellt. Die Angaben für die nicht-energieintensive Industrie sind aufgrund der Unkenntnis der Situation Annahmen.

Tabelle 23. Herleitung von Szenarien für die Höhe der technischen Potenziale der Lasterhöhungen

Lasterhöhung	Maximalszenario	Mittelszenario	Minimalszenario
Einheit	[MW]	[MW]	[MW]
GHD	6300	3950	1600
nicht-energieintensive Industrie	5900	3700	1500
Summe	12200	7650	3100

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen und Auswertung öffentlicher Quellen.
 Quellen für GHD: Maximalszenario gem. Klobasa/E&Y, Minimalszenario gem. VDE/Stötzer, Mittelszenario als einfaches Mittelwert aus Maximal- und Minimalszenario;
 Quellen für nicht-energieintensive Industrie: Maximalszenario als Skalierung vom Minimalszenario, Minimalszenario gem. Schätzungen von BET/Frontier, Mittelszenario als einfaches Mittelwert.

Tabelle 24. Herleitung von Szenarien für die Höhe der technischen Potenziale der Lastreduktionen

Lastreduktion	Maximalszenario	Mittelszenario	Minimalszenario
Einheit	[MW]	[MW]	[MW]
GHD	4200	2900	1600
nicht-energieintensive Industrie	3900	2700	1500
Summe	8100	5600	3100

Quelle: BET/Frontier, basierend auf eigenen Berechnungen und Auswertung öffentlicher Quellen.
 Quellen für GHD: Maximalszenario gem. Klobasa/E&Y, Minimalszenario gem. DLR, Mittelszenario als einfaches Mittelwert aus Maximal- und Minimalszenario;
 Quellen für nicht-energieintensive Industrie: Maximalszenario als Skalierung vom Minimalszenario, Minimalszenario gem. Schätzungen von BET/Frontier, Mittelszenario als einfaches Mittelwert

Informationen über Kosten

Ermittlung der Kosten über Befragungen von Aggregatoren und Forschungseinrichtungen

Die untersuchte Literatur enthält keine Angaben zu Kosten der Nutzung der Lastverschiebepotenziale. Im Juli 2015 wurde deswegen eine Befragung von neun Unternehmen bzw. Forschungseinrichtungen per Telefoninterview durchgeführt. Die Interviews verliefen auf der Basis eines Interviewleitfadens und wurden danach durch den Befrager dokumentiert.

Die Gruppe der Befragten ist inhomogen, zwei befragte Institutionen sind Forschungseinrichtungen, die in Zusammenarbeit mit Unternehmen Lastmanagementpotenziale erforschen. Die übrigen sieben befragten Institutionen sind Unternehmen, die im Auftrag von Kunden Lastmanagementpotenziale vermarkten. Bisher liegt der klare Fokus dieser Unternehmen auf der Vermarktung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten auf den Märkten für Regelleistung.

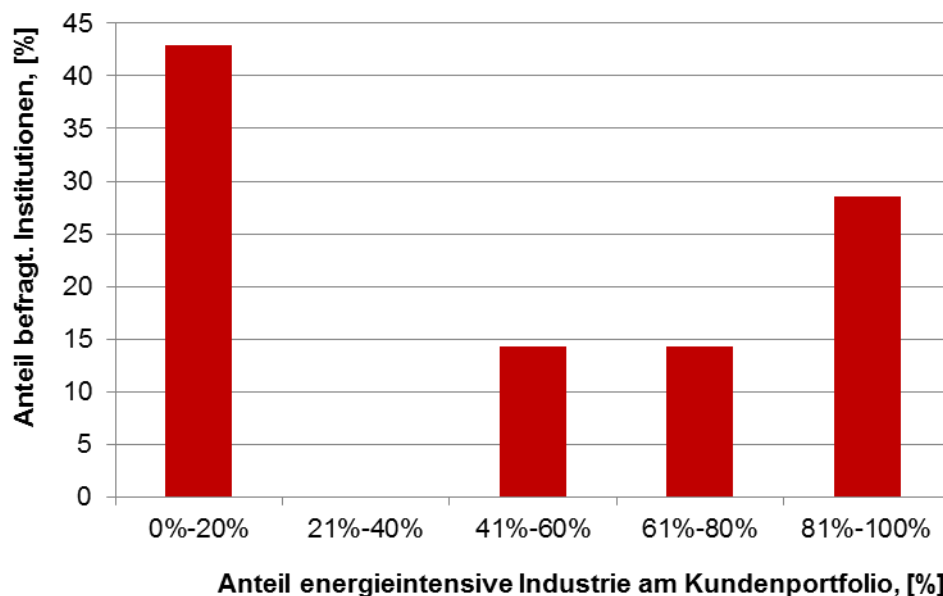
Hintergrundinformationen über Unternehmen, die Lastmanagement betreiben

- **Typische Kundengruppe bei der Vermarktung von Lastmanagement** – Ein Ziel der Befragung war es herauszufinden, wie die typische Kundengruppe der Unternehmen aussieht und was deren Anforderungen sind. Daher wurde abgefragt, wie groß der Anteil an energieintensiven

Anhang 1: Lastmanagementpotenziale

Unternehmen im Portfolio der Befragten ist. Dabei kam heraus, dass etwas weniger als die Hälfte der Befragten, die hierzu eine Angabe machten, keine energieintensiven Unternehmen in ihrem Kundenportfolio haben. Der Rest der antwortenden, befragten Institutionen übernahm hingegen mehrheitlich für energieintensive Unternehmen die Vermarktung.

Abbildung 32. Verteilung des Anteils energieintensiver Industrie am Kundenportfolio der befragten Institutionen, die Lastmanagementpotenziale vermarkten

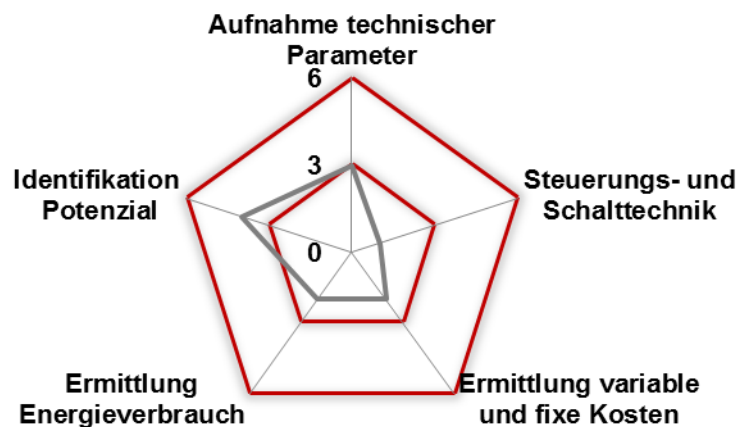


Quelle: BET/Frontier.

- **Größe der vermarkten Kapazitäten** – Die Kundenportfolien der Befragten sind sehr unterschiedlich. Die Auswertung hat gezeigt, dass lediglich zwei befragte Institutionen eine Größenordnung über 100 MW Abrufleistung vermarkten bzw. erforschen. Alle anderen befragten Institutionen haben entweder keine Angaben gemacht oder angegeben, weniger als 100 MW Abrufleistung zu vermarkten bzw. zu erforschen. Damit wird deutlich, dass die Vermarktung von Lastmanagement noch wenig entwickelt ist.
- **Unterstützung bei der Vermarktung von Lastmanagement** – Interessant ist, wobei die befragten Unternehmen und Forschungseinrichtungen ihren Kunden helfen bzw. wobei diese Hilfe benötigen. Die Befragung ergab, dass sowohl technische als auch betriebswirtschaftliche Unterstützung in Anspruch genommen wird. So werden gemeinsam die technischen Realisierungsmöglichkeiten ausgelotet. Dabei greifen die unterschiedlichen Expertisen der Kunden über die

technischen Möglichkeiten und Fahrweise der Maschinen und der befragten Institutionen zusammen. Gemeinsam werden die technischen Nutzungspotenziale erarbeitet. Als wesentlicher Aspekt der Unterstützung zeigt sich die Identifikation von technischen Potenzialen und die technische Umsetzung. In manchen Fällen wird zusätzlich oder auch ausschließlich der mögliche Business Case besprochen und erarbeitet. Auffällig ist, dass die Unternehmen kaum Unterstützung bei der Ermittlung der variablen und fixen Kosten der Erschließung bzw. Nutzung von Lastmanagementpotenzialen leisten.

Abbildung 33. Anzahl der befragten Institutionen, die ihren Kunden verschiedene Formen von technischer wirtschaftlicher Unterstützung geben



Quelle: BET/Frontier.

Schätzungen über Kosten für die Erschließung und den Abruf von Lastmanagement

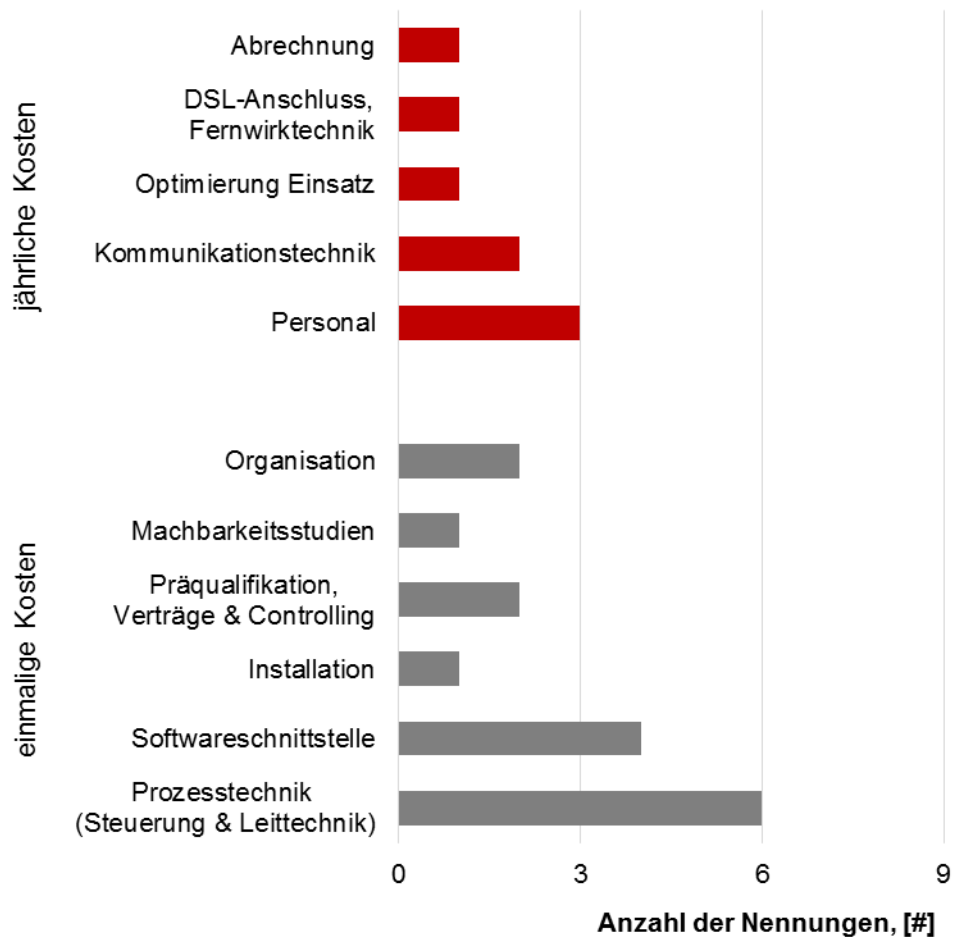
In der Befragung wurden weiterhin die notwendigen Kostenpositionen erfragt, die bei der Erschließung der Lastmanagementpotenziale anfallen und später während des Betriebs bzw. der Nutzung notwendig sind.

- **Erschließungskosten** – Für die einmaligen Kosten bei der Erschließung werden von den meisten Befragten die Anschaffung der notwendigen Prozesstechnik (Steuerung und Leittechnik) und die Softwareschnittstelle genannt. Weitere Aspekte, die genannt wurden, sind die Kosten für

Präqualifikation, Vertragsgestaltung und Controlling sowie für die Umstellung der Organisation (s. **Abbildung 34**).

- **Fixe jährliche Betriebskosten** – Als im Betrieb anfallende fixe Kostenkomponenten wurden vor allem die Personalkosten identifiziert. Einige Befragte nannten darüber hinaus noch kleinere Kostenpositionen für den Betrieb der (Kommunikations-)Technik.

Abbildung 34. Typische Kostenpositionen (jährlich/ einmalig) für Kunden zur Vermarktung von Lastmanagementpotenzialen

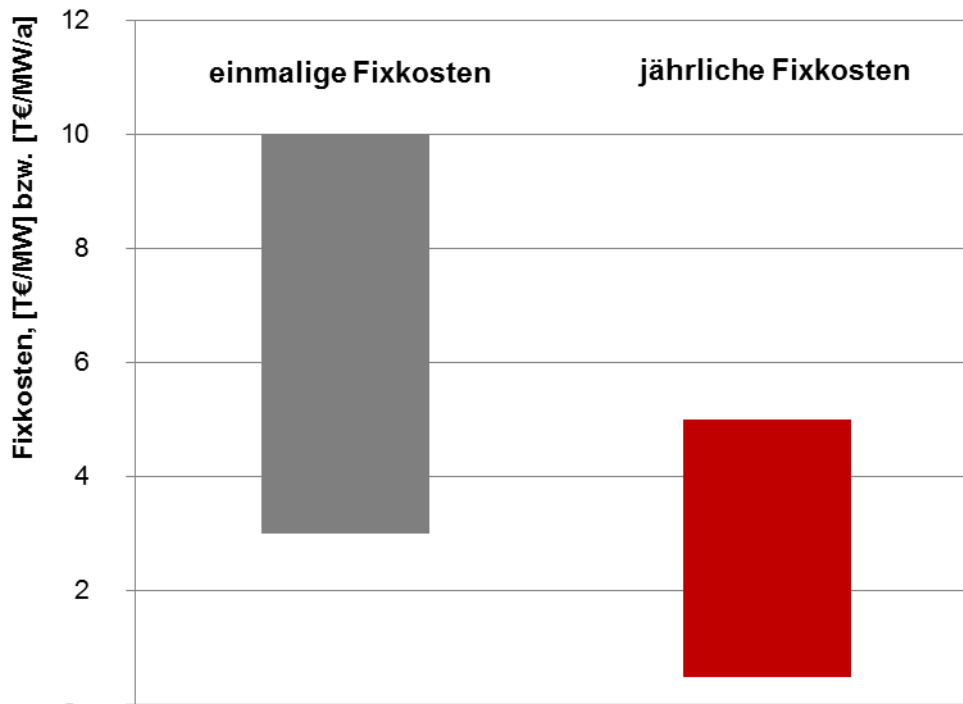


Quelle: BET/Frontier.

Beide Kostenarten wurden von den Unternehmen nur mit größter Vorsicht abgeschätzt. Dargestellt in **Abbildung 35** ist die Bandbreite der Aussagen der Befragten zu den fixen auftretenden Kosten. Dabei wurden sowohl die

einmaligen Fixkosten als auch die jährlich anfallenden Fixkosten beziffert. Die Befragten haben die angegebenen Kosten nicht näher unterteilt.

Abbildung 35. Spannweite der genannten einmaligen und jährlichen Fixkosten für die Erschließung und Nutzung der Lastmanagementpotenziale



Quelle: BET/Frontier.

Da die variablen Kosten sehr unterschiedlich sind und die Gebotslegung der Unternehmen ihr Geschäftsmodell ist, wollten sie die variablen Kosten fast ausnahmslos nicht preisgeben. Einige Befragte machten grobe, einordnende Angaben bzgl. der ungefähren Höhe der Gebote von etwa der Hälfte der Kunden ihres Portfolios bzw. drei-viertels ihres Portfolios. Es wurde deutlich darauf hingewiesen, dass zwischen den genannten Geboten und den eigentlichen real entstehenden Kosten zum Teil ein großer Unterschied liegen kann.

Schlussfolgerungen über die Kosten für Lastmanagement

Aus den drei Antworten lassen sich keine verlässlichen Aussagen generieren. Wenn überhaupt lässt sich die Größenordnung eingrenzen. Die Unternehmen berichteten, dass ihre Kunden mehrheitlich zu Preisen oberhalb 200 €/MWh vermarktet werden. Diese Antworten haben die Erwartung bestätigt, dass die Preisgestaltung derzeit tendenziell hochpreisig ist.

Die befragten Unternehmen sahen bzgl. der Zukunft zudem ein Potenzial, Lastmanagement auch am Spotmarkt vermarkten zu können, wenn die Preise

sich entsprechend entwickeln. Neben dem day-ahead Markt ist der Intraday Markt früher im Fokus.

Die Teilnehmer der Befragung haben von teilweise erheblichen Abstimmungsproblemen mit den Unternehmen berichtet. Zum Beispiel wurde ein aufwändiges Steuerungssystem beim Unternehmen eingeführt, das jedoch keine 1/4-Stunden-Abrechnung ermöglicht und somit die Nutzung deutlich einschränkt.

Tabelle 25. Ausgefülltes Sollraster für die Lasterhöhungen im Sektor GHD und nicht-energieintensive Industrie, basierend auf Klobasa/E&Y

Anwendung/Einzelp Prozess	Strombedarf	durchschn. Leistungsbedarf	Abrufleistung	Abrufdauer	max. Anzahl der Aktivierung	Mindestabstand zwischen zwei Lastmanagementereignissen	Verschiebedauer	Verfügbarkeit
Einheiten	[TWh/a]	[MW]	[MW]	[h]	[#]	[h]	[h]	[Aufzählung]
GHD								
Kühlung Lebensmittel	6,3	686	432	2	365		1	temperaturabhängig, saisonal
Kühlhäuser	1,1	200	200	2	365		1	temperaturabhängig, saisonal
Sonstige Kühlung	2,8	560	280	1	365		1	temperaturabhängig, saisonal
Klimatisierung Bürogebäude	1	2333	1750	1	30		1	k.A.
Klimatisierung Einzelhandel	2,1	3733	2800	1	30		1	k.A.
Klimatisierung Hotelgebäude und Gastronomie	0,2	1013	760	1	30		1	k.A.
Belüftung (Ventilation)	16,2	1800	900	1	365		1	k.A.
Warmwasserbereitung	16,3	1860	465	12	365		1	k.A.
Raumheizung und Nachtspeicher	3	2080	2080	16	90		1	saisonal, tageszeitabhängig
nicht-energieintensive Industrien								
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

Tabelle 26. Ausgefülltes Sollraster für die Lastreduktionen im Sektor GHD und nicht-energieintensiven Industrie, basierend auf Klobasa/E&Y

Anwendung/ Einzelprozess	Strombedarf	durchschn. Leistungsbedarf	Abrufleistung	Abrufdauer	max. Aktivierung des Abrufs mit Abrufdauer	Mindestabstand zwischen zwei Lastmanagement- ereignissen	Verschiebedauer	Verfügbarkeit
Einheiten	[TWh/a]	[MW]	[MW]	[h]	[#]	[h]	[h]	[Aufzählung]
GHD								
Kühlung Lebensmittel	6,3	686	432	2	365		1	temperatur- abhängig, saisonal
Kühlhäuser	1,1	200	200	2	365		1	temperatur- abhängig, saisonal
Sonstige Kühlung	2,8	560	280	1	365		1	temperatur- abhängig, saisonal
Klimatisierung Bürogebäude	1	2333	1750	1	30		1	k.A.
Klimatisierung Einzelhandel	2,1	3733	2800	1	30		1	k.A.
Klimatisierung Hotelgebäude und Gastronomie	0,2	1013	760	1	30		1	k.A.
Belüftung (Ventilation)	16,2	1800	900	1	365		1	k.A.
Warmwasserbereitung	16,3	1860	465	12	365		1	k.A.
Raumheizung und Nachtspeicher	3	2080	2080	16	90		1	saisonal, tageszeitabhängig
nicht-energieintensive Industrien								
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

Tabelle 27. Ausgefülltes Sollraster für die Lasterhöhungen für den Sektor GHD und nicht-energie-intensive Industrie, basierend auf DLR

Anwendung/ Einzelprozess	Strombedarf	durchschn. Leistungsbedarf	Abrufleistung	Abrufdauer	max. Aktivierung des Abrufs mit Abrufdauer	Mindestabstand zwischen zwei Lastmanagementereignissen	Verschiebedauer	Verfügbarkeit
Einheiten	[TWh/a]	[MW]	[MW]	[h]	[#]	[h]	[h]	[Aufzählung]
GHD								
Kühlung Handel	0	0	0	1	1095	6	2	saisonal, tageszeitabhängig
Kühlhäuser	0	0	79	2	1095	6	2	saisonal, tageszeitabhängig
Sonstige Kühlung	0	0	118	1	1095	6	2	saisonal, tageszeitabhängig
Klimatisierung	0	0	0	1	1095	6	2	tageszeitabhängig, temperaturabhängig
Belüftung (Ventilation)	0	0	0	1	1095	6	2	tageszeitabhängig, wochentagabhängig
Warmwasserbereitung	0	0	8759	12	1095	0	12	tageszeitabhängig, temperaturabhängig
Raumheizung und Nachtspeicher	0	0	2816	12	1095	0	12	tageszeitabhängig, temperaturabhängig
Frischwasserversorgung	0	0	451	2	1095	6	2	tageszeitabhängig
Abwasserbehandlung	0	0	135	2	1095	6	2	tageszeitabhängig
nicht-energieintensive Industrie								
prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 28. Ausgefülltes Sollraster für die Lastreduktionen im Sektor GHD und nicht-energieintensive Industrie, basierend auf DLR

Anwendung/ Einzelprozess	Strombedarf	durchschn. Leistungsbedarf	Abrufleistung	Abrufdauer	max. Aktivierung des Abrufs mit Abrufdauer	Mindestabstand zwischen zwei Lastmanagement- ereignissen	Verschiebedauer	Verfügbarkeit
Einheiten	[TWh/a]	[MW]	[MW]	[h]	[#]	[h]	[h]	[Aufzählung]
GHD								
Kühlung Handel	0	0	395	1	1095	6	2	saisonal, tageszeitabhängig
Kühlhäuser	0	0	64	2	1095	6	2	saisonal
Sonstige Kühlung	0	0	40	1	1095	6	2	saisonal
Klimatisierung	0	0	54	1	1095	6	2	tageszeitabhängig, temperaturabhängig
Belüftung (Ventilation)	0	0	488	1	1095	6	2	wochentagabhängig
Warmwasserbereitung	0	0	0	12	1095	0	12	tageszeitabhängig, temperaturabhängig
Raumheizung und Nachtspeicher	0	0	0	12	1095	0	12	tageszeitabhängig, temperaturabhängig
Frischwasserversorgung	0	0	451	2	1095	6	2	tageszeitabhängig
Abwasserbehandlung	0	0	100	2	1095	6	2	tageszeitabhängig
nicht-energieintensive Industrie								
prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude	0	0	147	1	1095	0	2	Tageszeitabhängig

Tabelle 29. Ausgefülltes Sollraster für die Lasterhöhungen im Sektor GHD und nicht-energieintensive Industrie, basierend auf VDE/Stötzer

Anwendung/ Einzelprozess	Strombedarf	durchschn. Leistungsbedarf	Abrufleistung	Abrufdauer	max. Aktivierung des Abrufs mit Abrufdauer	Mindestabstand zwischen zwei Lastmanagement- ereignissen	Verschiebe-dauer	Verfügbarkeit
Einheiten	[TWh/a]	[MW]	[MW]	[h]	[#]	[h]	[h]	[Aufzählung]
GHD								
Büros /Textilbetriebe			2000	1		1	1	Jahreszeit, Tageszeit
Handel			800	1		1	1	Tageszeit
Gastgewerbe			2500	1		1	1	Tageszeit
Landwirtschaft			650	1		1	1	Jahreszeit, Tageszeit
Gartenbau			100					
Bäder			650					
Wäscherei			250	1		2	1	Tageszeit
Baugewerbe			600	0		0	0	0
produzierendes Gewerbe (Kleinbetriebe)			400	0		0	0	0
nicht-energieintensive Industrie								
k.A.		k.A.	0					

Tabelle 30. Ausgefülltes Sollraster für die Lastreduktionen im Sektor GHD und nicht energieintensive Industrie, basierend auf VDE/Stötzer

Anwendung/ Einzelprozess	Strombedarf	durchschn. Leistungsbedarf	Abrufleistung	Abrufdauer	max. Aktivierung des Abrufs mit Abrufdauer	Mindestabstand zwischen zwei Lastmanagement- ereignissen	Verschiebedauer	Verfügbarkeit
Einheiten	[TWh/a]	[MW]	[MW]	[h]	[#]	[h]	[h]	[Aufzählung]
GHD								
Büros /Textilbetriebe			2000	1		1	1	Jahreszeit, Tageszeit
Handel			800	1		1	1	Tageszeit
Gastgewerbe			2500	1		1	1	Tageszeit
Landwirtschaft			650	1		1	1	Jahreszeit, Tageszeit
Gartenbau			100					
Bäder			650					
Wäscherei			250	1		2	1	Tageszeit
produzierendes Gewerbe (Kleingewerbe)			600	0		0	0	0
Baugewerbe			400	0		0	0	0
nicht-energieintensive Industrie								
0			0					

Anhang 2: Modellbeschreibung

Die konzeptionellen Analysen im Haupttext erlauben einen weiten Blick auf die möglichen Auswirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage. Prognostizierte Effekte sind teilweise gegenläufig. Um deren Gesamteffekt sowie den möglichen Ausmaß einer Wirkung zu bestimmen, führen wir quantitative Analysen zur Unterstützung der konzeptionellen Überlegungen durch. Diese besteht aus mehreren Partialanalysen²⁰⁷, welche zuerst eine einzelwirtschaftliche Betrachtung auf Anreize für Verbraucher und Eigenerzeuger und danach eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung auf Auswirkungen auf Markt und Umverteilungseffekte vornimmt.

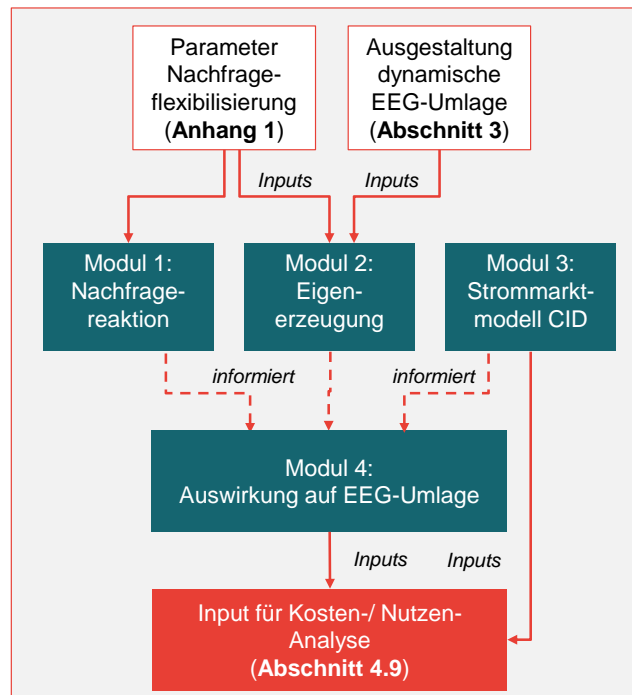
Grundsätze der Modellierung

Abbildung 36 stellt den grundsätzlichen Ansatz der quantitativen Analyse dar. In drei separaten Modulen werden Rechnungen vorgenommen bezüglich Auswirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage auf die folgenden Bereiche:

- die Nachfragereaktion seitens Verbraucher in den nicht-energieintensiven Industrien und um GHD-Sektor aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive (**Modul 1**);
- die Anreize für effizientere Einsatzentscheidung durch Eigenverbraucher in den nicht-energieintensiven Industrien und um GHD-Sektor aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive (**Modul 2**); und
- gesamtwirtschaftliche Perspektive auf das Geschehen auf den Großhandelsmarkt, inkl. Großhandelspreise, Vermarktungserlöse von Erneuerbaren und Verteilungseffekten zwischen Nachfrage und Erzeugung, Zubau- und Einsatzentscheidung von Erzeugungskapazitäten und alternativer Flexibilitätsoptionen (**Modul 3**).

Ergebnisse aus der Partialanalyse für die einzelnen Marktbereiche werden in **Modul 4** zusammengeführt, welches die möglichen Umverteilungseffekte einer Dynamisierung analysiert.

²⁰⁷ Wechselwirkungen werden im Rahmen der Partialanalyse nicht abgebildet.

Abbildung 36. Modulare Struktur der Modellierung

Quelle: Frontier/BET.

Modul 1: Nachfragereaktion

In **Abschnitt 4.3.3** wurden die technischen Potenziale für Lastflexibilisierung hergeleitet. Welche davon jeweils bei einer statischen und bei einer multiplikativen EEG-Umlage tatsächlich erschlossen werden, hängt von der Wirtschaftlichkeit einer Flexibilisierung ab.

Modul 1 untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit von Nachfrageflexibilisierung heute und in der Zukunft unter beiden Regimen darstellt. In den untersuchten Sektoren ist die Stromintensität sehr gering, was zu tendenziell hohen variablen Kosten für Lastverzicht führt. Der Fokus der Analyse liegt daher auf Lastverschiebung.

Im Ergebnis liefert die Analyse in Modul 1 Indikation über:

- Obergrenze dafür, die häufig Lastmanagementmaßnahmen sich in einem bereits flexibilisierten Betrieb lohnen würden;
- Obergrenze für jährliche Fixkosten und Einführungskosten für die Erschließung und Bereitstellung von Lastmanagement; sowie
- Veränderung der jährlichen Stromkosten (inkl. Verteilungswirkung) durch die Einführung einer multiplikativen EEG-Umlage.

Anhang 2: Modellbeschreibung

Detaillierte Ergebnisse finden sich im **Abschnitt 4.3.4** und **Anhang 3**. Im Folgenden erläutern wir den generellen Ansatz der Analyse sowie die untersuchten Anwendungsbeispielen.

Genereller Ansatz

Durch einen Vergleich von den erzielbaren Kosteneinsparungen durch Lastverschiebung und den anfallenden variablen Kosten für einen Lastverschiebevorgang wird der maximal erzielbare Nutzen aus Lastverschiebung hergeleitet („Deckungsbeitrag 1“). Dieser Nutzen muss die Kosten für die Erschließung und Bereithaltung von Lastverschiebung (fixe Kosten für Lastmanagement) übersteigen, damit diese Art von Lastmanagement aus einzelwirtschaftlicher Sicht wirtschaftlich ist.

Die Analyse basiert auf optimistische Annahmen hinsichtlich Tarifgestaltung und technische Restriktionen der Lastverschiebung dar. Die Ergebnisse der Analyse stellen daher **eine optimistische Obergrenze** für die **maximal erzielbaren Deckungsbeiträge** von Lastverschiebung von bereits flexibilisierten Anwendungen, das heißt Deckungsbeiträge vor Fixkosten, dar.

Die Analyse unterliegt den folgenden Annahmen:

- Vertriebe geben Schwankungen im Großhandelspreis und im Regime dynamischer EEG-Umlage Schwankungen der EEG-Umlage vollständig weiter an die Verbraucher;
- Lastmanagement kann sowohl durch Vorverlegung als auch durch Verschiebung des Stromverbrauchs zu einem späteren Zeitpunkt stattfinden;
- Betriebe können die Preisunterschiede im Strombezugspreis („Spreads“) innerhalb eines Tages und zwischen den Stunden innerhalb ihres Produktionszeitfensters optimal ausnutzen – d.h. Einschränkungen über die Verschiebedauer, Abrufdauer und Anzahl der Lastmanagementvorgänge am Tag oder im Jahr werden vernachlässigt;²⁰⁸
- Die sonstigen Preisbestandteile werden gemäß ihrer Höhe in 2014 berücksichtigt und ändern sich nicht über die Zeit²⁰⁹;

²⁰⁸ Viele Lastmanagement-Prozesse müssen innerhalb eines gewissen Zeitfensters, der meistens zwischen 1 und 16 Stunden liegt, eine Lastsenkung nachholen. Außerdem können häufig maximal 1-2 Lastmanagementvorgänge pro Tag durchgeführt werden (vgl. Klobasa (2007) und VDE (2012)).

²⁰⁹ Netzentgelte in Höhe von 6 €/MWh für Industrie- und 17,4 €/MWh für GHD-Kunden und sonstige Preisbestandteile in Höhe von 5,89 €/MWh.

- Etwaige Rückwirkungen auf den Großhandelspreis bzw. auf die anderen Preisbestandteile, die sich aus dem veränderten Verbraucherprofil ergeben können, wie beispielsweise Erhöhung des kapazitätsbasierten Netzentgeltes, werden ebenso vernachlässigt.

Untersucht werden die Anreize für Lastverschiebung in drei Fotojahren:

- 2014 auf Basis von historischen Preisen an der EPEX; und
- 2020 und 2025 auf Basis von modellierten Preisen²¹⁰.

Die Gestaltung der multiplikativen EEG-Umlage lehnt sich an den Vorschlag in Agora (2014) an:

- die dynamische EEG-Umlage wird multiplikativ mit einem linearen Faktor am Großhandelspreis im Day-Ahead-Markt gebunden;
- der Multiplikator beträgt 1,7 in 2014 gemäß Schätzungen durch IWES / BEE (2015);
- der Wert der dynamischen EEG-Umlage ist auf den zweifachen Wert der statischen EEG-Umlage, die auf Nicht-Adressaten angewendet wird, beschränkt; und
- falls die Großhandelspreise negativ werden, beträgt die dynamische EEG-Umlage null.

Mögliche Umverteilungswirkungen werden bei der Partialanalyse im Modul 1 vernachlässigt – Rückwirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage auf das EEG-Konto und die fixe EEG-Umlage werden vernachlässigt. Die fixe EEG-Umlage beträgt 62,4 €/MWh in 2014 und 65,4 €/MWh in 2020 und 2025. Der Multiplikator der EEG-Umlage wird in 2020 und 2025 auf jeweils 1,2 und 0,9 gesenkt, da die Basis für deren Bildung – die Großhandelspreise steigt, während das EEG-Konto Annahmen gemäß nicht durch die multiplikative EEG-Umlage beeinflusst wird.

Untersuchte Anwendungsfälle

Wir untersuchen für die Attraktivität von Lastmanagement für drei Anwendungsbeispiele in der nicht-energieintensiven Industrie und dem GHD-Sektor:

- Anwendungsfall 1: Nicht-energieintensive Industrie, 1-Schicht-System an 5 Wochentagen;

²¹⁰ Vgl. Frontier / Formaet (2014), Referenzszenario.

- Anwendungsfall 2: Nicht-energieintensive Industrie, 3-Schicht-System an 7 Wochentagen; und
- Anwendungsfall 3: GHD-Betrieb, 2-Schicht-System an 6 Wochentagen.

Tabelle 31 gibt eine Übersicht über die untersuchten Anwendungsfälle mit Betriebszeiten und die variablen Kosten für die Durchführung von einem einstündigen Lastverschiebungsvorgang im Referenzfall. In allen drei Anwendungsfällen werden einfachheitshalber 1 MW Leistungsaufnahme und Lastverschiebepotenzial in Höhe von 40% der maximalen Leistungsaufnahme angenommen.

Im nicht-energieintensiven Sektor sind die Durchführungskosten bei bereits erschlossenen technischen Potenzialen, d.h. nachdem in Steuerung, Bündelung und Organisationsänderung investiert wurde, vergleichsweise hoch, da Lastverschiebung sich generell auf mehrere Prozesse in der Wertschöpfungskette auswirkt und der Anteil am Strom an den Gesamtproduktionskosten relativ gering ist. Im GHD-Sektor hingegen sind die Aktivierungskosten aufgrund der Kleinteiligkeit und des damit verbundenen Aufwands für die Steuerung und Bündelung deutlich höher. Dafür ist die Nutzung der aktivierten Potenziale in der Regel mit geringen Abrufkosten verbunden, wie beispielsweise Effizienzverlusten in der Kühlung, Warmwasserbereitung oder Raumklimatisierung.

Tabelle 31. Übersicht Lastverschiebeprozesse im Referenzfall

Fall	Sektor	Wochentage Betrieb	Stunden Betrieb	Abrufkosten Lastversch.
Anwendungsfall 1	IND	Mo. – Fr.	8:00 – 24:00	150 €/MWh
Anwendungsfall 2	IND	Mo. – So.	0:00 – 24:00	150 €/MWh
Anwendungsfall 3	GHD	Mo. – Sa.	8:00 – 22:00	5 €/MWh

Quelle: Frontier/BET

Zusätzlich werden Sensitivitätsanalysen mit jeweils 50 €/MWh variablen Kosten durchgeführt.

Modul 2: Eigenerzeugung

Im Bereich der (dezentralen) Eigenerzeugung führen staatlich induzierte Preisbestandteilen bei Strombezug aus dem Netz, von welchen Eigenerzeugung

in der Regel befreit ist²¹¹, zu einer Diskrepanz zwischen optimalem Einsatz aus betriebswirtschaftlicher Sicht und aus volkswirtschaftlicher Sicht. Das heißt, auch wenn Großhandelspreise geringer sind als die variablen Kosten für den Betrieb der Anlage, kann es aus Eigenerzeugersicht günstiger sein, Strom selbst zu produzieren.

Generell kann eine multiplikative EEG-Umlage die Anbindung von Eigenerzeugungsanlagen am Großhandelspreis verbessern. Durch die Kopplung der Höhe der EEG-Umlage an den Großhandelspreis sinkt in Stunden mit geringen Strompreisen die Höhe der EEG-Umlage als Preisbestandteil, von dem Eigenerzeugung befreit ist. Dies verringert den Vorteil von Eigenerzeugung gegenüber dem Netzbezug und kann Einsatz der Anlage in dieser Stunde unwirtschaftlich machen.

Modul 2 untersucht inwieweit eine multiplikative EEG-Umlage Verzerrungen im Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen „heilen“ kann. Wir berechnen in welchem Ausmaß eine multiplikative EEG-Umlage die Anzahl der Stunden reduziert, in denen der optimale Einsatz aus betriebswirtschaftlicher Sicht aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient ist. Die Annahmen sind optimistisch und die hergeleiteten Effekte sind als indikativ für die mögliche Wirkung zu verstehen.

Allgemeiner Ansatz

Die Einsatzentscheidung einer Eigenerzeugungsanlage hängt aus betriebswirtschaftlicher Sicht davon ab, wie die Kosten für Strombezug über den Großhandelsmarkt inkl. Steuer und Umlagen im Verhältnis zu den Kosten für Betrieb der Anlage abzgl. etwaiger Gutschriften in der jeweiligen Stunde stehen. Ein ineffizienter Einsatz der Anlage aus volkswirtschaftlicher Sicht wird beobachtet, wenn die Grenzkosten für die Eigenerzeugung größer als die Großhandelspreise aber geringer als die Strombezugskosten (Großhandelspreise zuzüglich Steuer und Umlagen) sind. Solange Eigenerzeugung von positiven fixen Preisbestandteilen befreit ist, kann es generell Stunden geben, in denen der betriebswirtschaftliche und der volkswirtschaftliche optimale Einsatz der Anlage auseinandergehen. Eine multiplikative Anlage kann die Anzahl der Stunden mit ineffizientem Einsatz reduzieren aber nicht aufheben.

²¹¹ Stromsteuer für Anlagen mit installierter Leistung nicht größer als 2 MW (§ 9 Abs. 1 StromStG); EEG-Umlage für Bestandsanlagen nach § 61 Abs. 3 EEG und teilweise Befreiung für Neuanlagen (§ 61 Abs. 1 EEG); Netzentgelte, KWK-Ausgleich nach §9 KWKG, Umlage nach §19 (2) StromNEV, Umlage nach §18 AbLaV, Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG für Anlagen, die nicht am öffentlichen Netz angeschlossen sind.

Wir untersuchen, inwiefern eine multiplikative EEG-Umlage das Verhältnis von **variablen Kosten für Netzbezug** zu **Grenzkosten der Eigenerzeugung** zugunsten des Netzbezugs verschiebt unter den Annahmen, dass:

- Vertriebe geben Preisschwankungen im Großhandelsmarkt vollständig an die Verbraucher weiter;
- die multiplikative EEG-Umlage ist gemäß Vorschlag in Ecofys / RAG (2014) gestaltet;
- der Eigenerzeuger 8760 Stunden im Jahr Strom konsumiert – das heißt, er trifft 8760 Stunden die Entscheidung, ob er Strom aus dem Netz oder durch Einsatz der Eigenerzeugungsanlage bezieht;
- Eigenerzeugung nicht am öffentlichen Netz angeschlossen und somit von arbeitsbasierten Netzentgelten befreit ist²¹²; und
- eventuelle Rückwirkungen von veränderten Einsatzentscheidungen auf die sonstigen Preisbestandteilen, insbesondere Netzentgelte und EEG-Umlage, welche entgegen des Anreizes zu Netzbezug wirken können, werden vernachlässigt.²¹³

Aufgrund dieser Annahmen sind die Ergebnisse der Analyse nur indikativ zu verstehen.

Für die **Kosten für Strombezug** aus dem Netz gelten:

- Großhandelspreise für 2014 auf Basis von Großhandelspreisen auf der EPEX;
- Großhandelspreise für 2020 und 2025 auf Basis von modellierten Großhandelspreisen²¹⁴;
- Die fixe EEG-Umlage (in Höhe von 62,40 €/MWh in 2014 und 65,4 €/MWh in 2020 und 2025) und das EEG-Konto bleiben konstant über die Zeit, das heißt, es rückwirkende Effekte auf den Großhandelsmarkt werden vernachlässigt;

²¹² Eine Anpassung dieser Annahme würde die Effektivität einer Dynamisierung tendenziell verstärken.

²¹³ Ein reduzierter Einsatz der Eigenerzeugungsanlage bringt einen erhöhten Bezug aus dem Netz mit sich. Dieser kann Einfluss auf die Netzentgelte über den Gleichzeitigkeitsgrad (§16 StromNEV) und/oder über erhöhte Jahresspitzlast (§17 StromNEV) haben. Ein reduzierter Einsatz einer Eigenerzeugungsanlage kann dazu führen, dass die zu zahlende EEG-Umlage auf 100% steigt, wenn eine KWK-Neuanlage aufgrund des veränderten Einsatzes nicht mehr einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% nach § 53a Abs. 1 (2) 2 des Energiesteuergesetzes erreicht (§ 61 (1) der EEG 2014).

²¹⁴ Vgl. Frontier / Formaet (2014), Referenzszenario.

- Die multiplikative EEG-Umlage wird gemäß Agora-Vorschlag²¹⁵ mit einem Multiplikator von 1,7 in 2014 (und 1,2 in 2020 bzw. 0,9 in 2025), einer Preisobergrenze, die der zweifachen statischen EEG-Umlage entspricht, und einer Untergrenze gleich 0 gesetzt; sowie
- die sonstigen Preisbestandteile werden gemäß ihrer Höhe in 2014 berücksichtigt und ändern sich nicht über die Zeit²¹⁶.

Für die **Grenzkosten für Einsatz der Eigenerzeugungsanlagen** gelten die folgenden Annahmen:

- Die variablen Betriebskosten werden in Anlehnung an Prognos (2014) gesetzt; und
- die Brennstoffkosten werden in Anlehnung an Frontier / Formact (2014) gesetzt.

Abbildung 37 stellt die optimale Einsatzentscheidung aus volkswirtschaftlicher Perspektive sowie die betriebswirtschaftliche Einsatzentscheidung in unterschiedlichen Regimen dar. Die Grafik bildet Preisdauerlinien aus unterschiedlichen Perspektiven ab. Würden Eigenerzeugung und Netzbezug den gleichen Preisbestandteilen beinhalten (bzw. von den gleichen Preisbestandteilen befreit sein), würde der Verbraucher die Entscheidung zu Eigenerzeugung ausschließlich durch Vergleich der Großhandelspreis und der Kosten für den Input-Faktor zuzüglich etwaige direkten Förderungen treffen. Dies würde zu einer effizienten Entscheidung aus volkswirtschaftlicher Sicht führen (die Kreuzung der roten mit der dunkelblauen Linie). Da der Verbraucher beim Strombezug zusätzliche Preisbestandteile, inkl. der EEG-Umlage zahlen muss, hat er nur in wenigen Stunden im Jahr einen Anreiz nicht selbst Strom zu produzieren (Kreuzung der roten mit der hellblauen Linie). Durch eine Dynamisierung hätte im angeführten Beispiel in 2014 häufiger ein Fall auftreten können, in dem Netzbezug günstiger als Eigenerzeugung ist (Kreuzung der roten mit der grauen Linie).

Die Stunden mit aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizientem Einsatz der Eigenerzeugungsanlage können ebenso von der Grafik abgelesen werden – dies sind die Stunden, in denen die Grenzkosten der Eigenerzeugung zzgl. Stromsteuer (rote Linie) gleichzeitig

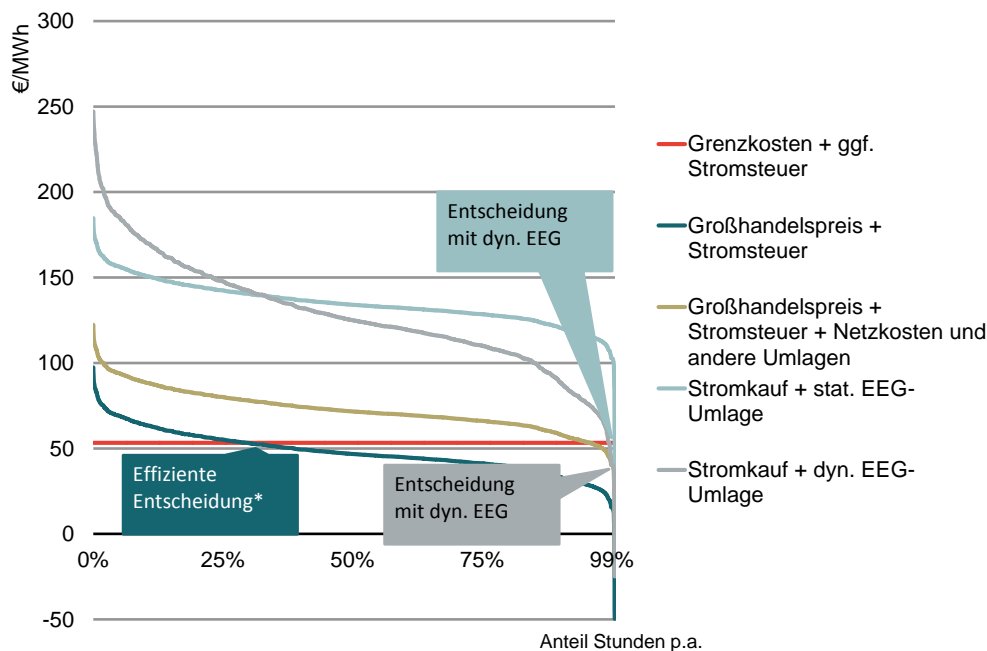
- **über den Großhandelspreis** zzgl. Stromsteuer (dunkelblaue Linie); und

²¹⁵ Vgl. Agora (2014) und aktualisierte Berechnungen für 2014 durch IWES / BEE (2015).

²¹⁶ Netzentgelte in Höhe von 6 €/MWh für Industrie- und 17,4 €/MWh für GHD-Kunden und sonstige Preisbestandteile in Höhe von 5,89 €/MWh.

- **unter den Kosten für Stromkauf** mit einer statischen EEG-Umlage (hellblaue Linie) bzw. Kosten für Stromkauf mit einer multiplikativen EEG-Umlage (graue Linie) liegt.

Abbildung 37 Einsatzentscheidung einer KWK-Anlage (Gasturbine, > 2 MW) in 2014 bei statischer und multiplikativer EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET

* Statische Effizienz aus Sicht der Großhandelspreise, keine Berücksichtigung von Netzkosten.

Untersuchte Eigenerzeugungsanlagen

Wir untersuchen die Wirkung einer Dynamisierung in vier typischen Eigenerzeugungsanlagen in der nicht-energieintensiven Industrie und im GHD-Sektor und die Entwicklung von deren Grenzkosten für eine Stunde Einsatz (GK) über die Zeit. Wie in **Abschnitt 4.4.1** diskutiert, sind Eigenerzeugungsanlagen im Industrie- und GHD-Sektor vorwiegend KWK-Anlagen. Die Förderung von KWK-Anlagen ist brennstoff- und größenspezifisch. Die Höhe der Stromsteuer kann vom Sektor abhängig sein. Die Befreiung von Stromsteuer hängt auch von der Anlagengröße ab. Die Höhe der Netzentgelte bei Strombezug hängt ebenso von der Leistung, welche bei Verzicht auf Eigenerzeugung durch das Netz bezogen wird. Daher stehen im Fokus der Analyse **vier KWK-Anlagen mit unterschiedlichen Größen und Brennstoffen**. **Abbildung 38** zeigt eine Übersicht der analysierten Anlagen.

Abbildung 38. Übersicht über die Entwicklung der Grenzkosten für Eigenerzeugung in Modul 2

Bereich	Anlagentyp	Größe	CO2-Int.	Effizienz _{el}	Effizienz _{th}	WG 2014	GK 2014	GK 2020	GK 2025
Industrie	Gasturbine mit Wärmeauskopplung	10 MW _{el}	20%	30%	55%	35	38	46	56
Industrie	Steinkohlenkraftwerk mit Wärmeauskopplung	20 MW _{el}	31%	15%	55%	35	-53	-37	-28
Industrie	GuD mit Wärmeauskopplung	450 MW _{el}	20%	55%	33%	35	33	38	45
GHD	Blockheizkraftwerk	0.5 MW _{el}	20%	35%	50%	40	38	45	53

Quelle: Frontier/BET

*CO2-Intensität = CO2-Tonnen, welche bei der Produktion von einer MWh thermischen Energie anfallen;

Effizienz_{el} = Die elektrische Effizienz bzw. der elektrische Wirkungsgrad gibt das Verhältnis der gewonnenen elektrischen Energie zur zugeführten Wärmeenergie des Brennstoffs an;

Effizienz_{th} = Die thermische Effizienz bzw. der thermische Wirkungsgrad gibt das Verhältnis der gewonnenen thermischen Energie zur zugeführten Wärmeenergie des Brennstoffs an;

WG = Wärmegutschrift, für 2020 und 2025 proportionale Anpassung gemäß Entwicklung der Brennstoffkosten;

GK = Grenzkosten für eine zusätzliche Stunde Eigenstromproduktion.

Modul 3: Strommarktmodell CID

In diesem Abschnitt wird das Strommarktmodell von Frontier beschrieben. Die Annahmen und Modellparameter sind identisch mit den beiden Studien für das BMWi aus dem Jahr 2014.²¹⁷

Modellkonzeption

- **Zielfunktion** – Als Zielfunktion ist die „Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa (Barwert heute²¹⁸)“ formuliert.

$$\min TC = \sum_{t=2013}^{2035} \delta_t \left(\sum_{m \in M} GenCost_{m,t} + \sum_{m \in M} fixedCost_{m,t} + \sum_{m \in M} SatExchangeCost_{m,t} + \sum_{m \in C} InvestCost_{m,t} + \sum_{m \in C} MothCost_{m,t} \right)$$

Indices	Beschreibung
t	Jahr

²¹⁷ Vgl. Frontier/Consentec (2014) und Frontier/Formaet (2014) für eine detaillierte Darstellung.

²¹⁸ D.h. es erfolgt eine Abzinsung zukünftiger Kosten auf den heutigen Zeitpunkt – d.h. analog zur Logik der Investitionsrechnung verliert zukünftiger Gewinn im Vergleich zu eine Sofortzahlung an Attraktivität bzw. sind zukünftige Kosten „günstiger“ als heutige Ausgaben. Hierbei wird zwischen eher niedrigen Volkswirtschaftlichen Zinsen und höheren Zinsen aus Investorensicht unterschieden.

$m \in M$	Modellregionen
$m \in C$	Kernregionen
Parameter	
δ_t	Jährlicher Diskontfaktor
Variablen	
TC	Systemkosten
$GenCost$	Variable Kosten der Stromerzeugung
$FixedCost$	Fixe Kosten der Stromerzeugung
$SatExchangeCost$	Kosten des Stromaustauschs mit Satellitenregionen
$InvestCost$	Barwert der annuitätischen Investitionskosten
$MothCost$	Kosten der vorübergehenden Stilllegung und Reaktivierung

Als wichtigste Nebenbedingungen der Optimierung enthalten sind u.a.

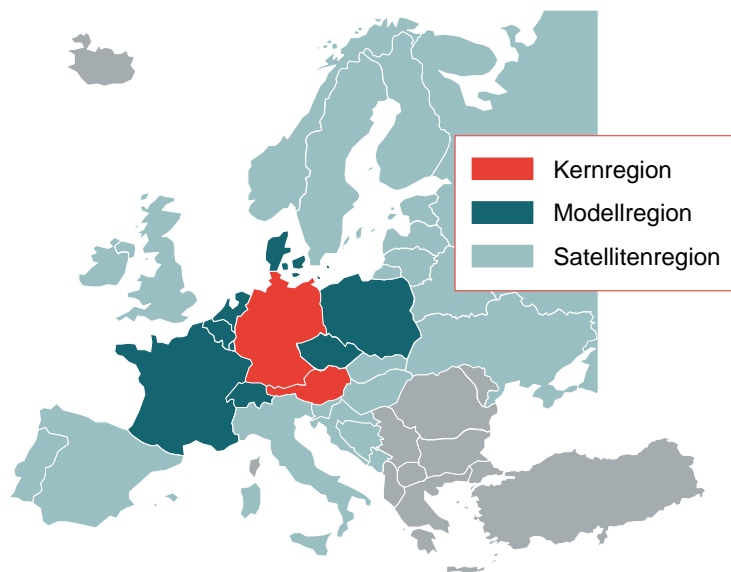
- die Deckung der stündlichen Energiebilanz in jeder Region (mit der Möglichkeit zu Versorgungseinschränkung, siehe **Abschnitt 2.3.2**);
 - die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen;
 - technische und ökonomische Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher, Erneuerbare Energien und DSM.
- **Zeitliche Auflösung** – Das Modell ist ein gekoppeltes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Somit ist der Optimierungszeitraum an der Lebensdauer von Kraftwerken orientiert (Modell optimiert unter Verwendung von Fotojahren²¹⁹ bis zum Jahr 2035), die zeitliche Auflösung beträgt 4032h/Fotojahr.²²⁰
- **Regionale Abdeckung** – Unser Modell umfasst Deutschland und alle Nachbarländer (sowie weitere Regionen in Europa). Kernmodellregion sind die Regionen in Deutschland und Österreich (rot) – umliegende Modellregionen werden für dieses Projekt mit einer etwas geringeren Auflösung der Kraftwerksparks abgebildet (dunkelblau). Für nicht explizit modellierte, angrenzende Regionen (sog. Satellitenregionen) werden Netzkapazitäten und stündliche Strompreise (basierend auf typischen Grenzkosten von Kraftwerkstechnologien in diesem Szenario) vorgegeben (hellblau) (**Abbildung 39**):

²¹⁹ Fotojahre: 2013, 2015, 2020, 2023, 2025, 2030, 2035.

²²⁰ Um die Rechenzeit zu optimieren werden 4032 Stunden (46% Abdeckung des Jahres) modelliert. Die Auswahl erfolgt wochenweise auf Basis historischer Residuallastdaten, um eine Repräsentativität zu gewährleisten (d. h. es werden sowohl „Normalwochen“ als auch „Extremwochen“, jeweils gleichverteilt über die vier Jahreszeiten, aus der Grundgesamtheit der 52 Wochen eines Jahres „gezogen“).

- **Kernregionen** (DE und AT): Hochgranularer Kraftwerkspark, optimierter Kraftwerkseinsatz und optimierte Investitions- und Stilllegungsentscheidungen;
- **Modellregionen:** Geringere Granularität des Kraftwerksparks, exogene Kapazitätsentwicklung und optimierter Kraftwerkseinsatz;
- **Satellitenregionen:** Exogene stündliche Strompreise und Netzkapazitäten zum Stromaustausch mit Modellregionen

Abbildung 39. Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell (CID)



Quelle: Frontier/BET

Das Modell ist als lineares Problem in GAMS formuliert. Inputs und Outputs werden über Excel eingelesen. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.

Kraftwerkseinsatz und Investitionsentscheidungen

- **Nebenbedingung der Lastdeckung und Stromerzeugung** – Zur kostenoptimalen Deckung der stündlichen Stromnachfrage stehen dem Modell in der *Kernregion* und in der *Modellregion* die exogen zu für das erste Modelljahr festgelegten Kapazitäten zur Verfügung. Diese setzt das Modell kostenoptimal ein:
 - **Konventionelle Kraftwerke** werden anhand der kurzfristigen Stromgestehungskosten eingesetzt, diese setzen sich im Modell zusammen aus
 - den Brennstoffkosten (€/MWh_{th});

Anhang 2: Modellbeschreibung

- den Kosten für CO₂-Emissionen (€/tCO₂);
 - der CO₂-Intensität des Energieträgers (tCO₂t/MWh_{th});
 - dem Wirkungsgrad der Erzeugungstechnologie (%); und
 - anderen variablen Kosten (€/MWh_{el}).
- **Erneuerbare Erzeugungskapazitäten** werden anhand historischer Einspeiseprofile eingesetzt. Diese haben wir für die jeweiligen Modellregionen anhand der tatsächlich beobachteten Einspeisung der Erzeugungstechnologien abgeleitet. Für den Fall, dass in einer Stunde in einer Modellregion ein Überangebot an Strom besteht, kann die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien reduziert werden.²²¹
 - **Nachfrageflexibilitäten** werden, vergleichbar mit den konventionellen Kraftwerken, anhand der kurzfristigen variablen Kosten eingesetzt. Diese bestehen im Wesentlichen aus den Kosten des Abrufs einer Lastreduktion/-erhöhung.
- **Entwicklung der Kapazitäten in der Kernregion** – In der Kernregion wird neben dem Kraftwerkseinsatz auch die Entwicklung der konventionellen Kapazitäten optimiert. Für Bestandskapazitäten und Neubauten fallen jährlich fixe Betriebskosten pro MW installierter Leistung an. Dem Modell stehen folgende Optionen zur Verfügung:
 - **Investitionen in Kapazitäten:** Investitionen in Erzeugungskapazitäten oder Nachfrageflexibilität erhöhen die Kraftwerkskapazität zu Beginn des Modelljahres bis zum Ende der technischen Laufzeit der Anlagen. Für die Investitionen fallen annuitätische Investitionskosten an.
 - **Endgültige Stilllegungen:** Um fixe Betriebskosten zu vermeiden, kann das Modell Kapazitäten endgültig, auch vor dem Ablauf der technischen Lebensdauer, stilllegen. Diese Kapazitäten stehen dem Markt fortan nicht mehr zur Stromerzeugung zur Verfügung.
 - **Vorübergehende Stilllegung („Einmottung“):** Neben der endgültigen Stilllegung kann sich das Modell auch zu einer vorübergehenden Stilllegung entscheiden. Für vorübergehend stillgelegte Kapazitäten fällt lediglich ein geringerer Anteil der jährlichen fixen Betriebskosten an. Nach einer kostenpflichtigen Reaktivierung steht die Kapazität wieder zur Stromerzeugung zur Verfügung.

²²¹ Bei einer Reduktion der EE-Einspeisung fallen Kosten für „Curtailment“ an, die bei 80 €/MWh in 2013 und sinken bis auf 0 €/MWh in 2030.

Modul 4: Auswirkung auf die EEG-Umlage

Dieser Abschnitt schildert die Zielsetzung und der Vorgang bei den Schätzungen über die Umverteilungswirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage sowie deren Auswirkungen auf das EEG-Konto.

Modul 4 untersucht die folgenden Fragestellungen:

- Welche Umverteilungseffekte entstehen innerhalb des Adressatenkreises, ohne dass die multiplikative EEG-Umlage zusätzliches Lastmanagement beanregt?
- Welche Umverteilungseffekte entstehen zwischen den Verbrauchergruppen dadurch, dass die multiplikative EEG-Umlage zusätzliches Lastmanagement aktiviert?
- Welche Risiken entstehen bei einer multiplikativen EEG-Umlage für die Liquidität der Übertragungsnetzbetreiber bei geringen Variationen des Multiplikatorwerts?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden die einzelwirtschaftlichen Effekte einer multiplikativen EEG-Umlage hochskaliert. In die Schätzungen fließen Ergebnisse aus der quantitativen Analyse in Modul 1 und Modul 3 ein hinsichtlich²²²:

- Höhe und Häufigkeit des Lastmanagements, welches bei einer multiplikativen EEG-Umlage zusätzlich abgerufen wird im Vergleich zu einer statischen EEG-Umlage;
- Preise und Preiseffekte im Großhandelsmarkt.

²²² Dabei werden teilweise Anpassungen vorgenommen, um in Rechnung zu tragen, dass die Ergebnisse aus Modul 1 und Modul 3 generell eine Obergrenze für die erwarteten Effekte darstellen.

Anhang 3: Modellergebnisse im Detail

Verbraucher

Im Folgenden stehen Details über

- die zu erwartenden Umverteilungseffekte innerhalb des Adressatenkreises gemäß Schätzungen in Modul 4,
- sowie die Rechnungen zu den untersuchten Anwendungsfällen in Modul 1 im Referenzfall (s. **Abschnitt 4.3.4**) und mit alternativen Annahmen zu den Abrufkosten von Nachfrageflexibilität.

Wie im **Abschnitt 4.3.5** diskutiert führt eine multiplikative EEG-Umlage zu Umverteilungseffekte innerhalb des Adressatenkreises. Dabei zu unterscheiden sind:

- Umverteilungseffekte, die unabhängig von der Effektivität einer multiplikativen EEG-Umlage stattfinden, sowie
- Umverteilungseffekte, die aufgrund von zusätzlicher Erschließung und zusätzlichem Abruf von Nachfrageflexibilität entstehen.

Umverteilungseffekte innerhalb des Adressatenkreises ohne Beanreizung von zusätzlicher Nachfrageflexibilität

- **Einzelwirtschaftliche Perspektive** – Wie die folgenden Detailrechnungen von Modul 1 zeigen, führt eine multiplikative Gestaltung der EEG-Umlage zu Umverteilungseffekten innerhalb des Adressatenkreises unabhängig von der Effektivität der Dynamisierung, das heißt unabhängig von etwaigen Verhaltensänderungen, die infolge der Dynamisierung entstehen können. Diese ergeben sich aus den unterschiedlichen Verbrauchsmustern der untersuchten Betriebe, welche die Auswirkung einer Dynamisierung auf die Strombezugskosten beeinflusst. **Abbildung 40** stellt die Auswirkung einer Dynamisierung auf die Strombezugskosten dar, unter der Annahme, dass die Betriebe in beiden Regimen keine Lastverschiebung vornehmen.
 - Anwendungsfall 2 profitiert tendenziell von einer multiplikativen EEG-Umlage, da dessen Betrieb Strom auch in den Niedrigpreisstunden bezieht, in welchen die multiplikative EEG-Umlage sehr gering ist.
 - Anwendungsfall 1 und Anwendungsfall 3 beziehen Strom in Peak-Stunden und zahlen im Schnitt eine überproportional hohe EEG-Umlage.

Abbildung 40. Umverteilungswirkungen einer multiplikativen EEG-Umlage innerhalb der Anwendungsfälle



Quelle: Frontier/BET

- **Gesamtwirtschaftliche Perspektive** – Die Berechnungen im Modul 4 erlaubt Rückschlüsse über die erwarteten Umverteilungseffekte in Abhängigkeit von der Stärke der aus einer Dynamisierung entstehenden Vorteile für begünstigte Unternehmen, unabhängig von der Effektivität einer multiplikativen EEG-Umlage. **Abschnitt 4.3.5** präsentiert eine Indikation über das Ausmaß dieser Effekte.

Umverteilungswirkungen innerhalb des Adressatenkreises infolge zusätzlicher Nachfrageflexibilität

Im Modul 4 quantifizieren wir die Umverteilungseffekte, die aufgrund von zusätzlicher Erschließung und zusätzlichem Abruf von Nachfrageflexibilität entstehen. Die Analyse berücksichtigt die quantitativen Ergebnisse aus Modul 1 hinsichtlich:

- zusätzlich erschlossener Nachfrageflexibilität;
- zusätzlichen Abrufs von bereits erschlossener Nachfrageflexibilität in der Form von Lastverschiebung; sowie
- durchschnittlicher Einsparungen durch Lastverschiebung aufgrund von Preisdifferenzen auf dem Großhandelsmarkt („Preisspread“).

Aufgrund der im **Abschnitt 4.3.4** relativ geringen geschätzten Effektivität einer multiplikativen EEG-Umlage, zusätzliches Lastmanagement zu beanreizen, belaufen sich die zusätzlichen Einsparungen durch flexible Verbraucher in 2020 im niedrigen und in 2025 im mittleren zweistelligen Millionen-Euro-Bereich. Somit sind zusätzliche Umverteilungswirkungen im Verhältnis zu den gesamten Strom- und EEG-Kosten der Verbraucher im Adressatenkreis vernachlässigbar.

Detaillierte Rechnungen im Referenzfall

Abbildung 15 im Haupttext basiert auf die folgenden Detailrechnungen im jeweiligen Referenzfall, wobei die folgenden Anmerkungen gelten

- **DSM** bezeichnet Demand Side Management;
- **VBh** bezeichnet die Vollbetriebsstunden;
- Der **durchschnittliche Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement** entspricht dem nicht gewichteten Durchschnitt vom Großhandelspreis inkl. der jeweiligen EEG-Umlage, in den Stunden, in denen das untersuchte Beispiel in Betrieb ist, ohne Berücksichtigung von Rückwirkungen durch Lastmanagement;
- Der **durchschnittliche Spread** entspricht dem nicht gewichteten Durchschnitt von den Differenzen zwischen den Endkundenpreisen in den zwei Stunden, in denen die Last reduziert und danach wieder aufgeholt wird.
- **DB1 Lastverschiebung** bezeichnet die Deckungsbeiträge von Lastverschiebung unter Berücksichtigung der Erlöse aus Lastverschiebung und die Kosten für die Durchführung, jedoch nicht die fixen jährlichen Betriebskosten sowie Kosten für die Erschließung.

Abbildung 41. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2014

Anwendungsfall 1	Nicht energieintensive Industrie, 1 Schicht-System an 5 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	3,120	3,120	h
VBh	3,936	3,936	h
Stromverbrauch	3,936	3,936	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	150	150	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	143	148	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	0	0	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	0	0	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	0	0	€/MW DSMa
var. Kosten	0	0	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	0	0	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	561,849	584,366	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	0	0	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	0.0%	0.0%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag).

Abbildung 42. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2014

Anwendungsfall 2	Nicht energieintensive Industrie, 3 Schicht-System an 7 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	8,760	8,760	h
VBh	8,760	8,760	h
Stromverbrauch	8,760	8,760	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	150	150	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	135	128	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	0	9	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	0	159	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	0	1,380	€/MW DSMa
var. Kosten	0	1,304	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	0	76	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,183,782	1,121,812	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	0	0	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	0.0%	0.0%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag).

Abbildung 43. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 5 €/MWh Abrufkosten, in 2014

Anwendungsfall 3	GHD-Betrieb, 2 Schicht-System an 6 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	4,368	4,368	h
VBh	4,810	4,810	h
Stromverbrauch	4,810	4,810	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	5	5	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	184	187	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	1,673	2,120	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	14	32	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	23,846	67,379	€/MW DSMa
var. Kosten	8,365	10,600	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	15,481	56,779	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	884,004	898,666	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	1	5	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	0.7%	2.5%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag).

Abbildung 44. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2020

Anwendungsfall 1	Nicht energieintensive Industrie, 1 Schicht-System an 5 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	3,120	3,120	h
VBh	3,936	3,936	h
Stromverbrauch	3,936	3,936	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	150	150	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	169	167	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	9	11	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	4,079	3,327	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	35,444	36,143	€/MW DSMa
var. Kosten	1,304	1,629	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	34,141	34,514	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	666,385	656,137	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	3	4	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	2.0%	2.1%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag).

Abbildung 45. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2020

Anwendungsfall 2	Nicht energieintensive Industrie, 3 Schicht-System an 7 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	8,760	8,760	h
VBh	8,760	8,760	h
Stromverbrauch	8,760	8,760	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	150	150	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	155	145	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	9	30	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	4,101	1,313	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	35,641	39,938	€/MW DSMa
var. Kosten	1,304	4,563	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	34,338	35,375	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,359,064	1,266,667	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	2	2	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	1.0%	1.1%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET
Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag).

Abbildung 46. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 5 €/MWh Abrufkosten, in 2020

Anwendungsfall 3	GHD-Betrieb, 2 Schicht-System an 6 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	4,368	4,368	h
VBh	4,810	4,810	h
Stromverbrauch	4,810	4,810	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	5	5	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	206	200	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	1,291	1,747	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	43	46	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	55,070	81,144	€/MW DSMa
var. Kosten	6,455	8,735	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	48,615	72,409	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	989,284	959,524	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	4	6	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	2.0%	3.0%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag).

Abbildung 47. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2025

Anwendungsfall 1	Nicht energieintensive Industrie, 1 Schicht-System an 5 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	3,120	3,120	h
VBh	3,936	3,936	h
Stromverbrauch	3,936	3,936	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	150	150	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	184	179	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	13	13	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	2,872	2,921	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	37,435	38,074	€/MW DSMA
var. Kosten	1,955	1,955	€/MW DSMA
DB 1 Lastverschiebung	35,480	36,119	€/MW DSMA
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	724,894	704,470	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	4	4	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	2.0%	2.1%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag).

Abbildung 48. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 150 €/MWh Abrufkosten, in 2025

Anwendungsfall 2	Nicht energieintensive Industrie, 3 Schicht-System an 7 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	8,760	8,760	h
VBh	8,760	8,760	h
Stromverbrauch	8,760	8,760	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	150	150	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	169	158	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	13	30	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	2,884	1,357	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	37,597	41,263	€/MW DSMa
var. Kosten	1,955	4,563	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	35,642	36,701	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,481,968	1,380,853	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	2	2	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	1.0%	1.1%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag).

Abbildung 49. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 5 €/MWh Abrufkosten, in 2025

Anwendungsfall 3	GHD-Betrieb, 2 Schicht-System an 6 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	4,368	4,368	h
VBh	4,810	4,810	h
Stromverbrauch	4,810	4,810	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	5	5	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	220	212	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	1,414	1,740	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	44	49	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	61,669	85,309	€/MW DSMa
var. Kosten	7,070	8,700	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	54,599	76,609	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,058,110	1,018,879	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	5	6	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	2.1%	3.0%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag).

Detaillierte Rechnungen im Fall mit 50 €/MWh Abrufkosten

Abbildung 50. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2014

Anwendungsfall 1	Nicht energieintensive Industrie, 1 Schicht-System an 5 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	3,120	3,120	h
VBh	3,936	3,936	h
Stromverbrauch	3,936	3,936	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	50	50	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	143	148	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	87	282	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	70	70	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	6,125	19,660	€/MW DSMa
var. Kosten	4,345	14,122	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	1,779	5,538	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	561,849	584,366	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	0	1	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	0.1%	0.4%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag).

Abbildung 51. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2014

Anwendungsfall 2	Nicht energieintensive Industrie, 3 Schicht-System an 7 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	8,760	8,760	h
VBh	8,760	8,760	h
Stromverbrauch	8,760	8,760	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	50	50	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	135	128	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	30	1,293	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	64	74	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	1,951	95,522	€/MW DSMa
var. Kosten	1,521	64,635	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	430	30,887	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,183,782	1,121,812	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	0	1	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	0.0%	1.1%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag).

Abbildung 52. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2014

Anwendungsfall 3	GHD-Betrieb, 2 Schicht-System an 6 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	4,368	4,368	h
VBh	4,810	4,810	h
Stromverbrauch	4,810	4,810	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	50	50	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	184	187	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	11	361	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	78	69	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	855	25,032	€/MW DSMa
var. Kosten	550	18,050	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	305	6,982	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	884,004	898,666	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	0	1	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	0.0%	0.3%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag).

Abbildung 53. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 1 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2025

Anwendungsfall 1	Nicht energieintensive Industrie, 1 Schicht-System an 5 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	3,120	3,120	h
VBh	3,936	3,936	h
Stromverbrauch	3,936	3,936	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	50	50	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	184	179	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	35	148	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	1,128	323	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	39,214	47,757	€/MW DSMa
var. Kosten	1,738	7,387	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	37,476	40,370	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	724,894	704,470	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	4	4	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	2.1%	2.3%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Fr. von 8-20 Uhr liegen (12 Stunden pro Tag).

Abbildung 54. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 2 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2025

Anwendungsfall 2	Nicht energieintensive Industrie, 3 Schicht-System an 7 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	8,760	8,760	h
VBh	8,760	8,760	h
Stromverbrauch	8,760	8,760	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	50	50	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	169	158	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	113	773	Anzahl/a
Durschnittlicher Spread	404	121	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	45,612	93,334	€/MW DSMa
var. Kosten	5,649	38,673	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	39,963	54,662	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,481,968	1,380,853	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	2	2	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	1.1%	1.6%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-So. von 0-24 Uhr liegen (24 Stunden pro Tag).

Abbildung 55. Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage auf Lastverschiebeanreize in Anwendungsfall 3 mit 50 €/MWh Abrufkosten, in 2025

Anwendungsfall 3	GHD-Betrieb, 2 Schicht-System an 6 Wochentagen, Lastverschiebung		
	Stat. EEG-Umlage	Dyn. EEG-Umlage	
I. Annahmen	Wert	Wert	Einheit
Leistungsaufnahme (Max)	1	1	MW
Betriebsstunden (>20 % der max Leistungsaufnahme)	4,368	4,368	h
VBh	4,810	4,810	h
Stromverbrauch	4,810	4,810	MWh/a
Lastverschiebepotenzial	40%	40%	Anteil Leistungsaufnahme
Abrufdauer Lastverschiebung	1	1	h
Variable Kosten	50	50	€/MWh DSM
Durchschn. Strompreis inkl. aller Umlagen ohne Lastmanagement	220	212	€/MWh
II. Bestimmung Erlöse Lastmanagement	Wert	Wert	Einheit
Häufigkeit Lastverschiebung	39	224	Anzahl/a
Durchschnittlicher Spread	1,013	237	€/MWh DSM
Erlöse aus Lastmanagement	39,505	53,070	€/MW DSMa
var. Kosten	1,950	11,200	€/MW DSMa
DB 1 Lastverschiebung	37,555	41,870	€/MW DSMa
III. Stromkosten	Wert	Wert	Einheit
Stromkosten	1,058,110	1,018,879	€/a
Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch	3	3	€/MWh
Anteil DB1 an Stromkosten	1.4%	1.6%	Anteil Stromkosten

Anmerkung zur Modellierung: berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag)

Quelle: Frontier/BET

Berücksichtigt werden alle Preisspreads (für Verschiebung), die in den Stunden von Mo.-Sa. von 8-22 Uhr liegen (14 Stunden pro Tag).

Weitere Sensitivitäten in der Rechnung der Deckungsbeiträge

Bei den Berechnungen der Deckungsbeiträge fließen folgende Variablen als Inputgrößen ein:

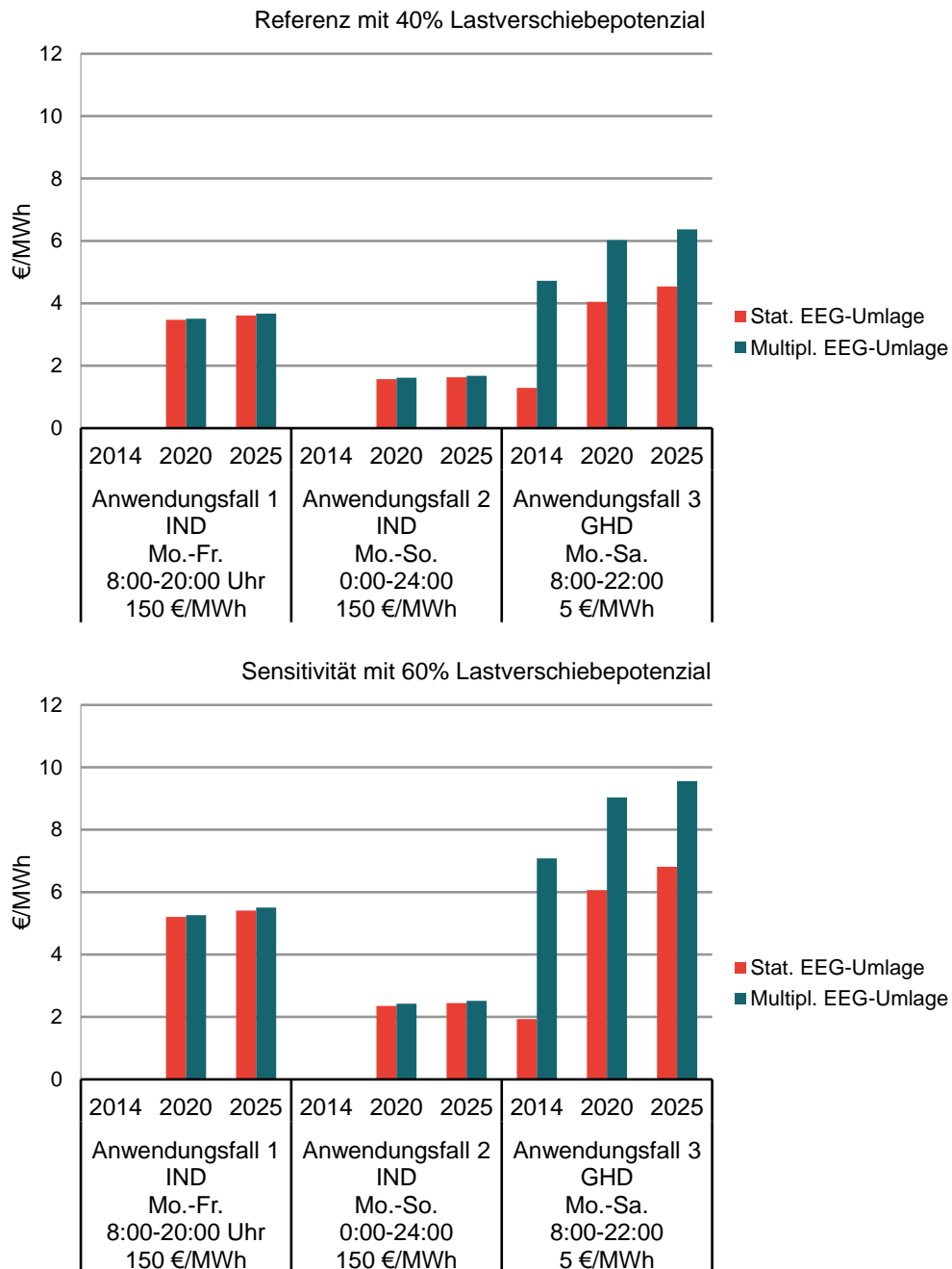
- maximale Leistungsaufnahme;
- Betriebsstunden p.a., in denen mehr als 20% der Leistungsaufnahme stattfinden (d.h. nicht nur Grundbedarf bedeckt wird);
- Lastverschiebepotenzial als Anteil der Leistungsaufnahme;
- Abrufdauer der Lastverschiebung; und
- variable Kosten der Lastverschiebung.

Die maximale Leistungsaufnahme ist eine Normierungsgröße und hat keinen Einfluss auf die Berechnungen. Daher sind generell weitere Sensitivitäten zusätzlich zu der Sensitivität mit 50 €/MWh Abrufkosten denkbar:

- **Unterschiedliche Abrufkosten** – Die Abrufkosten sind im nicht-energieintensiven Industrie- und im GHD-Sektor heterogen. Niedrigere Abrufkosten führen prinzipiell dazu, dass die Deckungsbeiträge sowohl bei einer multiplikativen als auch bei einer statischen EEG-Umlage steigen. Sie fördern auch die Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage. Das Gegenteil gilt für höhere Abrufkosten.
- **Unterschiedliche Betriebszeiten** – Die Betriebszeiten bestimmen, auf welche Stunden die multiplikative EEG-Umlage ihre Wirkung entfalten kann. Die von uns untersuchten drei Anwendungsfälle bilden Sensitivitäten für realistische Betriebe ab.
 - Änderungen der Betriebsuhrzeit ohne Änderungen der Betriebsdauer, z.B. durch Vorverlegung des Betriebs in den frühen Stunden, hat keinen bemerkenswerten Effekt auf die Wirkung einer multiplikativen EEG-Umlage, weil die Preisspreizen unbeeinflusst bleiben.
 - Einschränkungen des Betriebs auf bestimmte Monate oder Jahreszeiten, wie z.B. bei Wärmepumpen, die nur in der kälteren Jahreshälfte Einsatz finden, senkt die Deckungsbeiträge im Vergleich zu einem volljährigen Einsatz.
- **Abrufdauer der Lastverschiebung** – Die durch Agora/Ecofys vorgeschlagene multiplikative EEG-Umlage ist am Day-Ahead-Großhandelspreis gekoppelt. Aus diesem Grund hätte eine Abrufdauer unter einer Stunde keine Auswirkung auf die Deckungsbeiträge. Eine längere Abrufdauer kann die Deckungsbeiträge reduzieren, weil Lastmanagement weniger flexibel Preisspreizungen ausnutzen kann.

- **Höhe des Lastverschiebepotenzials** – Das Lastverschiebepotenzial als Anteil an der Leistungsaufnahme hat keinen Einfluss auf die Deckungsbeiträge (pro MW DSM), jedoch auf die Einsparungen in Euro pro MWh Stromverbrauch. **Abbildung 56** zeigt, dass höhere Lastverschiebepotenziale höhere Einsparungen pro MWh Verschiebung bei einer statischen und einer multiplikativen EEG-Umlage mit sich bringen. Bei beschränkt rationalen Akteuren würde dies die Wahrscheinlichkeit senken, dass kosteneffiziente Lastmanagement-Potenziale bei einer statischen EEG-Umlage nicht erschöpft bleiben. Bei Betrieben mit geringen Abrufkosten, Anwendungsbeispiel 3, wird außerdem die Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage verstärkt.
- **Ober- und Untergrenze der multiplikativen EEG-Umlage** – Ein spezifisches Merkmal der von Agora/Ecofys vorgeschlagenen multiplikativen EEG-Umlage ist die Höhe der Ober- und Untergrenze. Diese betragen jeweils das Zweifache der statischen EEG-Umlage bzw. null. Insbesondere die Obergrenze hat den Zweck, nicht flexible Verbraucher im Adressatenkreis vor unverhältnismäßig großen Schwankungen zu schützen. Gleichzeitig kann sie die Wirkung der multiplikativen EEG-Umlage dämpfen. Eine Erhöhung der Obergrenze führt jedoch zu wenig zusätzlichen Anreizen durch eine multiplikative EEG-Umlage, wie **Abbildung 57** am Beispiel einer sechsfachen Obergrenze zeigt.
 - In 2014 hat eine Erhöhung der Obergrenze keine zusätzliche Wirkung. Grund dafür sind die relativ geringen Großhandelspreise, die in den untersuchten Stunden einen maximalen Wert von 82 €/MWh erreichten, so dass die zweifache Obergrenze nicht erreicht wird.
 - In 2020 und 2025 steigt die Volatilität der Preise infolge höherer Brennstoffkosten und steigendem Investitionsbedarf bei Grenzkraftwerken. Die Wirkung einer höheren Obergrenze bleibt jedoch moderat, da sie nur wenige zusätzliche Stunden erschließt. Gleichzeitig können individuell inflexible Verbraucher stark durch die hohe EEG-Umlage betroffen werden.

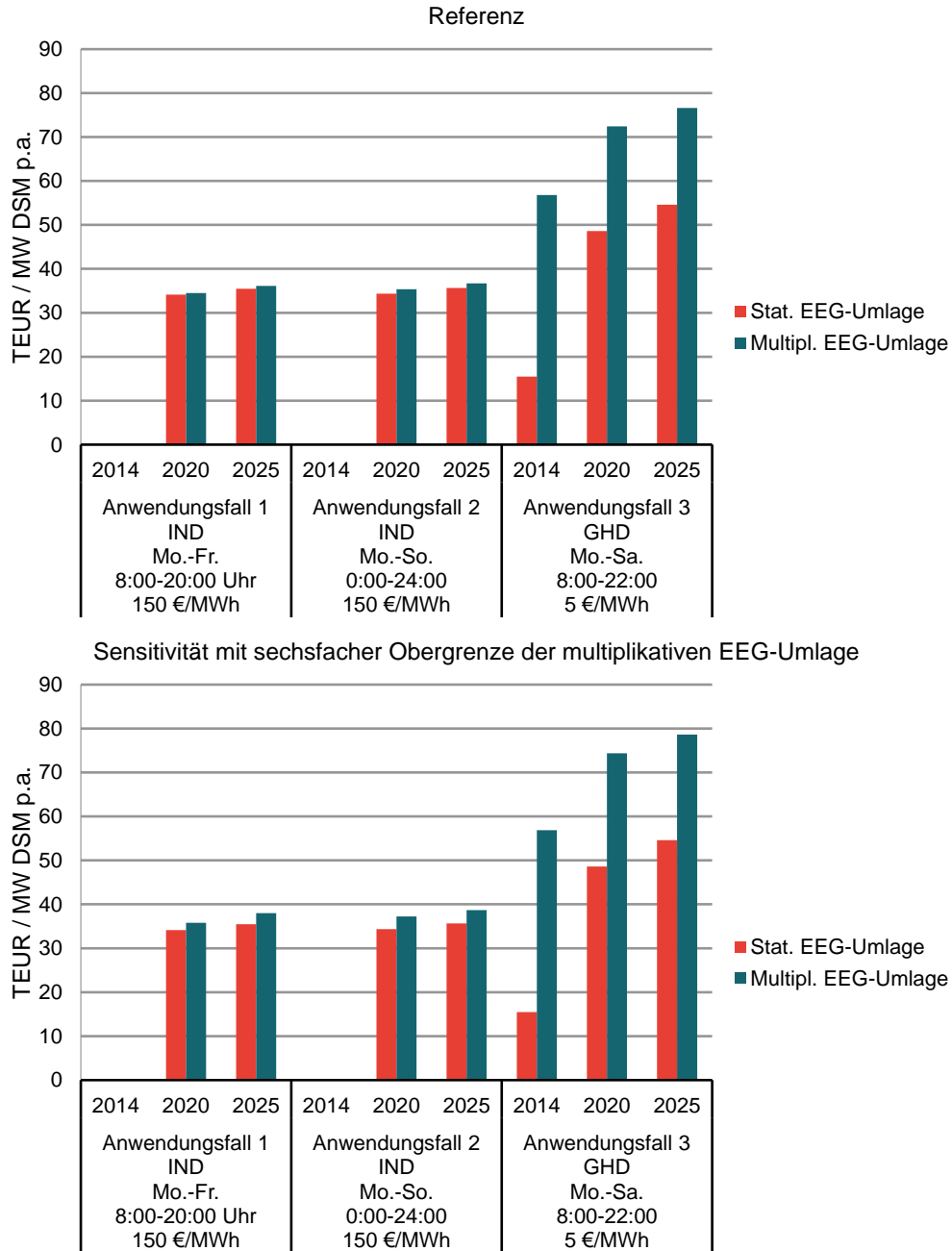
Abbildung 56. Einsparungen durch Lastverschiebung pro MWh-Stromverbrauch bei einer multiplikativen EEG-Umlage für unterschiedlich hohe Lastverschiebepotenziale



Quelle: Frontier/BET

Lastverschiebepotenzial als Anteil der maximalen Leistungsaufnahme;
 Gestaltung der multiplikativen EEG-Umlage gem. Vorschlag in Ecofys / RAP; Annahme, dass Vertriebe alle Schwankungen in den Großhandelspreisen und ggf. der multiplikativen EEG-Umlage an die Verbraucher weitergeben

Abbildung 57. Jährliche Deckungsbeiträge bei einer statischen und einer multiplikativen EEG-Umlage mit Obergrenze 6-facher statischen EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET

DSM = Lastmanagement;

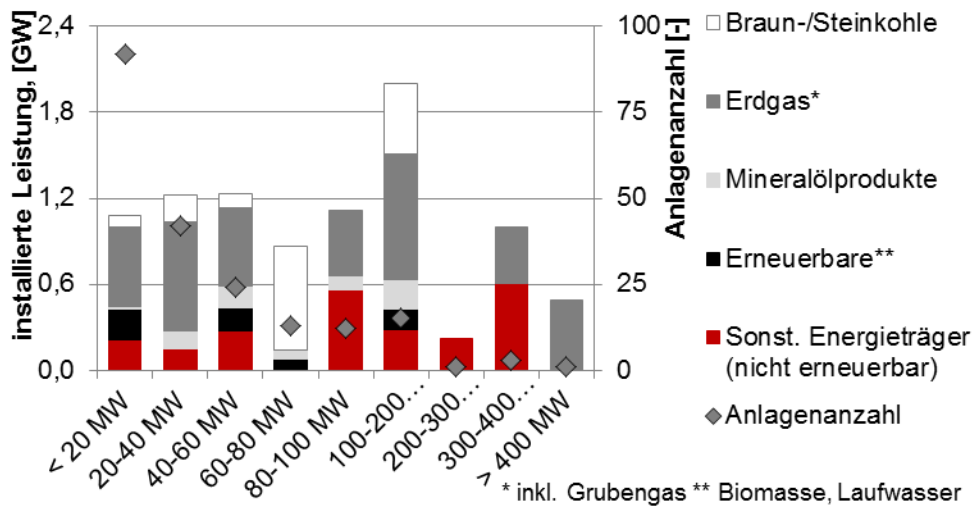
Der jährliche Deckungsbeitrag entspricht der Differenz aus vermiedenen Stromkosten durch das Lastmanagement und Kosten für das Lastmanagement.

Gestaltung der multiplikativen EEG-Umlage gem. Vorschlag in Ecofys / RAP; Annahme, dass Vertriebe alle Schwankungen in den Großhandelspreisen und ggf. der multiplikativen EEG-Umlage an die Verbraucher weitergeben.

Eigenerzeugung

Weitere Details zur Struktur der Eigenerzeugungsanlagen in Deutschland

Abbildung 58. Elektrische Leistung der Eigenerzeugungsanlagen nach Anlagengröße und Brennstoff

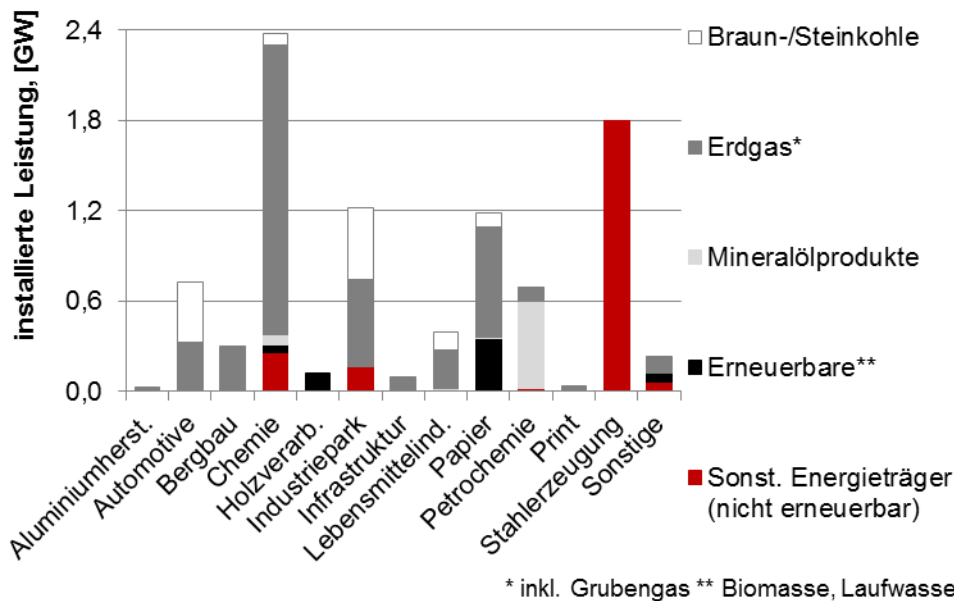


Quelle: Frontier/BET basierend auf BNetzA (2015)

Bei Erdgas handelt es sich um einen flexiblen Brennstoff, der in weiten Teilen Deutschlands verfügbar ist. Daher ist Erdgas als Energieträger über alle Branchen und alle Anlagengrößen hinweg verbreitet. Nach Erdgas wird „sonstige Energieträger“ am häufigsten als Brennstoff der industriellen Eigenerzeuger genutzt. Aus **Abbildung 59** geht hervor, dass dieser Brennstoff hauptsächlich in der Stahlherstellung zur Befuerung der Eigenerzeugungsanlagen verwendet wird. Der Energieträger Kohle wird insbesondere in den Eigenerzeugungsanlagen der Automotive Branche und in Industrieparks eingesetzt.

In den Branchen Papier und Holzverarbeitung, Petrochemie und Stahlherstellung findet sich jeweils eine Konzentration der Brennstoffe Biomasse, Mineralölprodukte und sonstige Energieträger.

Abbildung 59. Zusammensetzung der industriellen Eigenerzeugung nach Branchen und Brennstoffen



Quelle: BET/Frontier basierend auf BNetzA (2015)

Weitere Details zu Wirkung einer Dynamisierung auf Eigenerzeugungsanlagen

Neuanlagen müssen nach §61 EEG 2014 i.d.R. anteilig eine EEG-Umlage entrichten. Der Anteil beträgt für eigenerzeugten Strom, welche in 2017 produziert wird, 40%. Die Anteilige EEG-Umlage hat mehr teils gegenläufige Effekt in Bezug auf die durch Dynamisierung herbeigeführte Effizienz für den Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen:

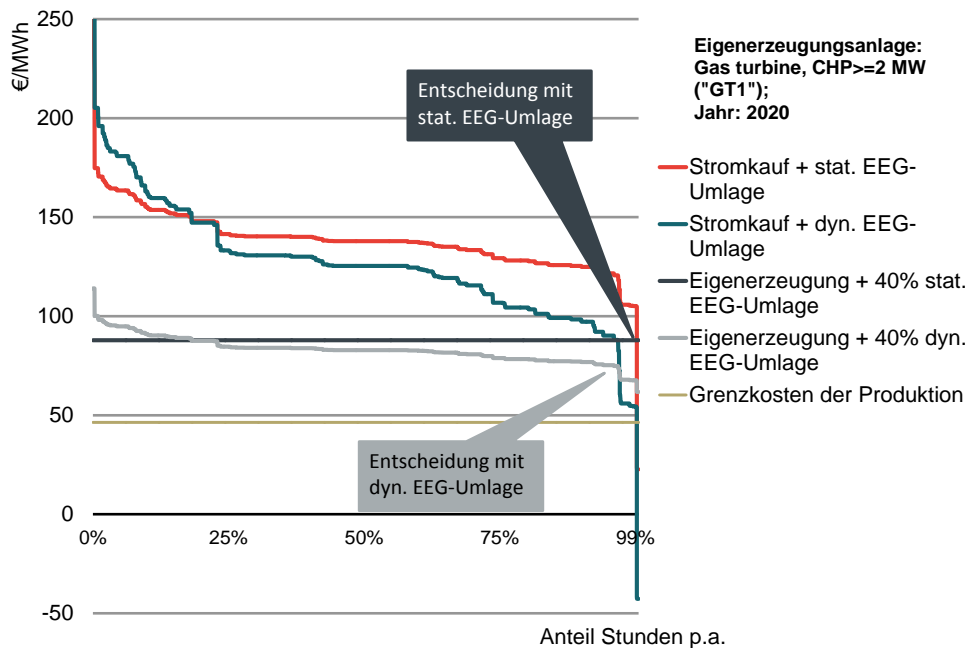
- Sowohl in einer Regime mit einer statischen als auch in einer Regime mit einer dynamischen EEG-Umlage sinkt infolge der anteiligen Verpflichtung die Anzahl der Stunden, in denen Eigenerzeugung aus einzelwirtschaftlicher Sicht (Vergleich zwischen Kosten des Stromverbrauchs aus Eigenerzeugung²²³ und Kosten des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz) optimal aber aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (Vergleich zwischen Kosten der Eigenproduktion und Großhandelspreisen) nicht optimal ist im Vergleich zu einer vollständigen Befreiung.
- Wie **Abbildung 60** zeigt, kann eine anteilige EEG-Umlage die durch eine Dynamisierung induzierte Effizienzsteigerung in Stunden mit sehr geringem Großhandelspreis fördern.

²²³ Unter Berücksichtigung von Gutschriften in der Form von KWK-Förderung.

- Eine Dynamisierung würde zwar die Einsatzentscheidung einer beispielhaften Bestandsanlage kaum beeinflussen, da die Grenzkosten der Eigenproduktion weit unter den Strombezugskosten mit einer statischen und einer dynamischen EEG-Umlage liegt.
- Bei einer Neuanlage würde jedoch eine Dynamisierung dazu führen, dass in Stunden mit geringen Preisen, die Strombezugskosten (berechnet als Großhandelspreis zzgl. 100% multiplikativer EEG-Umlage und sonstiger Steuern und Umlagen) häufiger unter den Grenzkosten der Eigenzeugung zzgl. 40% multiplikativer EEG-Umlage liegen.

Der Gesamteffekt einer anteiligen EEG-Umlage auf die durch eine Dynamisierung herbeigeführten Effizienzgewinne hängt somit von den Spezifika der Eigenzeugungsanlage ab.

Abbildung 60. Einsatzentscheidung für Eigenzeuger reduzierter EEG-Umlage von 40% bei statischer und multiplikativer EEG-Umlage



Quelle: Frontier/BET

Weiteres zur Einordnung

Aktuelle rechtliche Regelungen zur Umlageerhebung

Im Falle einer Dynamisierung der EEG-Umlage resultieren wesentliche Änderungen auf der Einnahmeseite, so dass diesbzgl. kurz der aktuelle Status quo der Regelungen im EEG und der daraus resultierende anzupassende Regelungsbedarf beschrieben werden soll. Es wird dabei auf die Paragraphen fokussiert, welche im Zuge einer Dynamisierung angepasst werden müssten.²²⁴

Teil 4 „Ausgleichsmechanismus des EEG 2014 regelt in §60 Abs. 1 das Recht der Übertragungsnetzbetreiber ggü. den Elektrizitätsunternehmen den Saldo aus Ausgaben und Einnahmen im Rahmen der Erhebung einer EEG-Umlage anteilig zum Letztverbrauch gelieferten Strom zu verlangen. Der Anteil ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.

Eine Dynamisierung der EEG-Umlage würde die Neufassung des §60 erforderlich machen und würde zu differenzierten Kosten für verschiedene Letztverbraucher führen. Daneben ist im Vorschlag zu regeln wie und auf welcher Basis zukünftig Abschläge zu entrichten sind.

§ 61 regelt die EEG-Umlage für Letztverbraucher mit Eigenverbrauch. Hierbei ist ein progressiver Satz von 30% - 40% der EEG-Umlage bis 2017 für Eigenverbrauchten Strom zu entrichten. Absatz (2), (3) und (4) regeln Tatbestände für die Absatz (1) nicht anzuwenden ist (insb. Bestandsanlagen in Absatz 3).

Für die Dynamisierung der EEG-Umlage muss spezifiziert werden, wie der progressive Satz im Fall der Dynamisierung ausgestaltet werden soll bzw. regeln, welche alternative Systematik für den Eigenverbrauch anzuwenden ist. Daneben muss geregelt werden, welche Ausnahmetatbestände zuzulassen sind.

§73 und § 74 regelt die Veröffentlichungspflicht seitens des Übertragungsnetzbetreibers und der Elektrizitätsunternehmen. Nach §73 Abs. 2 müssen Übertragungsnetzbetreiber den Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis zum 31. Juli eines Jahres die Endabrechnung für die EEG-Umlage des jeweiligen Vorjahres vorlegen.

Gleiches gilt für §74, welches die Elektrizitätsunternehmen ggü. den Übertragungsnetzbetreibern verpflichtet, die gelieferten Energiemengen

²²⁴ Im Teil 4, Abschnitt 2 EEG 2014 „Besondere Ausgleichsregelungen“ werden darüber hinaus die Regelungen für die EEG-Umlage für die Stromkostenintensive Industrie dargestellt.

mitzuteilen. Hierbei ist bei Implementierung einer Dynamisierung eine zeitlich zu differenzierte Meldung für den Bilanzkreissaldo oder ggf. kundenscharfe Abgrenzung notwendig.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com