

Der Einfluss von Stromtarifmodellen auf Lastmanagementpotenziale

Johannes Kochems, Christoph Schimeczek

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestraße 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862-8521, johannes.kochems@dlr.de, <https://dlr.de/ve>

Kurzfassung: Die gezielte Steuerung der Stromnachfrage im Zuge eines Lastmanagements kann einen Beitrag zum Ausgleich der Fluktuationen erneuerbarer Einspeisung im Stromsystem liefern. Stromtarifmodelle können wiederum einen Einfluss auf die Nutzung der Lastmanagementpotenziale haben, der bislang noch unzureichend im Systemkontext analysiert ist. Daher wird mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS in einer Fallstudie für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2019 ebendieser Einfluss untersucht. Lastverzicht und -verschiebung werden im Zusammenspiel mit verschiedenen Strompreismodellen für Endkunden betrachtet. Die Strompreismodelle unterscheiden sich im Grad ihrer zeitlichen Variabilität (Dynamisierung). Im Ergebnis zeigt sich, dass von der Möglichkeit des Lastverzichts wegen unzureichender Preise im Simulationszeitraum unter den angesetzten Zahlungsbereitschaften kein Gebrauch gemacht wird. Ferner bestätigt sich die Erwartung, dass mit steigendem Dynamisierungsanteil stärkere Anreize bestehen, Lasten zeitlich zu verschieben, um Strompreiszahlungen zu reduzieren. Der Einfluss leistungsbasierter Preiskomponenten auf das Lastmanagement („Spitzenlastmanagement“) soll in Folgeanalysen vertieft werden.

Keywords: Lastmanagement, Stromtarife, agentenbasierte Modellierung, dynamische Programmierung

1 Einleitung

Die Energiewende im Stromsektor geht einher mit einem zunehmenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der Fluktuationen erneuerbarer Erzeuger [1]. Eine dieser Flexibilitätsoptionen ist die Flexibilisierung der Stromnachfrage, auch als Lastmanagement bezeichnet [2, 3]. Ob und in welchem Umfang Lasten flexibilisiert werden, ist jedoch maßgeblich davon abhängig, wie Anreize aus dem regulatorischen Rahmen wirken. Hierbei spielen insbesondere die Höhe und zeitliche Struktur von Endkundenstrompreisbestandteilen eine Rolle.

Eine Reihe von einzelwirtschaftlichen Analysen widmet sich bereits dem Themenkomplex Endkundentarife. Ein Vorschlag zur spotmarktbasierter Dynamisierung der EEG-Umlage wird in [4] vorgestellt und diskutiert. Es wird geschlussfolgert, dass durch Dynamisierung dieser Preiskomponente Lastmanagementanreize gestärkt und Stromsystemkosten gesenkt werden könnten. Auch das Gutachten [5] stellt gesteigerte Lastflexibilisierungsanreize und eine Stärkung der Ausrichtung von Eigenerzeugungsanlagen an Spotpreise in Niedrigpreisphasen dar. Um Überanreize und Verzerrungseffekte zu reduzieren, werden alternative Dynamisierungsvarianten vorgeschlagen. In [6] werden weitere Bezugsgrößen und verschiedene Ansätze zur Dynamisierung von Endkundenpreisen diskutiert. Es wird eine Variante entwickelt, bei der

durch verringerte Volatilität niedrigere endkundenseitige Preisrisiken entstehen. Während die Autoren von [7] grundlegende Tarifoptionen aufarbeiten und für die Bundesrepublik Deutschland endkundenseitige Einsparpotenziale vermuten, raten sie dennoch angesichts der den Nutzeneffekten entgegenstehenden Hemmnisse der konkreten Ausgestaltung von einer flächendeckenden Einführung ab. Sie regen aus systemischer Perspektive an, in das Tarifdesign zeitvariable Netznutzungsentgelte einzubeziehen und kritisieren das Fehlen empirischer Analysen für die Bundesrepublik Deutschland. Ebensolche werden im Rahmen breit angelegter Feldstudien im Rahmen der E-Energy-Projekte durchgeführt [8]. Die Heterogenität darin betrachteter Tarifdesigns und Untersuchungsregionen erschwert jedoch die Verallgemeinerbarkeit der Erkenntnisse.

Die Fallstudien [9] und [10] identifizieren deutliche endkundenseitige Kosteneinsparpotenziale aus zeitvariablen Tarifen. Weitere Fallstudien mit Fokus auf Haushaltskunden im internationalen Kontext werden in [11] und [12] ausgewertet. Es zeigen sich Kosteneinsparpotenziale im ein- bis zweistelligen Prozentbereich, wobei in [12] die Aussagekraft angesichts der Heterogenität der betrachteten Stromsysteme und des Experimentdesigns anzweifelt. Die Analyse [13] identifiziert für dynamische Preise insbesondere ein Potenzial zur Reduktion von Spitzenlasten. In einer Fallstudie in [14] wird ebenso geschlussfolgert, dass flexible arbeits- und leistungsbezogene Preise zu einer Reduktion von Spitzenlasten und einer Reduktion der Gleichzeitigkeit der Netzentnahme führen können. Ein kritischeres Fazit zu flexiblen Preisen wird in [15] gezogen. Es wird geschlussfolgert, dass die Ersparnisse die Kosten des Rollouts einer Smart Meter-Infrastruktur in der Fläche wohl nicht übersteigen. Auch [16] beinhaltet ein eher skeptisches Resümee zu dynamischen Tarifen. Es wird festgestellt, dass Wohlfahrtsgewinne bei höheren CO₂-Preisen und Erneuerbaren-Energien-Anteilen unterhalb derjenigen bei niedrigerer CO₂-Bepreisung liegen können.

In den vorgestellten Analysen zu Endkundertarifen kommen überwiegend Befragungen, theoretische Fallstudien und empirische Feldtests sowie konzeptionelle einzelökonomische und systemische Betrachtungen zum Einsatz. Daneben existiert ein separater Forschungsstrang zu den Potenzialen von Lastmanagement im Gesamtsystem. So wird etwa in den Dissertationen [3], [17] und [18] mit einem Energiesystemmodell ein summarisches Potenzial von jeweils mehreren Gigawatt Leistung für Deutschland festgestellt, das einer großen Zeitabhängigkeit unterliegt. Weitere Analysen liegen etwa auch in [19] vor, wo Lastmanagement als funktionaler Energiespeicher analysiert wird und insbesondere für die Industrie und Querschnittsanwendungen eine detaillierte Betrachtung erfolgt. Eine Metaanalyse zu industriellen Potenzialen ist im Projekt SynErgie erstellt worden [20]. Detaillierte branchenspezifische Analysen von Flexibilitätspotenzialen und Prozessrestriktionen, unter anderem für die Aluminium-, Stahl- und Zementindustrie sowie den Maschinen- und Anlagenbau sind im Projektabschlussbericht [2] der ersten Förderphase gebündelt. In einer vorausgegangenen Analyse des Autors [21] werden technische Lastmanagementpotenziale aus insgesamt 30 Analysen ausgewertet. Es wird festgestellt, dass in allen Sektoren erhebliche Potenziale liegen, die Höhe der Potenziale jedoch mit erheblichen Datenunsicherheiten belegt ist und Datenlücken insbesondere im GHD-Sektor sowie bei Zeitgrößen bestehen. Ferner wird eine wechselseitige Abhängigkeit des Literaturpektrums identifiziert.

Mit Ausnahme von [9], wo ein Bottom-Up-Strommarktmodell mit einem Modell für die preiselastizitätsbasierte Kundenreaktion gekoppelt wird, sowie [16] und [22], bei denen gekoppelte

Gleichgewichtszustände auf dem Endkunden- und Großhandelsmarkt simuliert werden, fokussieren die Analysen entweder auf eine isolierte Bewertung der Systemperspektive oder der einzelökonomischen Endkundenperspektive. Einzig in [23] werden einzelökonomische Preisrückwirkungen in einem einzelwirtschaftlich ausgerichteten agentenbasierten Simulationsmodell betrachtet. Dabei wird allerdings auf Elektromobilität mit spezifischen Restriktionen fokussiert und kein generischer Ansatz verwendet. Während somit zwar bereits einzelwirtschaftliche Analysen zu der genannten Anreizwirkung von Endkundertarifen sowie theoretische Systemstudien zu den Potenzialen des Lastmanagements in Stromgroßhandelsmärkten existieren, bleibt die Frage unbeantwortet, welche einzelökonomischen Potenziale in einem größeren und von einzelwirtschaftlicher Rationalität bestimmten Stromsystemkontext für einen marktbasier-ten Lastmanagementein-satz existieren. Im Speziellen bleibt in diesem Kontext zu analysieren, welche Anreizwirkung durch flexible Stromtarife entsteht. Diese Forschungslücke soll durch eine Fallstudie mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS geschlossen werden, in der verschiedene Endkundenstromtarifdesigns auf deren Rückwirkung auf Lastmanagementpotenziale hin analysiert werden.

Der vorliegende Beitrag ist folgendermaßen strukturiert: Im anschließenden Kapitel 2 wird die Methode der Modellierung und Parametrierung von Lastmanagement und Endkundenstromtarifen dargelegt. Kapitel 3 beinhaltet eine Fallstudie mit dem Modell AMIRIS für das deutsche Stromsystem im Jahr 2019. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 diskutiert. In Kapitel 5 wird ein Fazit gezogen.

2 Methode

Das Vorgehen in diesem Beitrag baut auf vorherigen Analysen aus [21], [24] und [25] auf. Während in [21] und [24] technische Lastmanagementpotenziale für die Bundesrepublik Deutschland in einer Metaanalyse zusammengetragen werden, wird in [25] der im agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS verwendete dynamische Programmierungsansatz für Lastmanagement vorgestellt. Der vorliegende Beitrag führt nun die Analysestränge zusammen und erweitert diese um die Untersuchung von Stromtarifen in einer Fallstudie. Im Folgenden sind zunächst die Modellierungsansätze für Lastmanagement sowie Stromtarife im Überblick dargelegt, bevor auf verwendete Daten und die vorgenommene Parametrierung eingegangen wird.

2.1 Modellierung von Lastmanagement

2.1.1 Repräsentation von Lastverzicht und Lastverschiebung

Lastverzicht wird in AMIRIS durch Segmentierung der Nachfragekurve dargestellt. Jedes Nachfragesegment ist mit einer Basisnachfrage sowie einem Wert für die maximale Zahlungsbereitschaft im Sinne des Value of Lost Load (VOLL) versehen. [25, pp. 3-4]

Lastverschiebungen werden mithilfe eines dynamischen Programmierungsansatzes repräsentiert, wobei sich die einnehmbaren Zustände der Lastverschiebung zu jedem Zeitpunkt als Tupel aus Verschiebungsdauer und Energieniveau zusammensetzen. Die maximale Verschiebedauer und verschiebbare Gesamtenergiemenge begrenzen die Anzahl der Zustände. Beim Übergang zwischen zwei Zuständen muss zudem die maximale Änderung der Leistung berücksichtigt werden. Der dynamische Programmierungsalgorithmus wertet alle von einem

Startzustand erreichbaren Folgezustände aus. Dauert eine Verschiebung an, so wird mit jedem weiteren Zeitschritt die aktuelle Verschiebedauer um eins erhöht. Wird die Verschiebung ausgeglichen, so wird die Verschiebedauer auf null zurückgesetzt. Erfolgt eine Umkehrung der Lastverschiebung, beginnt diese mit einer Verschiebedauer von eins. [25, pp. 4-6]

In Abbildung 1 wird exemplarisch visualisiert, welche Zustandsübergänge von dem beispielhaften Startzustand mit einer bisherigen Verschiebedauer von eins und einem Energieniveau von eins zulässig sind. Das Energieniveau eins liegt über dem Nullenergieniveau, somit ist initial eine Lasterhöhung erfolgt, die innerhalb der zulässigen Höchstverschiebedauer, die im Beispiel größer oder gleich drei Zeitschritte gewählt wird, auszugleichen ist.

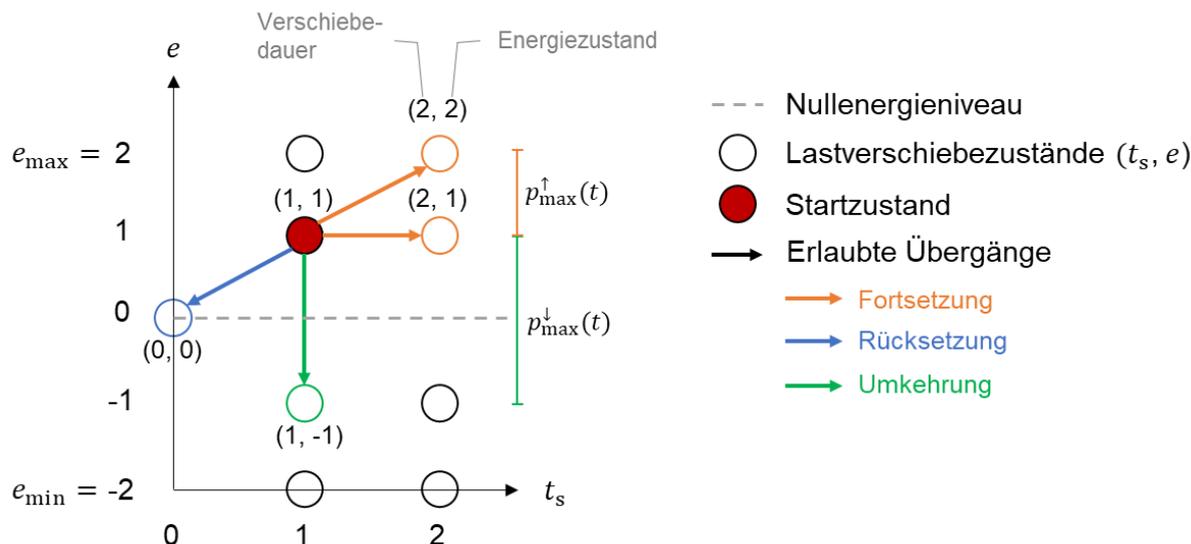


Abbildung 1: Zustandsnetz und erlaubte Übergänge für den Ausgangszustand $(1, 1)$ [25, p. 7]

2.1.2 Modellierung der Vermarktungsstrategie und von Stromtarifen

Für die Vermarktungsstrategie von Lastmanagement existieren in AMIRIS verschiedene Alternativen. In diesem Beitrag wird eine gewinnmaximierende Vermarktungsstrategie verwendet, bei der Anreize aus dem Stromtarifdesign für Endkunden in das Optimierungskalkül einbezogen werden. Somit entspricht das Kalkül des simulierten Vermarktungsagenten realwirtschaftlich dem eines im Auftrag des Kunden handelnden Flexibilitätsaggregators. Der zuständige Vermarktungsagent prüft für jeden Zustandsübergang, mit welchem Folgezustand der größtmögliche Gewinn erzielt werden kann. Als Erlöse bzw. Opportunitätskosten fließen dabei geringere Strombörsenpreise am Day-Ahead-Markt sowie eine Verminderung der sonstigen Strompreisbestandteile ein. Letztere besteht nur, wenn diese Tarifkomponenten dynamisch, d. h. Day-Ahead-Markt-indexiert, sind. Kosten bzw. Opportunitätsgewinne entsprechen zusätzlichen Kosten für den zeitweilig erhöhten Strombezug (bei geringeren Strompreisen) sowie den variablen Kosten der Lastverschiebung. Letztere können prozessabhängig etwa durch Speicherverluste, Wirkungsgradeinbußen, Entsorgungs- und Wiederanfahrkosten entstehen [26, p. 181]. Abhängig vom gewählten Stromtarifdesign werden additive Strompreiskomponenten, d. h. Steuern, Netzentgelte, Umlagen und Abgaben, als fixe Terme, also als statische Preiskomponenten, wie sie im Status quo vorliegen, aufgeschlagen oder als dynamische Komponenten am modellendogen ermittelten Day-Ahead-Preis indexiert. Bei der Wahl der Folgezustände berücksichtigt der Vermarktungsagent die Preisrückwirkung auf den Day-Ahead-Preis sowie auf daran bemessene dynamische Preiskomponenten, durch den Einsatz des

Lastmanagementportfolios. So wirkt die zusätzliche Nachfrage bei einer Lasterhöhung preis-erhöhend, während eine Nachfragesenkung den Preis reduziert. [27, pp. 19-20]. Zur Abschätzung der Preisrückwirkung berücksichtigt der Agent eine Preisprognose. Im gewählten Beitrag wird eine perfekte Preisprognose und damit eine ideale Vermarktungsstrategie gewählt. Durch die modulare Struktur des Modells AMIRIS könnte auch eine fehlerbehaftete und somit realistischere Prognose gewählt werden, was Gegenstand zukünftiger Analysen werden soll.

Während für arbeitsabhängige Preiskomponenten eine Day-Ahead-Markt-basierte Dynamisierung geprüft wird, wie sie etwa in [4] oder [28, pp. 45-59] diskutiert wird, folgen leistungs-basierte Netznutzungsentgelte im aktuellen Tarifdesign einer grundlegend anderen Systematik. Für leistungsgemessene Kunden wird hierbei der individuelle maximale Leistungsbezug mit einem ex ante festgelegten Leistungspreis multipliziert, der abhängig ist von den Benutzungsstunden des Verbrauchers und der damit zusammenhängenden geschätzten Gleichzeitigkeit der Lastinanspruchnahme [29, pp. 12-16, 30, § 17 Abs. 4]. Je höher die Leistungspreise in Relation zu den arbeitsabhängigen Zahlungen ausfallen, desto stärker entsteht für Nachfrager somit ein Anreiz, die eigene maximale Bezugsleistung zu reduzieren oder zumindest nicht zu erhöhen [31, pp. 98-99]. Die drohenden Zahlungen aus neuen Leistungsspitzen können optional in das Optimierungskalkül des Vermarkters aufgenommen werden. Da dieser Ansatz zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Beitrags jedoch noch im Teststadium ist, wird auf eine quantitative Auswertung verzichtet. Stattdessen werden bezüglich leistungsabhängiger Strompreiskomponenten qualitative Hypothesen formuliert, die in Folgeanalysen zu prüfen sind.

Die für das Lastmanagementportfolio angelegten Stromtarife werden von einem Strategieagenten kontrolliert. Grundsätzlich kann jede Preiskomponente wie Strompreis (Day-Ahead-Preis), Arbeitspreis bei den Netzentgelten, EEG-Umlage sowie andere Preiskomponenten (KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, AbLaV-Umlage, Stromsteuer und Konzessionsabgabe) entweder als statisch oder dynamisch festgelegt werden. In der dynamischen Ausgestaltung variieren die Preiskomponenten stündlich, relativ zum modellendogen ermittelten Day-Ahead-Preis. Der zugehörige Multiplikator wird vor dem eigentlichen Modelllauf als Parameter festgelegt. Zudem können absolute Ober- und Untergrenzen je Tarifkomponente betrachtet werden. Diese begrenzen endkundenseitig das Preisrisiko. Es wird eine fixe Vertriebsmarge aufgeschlagen und der Gesamtpreis wird mit einem Mehrwertsteuerzuschlag versehen.

2.2 Parametrierung

2.2.1 Technische Lastmanagementpotenziale

Die verwendeten technischen Lastmanagementpotenziale sind der Metaanalyse aus [21] entnommen. In [21] werden Parameterwerte zur Charakterisierung des Lastmanagementpotenzials aus insgesamt 30 Publikationen extrahiert. Diese leistungs-, zeit- oder kostenbezogenen Kenngrößen werden, wie in Abbildung 2 exemplarisch dargestellt, zu parameterspezifischen Datensätzen zusammengeführt. Daran anknüpfend wird in [24] für den Gesamtdatensatz ein Clustering der Lastmanagementkategorien anhand der Cluster-Parameter Verschiebe- und positive Schaltdauer sowie den Kostenkenngrößen variable und fixe Kosten und spezifische Investitionsausgaben vorgenommen.

Im Zuge des vorliegenden Beitrags wird eine striktere Segmentierung der Lastmanagementkategorien nach deren Eignung für Lastverschiebung bzw. Lastverzicht vorgenommen. Zudem werden zur Generierung von Modellinputdatensätzen neben der Medianschätzung das 5 %- und das 95 %-Perzentil und damit eine größere Wertespreizung herangezogen, die in Folgeanalysen eine möglichst vollständige Abdeckung des Möglichkeitsraums erlauben soll. Durch diese Anpassungen ergeben sich sieben, leicht abweichende Cluster.

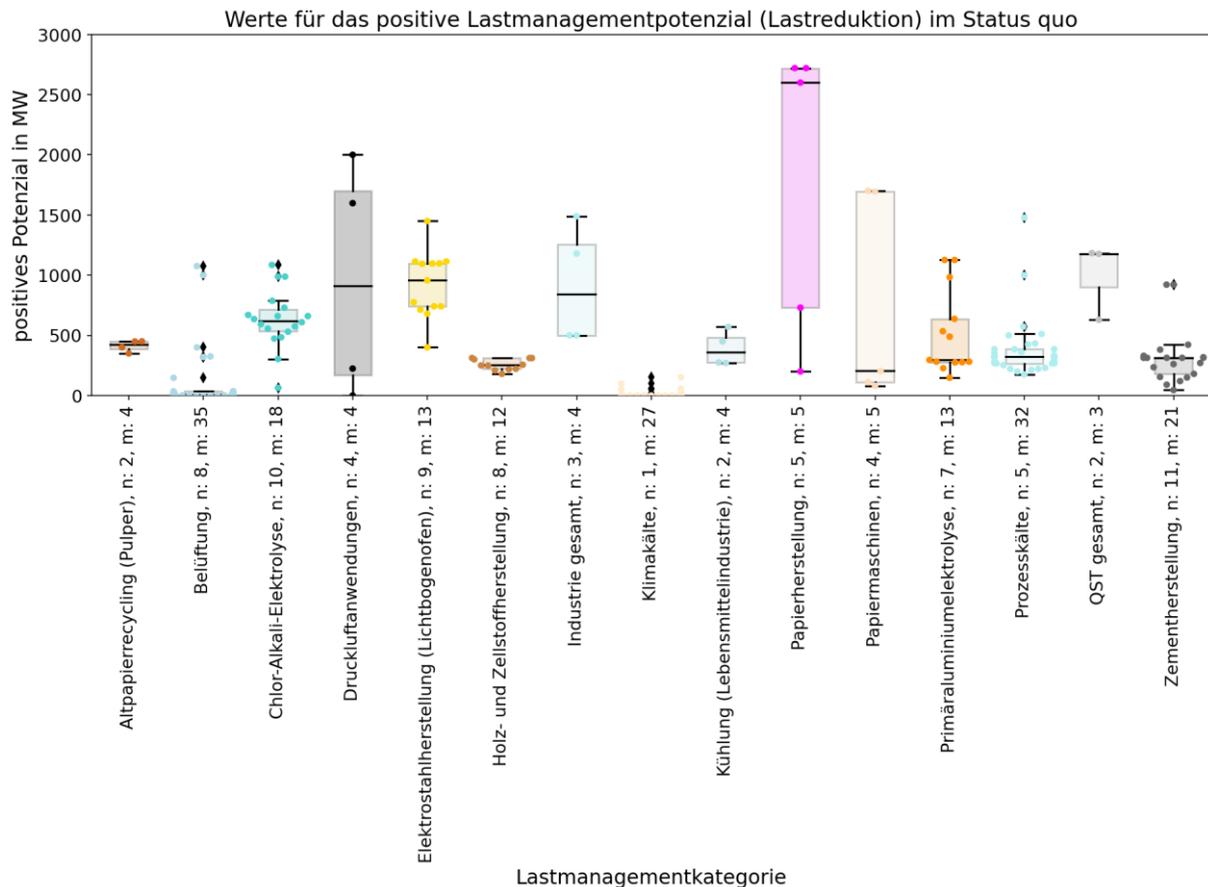


Abbildung 2: Schätzungen für technische Lastmanagementpotenziale im Industriesektor
n: Anzahl der Publikationsgruppen mit Werteangaben; *m*: Anzahl der Datenpunkte

2.2.2 Stromtarifmodelle

Die verwendeten Stromtarifmodelle werden jeweils derart parametrisiert, dass sich für das betrachtete Lastmanagementportfolio über den Betrachtungszeitraum von einem Jahr gleiche Zahlungsverpflichtungen je Tarifkomponente ergeben, unabhängig davon, ob die jeweilige Komponente statisch oder dynamisch ausgestaltet ist. Zur Bemessung der Dynamisierung werden der modellendogen ermittelte Day-Ahead-Strompreis aus einem Referenzlauf ohne Lastmanagement und für das Lastmanagementportfolio der Basislastgang vor Lastmanagement herangezogen. Bei der Bemessung wird zudem berücksichtigt, ob Preisunter- und Preisobergrenzen je Tarifkomponente genutzt werden. Sofern diese vorhanden sind, wird der obere Wert bei additiven Strompreiskomponenten auf das Doppelte der statischen Komponente und beim Day-Ahead-Strompreis selbst auf 200 €/MWh limitiert. Das untere Preislimit wird in allen Fällen auf 0 €/MWh festgelegt.

Der vereinfachte Parametrierungsansatz dient somit dazu, die Effekte eines flexiblen Lastmanagementes zu isolieren. Aspekte wie Verteilungswirkungen zwischen den Kundengruppen und Aufkommensneutralität sowie Liquiditätsüberschüsse und -defizite als Konsequenzen einer Dynamisierung werden nicht betrachtet.

3 Fallstudie

Zur Bewertung der Lastmanagementpotenziale wird eine Fallstudie mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2019 in stündlicher Auflösung durchgeführt. Hierzu wird die öffentliche Beispielparmetrierung¹ der Open Source-Version des Modells AMIRIS² verwendet. Die eigentlichen Rechnungen erfolgen jedoch mit einer noch unveröffentlichten Erweiterung des Modells.

3.1 Parametrierung

3.1.1 Verwendete Stromsystemdaten

Kraftwerksleistungen und Effizienzen für das Jahr 2019 sind dem Datensatz der Open Power System Data [32] entnommen. Die Kraftwerkseffizienzen werden mit einem linearen Regressionsmodell geschätzt, da in der verwendeten Konfiguration im Sinne schneller Rechenzeiten und einer einfachen, weniger fehlerträchtigen Parametrierung nach Effizienz gestaffelte, standardisierte Kraftwerksblöcke anstelle realer Blöcke simuliert werden [s. 33]. Brennstoffpreise sind den Energiedaten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz [34] sowie den Indexreihen des statistischen Bundesamts [35] entnommen. Transportkosten aus [36, p. 163] werden aufgeschlagen. Die verwendeten CO₂-Preise sind die realen Werte der Primärauktion an der EEX [37]. Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sowie Markups und Markdowns in der Gebotslegung basieren auf eigenen Annahmen. Sonstige Zeitreihendaten, wie Erzeugungsprofile erneuerbarer Erzeuger, sind von der Transparenzplattform SMARD der Bundesnetzagentur entnommen [38]. Die Nachfragezeitreihe wurde mit kommerziellen Ex- und Importen verschnitten, sodass eine Nettonachfrage nach grenzüberschreitendem Handel für Deutschland abgebildet wird.

Erneuerbare Erzeuger werden nach Fördermodell (fixe Einspeisevergütung vs. Marktprämienmodell) gruppiert und Anlagen in der Marktprämie basierend auf ihren anzulegenden Werten geclustert. Die Cluster-Ergebnisse sind Output einer vorgelagerten Routine des Datenaufbereitungsmodells *pommesdata*³, welche wiederum auf den Anlagenstamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [39, 40] beruhen. Der verwendete Ansatz entstammt [41].

Tabelle 1 stellt die technischen Kennwerte der simulierten Kraftwerksflotten und die verwendeten mittleren Brennstoffpreise dar.

¹ <https://gitlab.com/dlr-ve/esy/amiris/examples/-/tree/main/Germany2019>, Abruf am 29.01.2022

² <https://gitlab.com/dlr-ve/esy/amiris/amiris>, v1.1, Abruf am 29.01.2022

³ <https://github.com/pommes-public/pommesdata>, Open Source-Veröffentlichung ausstehend; Abruf am 29.01.2022

Tabelle 1: Kenndaten der in der Fallstudie simulierten Kraftwerksflotten

	Installierte Leistung in MW [32]	Minimale Flotten-effizienz in % Regression basierend auf [32]	Maximale Flotten-effizienz in % Regression basierend auf [32]	Mittlerer Brennstoffpreis in €/MWh _{th} [34, Tabelle 26, 35, 36, p. 163]; eigene Annahme für Kernenergie und Braunkohle
Kernenergie	9516	33	33,1	2,00
Braunkohle	18.049	31,3	45,2	5,00
Steinkohle	22.051	34	49,2	10,98
Gas (Gas- und Dampfturbinen)	16.062	44,5	64,3	16,67
Gas (Gasturbinen und sonstige)	7820	33,3	42,6	16,67
Öl und sonstige fossile	3748	30,9	39,9	37,10

Im Unterschied zur öffentlichen AMIRIS-Beispielparametrierung für Deutschland im Jahr 2019 werden keine Speicher simuliert. Dies liegt daran, dass in der verwendeten Modellkonfiguration mehrere miteinander in Wettbewerb stehende Flexibilitätsagenten wegen der verwendeten endogenen Preisprognose sowie der zu berücksichtigenden Preisrückwirkungen nicht abgebildet werden können. Entsprechende Modellerweiterungen sind in Entwicklung.

3.1.2 Lastmanagementportfolio und Stromtarife

Die Möglichkeit des Lastverzichts kann für alle betrachteten Lastmanagement-Cluster analysiert werden. Die variablen Kosten des Lastverzichts sind wie folgt bemessen:

Tabelle 2: variable Kosten für Lastverzicht

Cluster	Variable Kosten des Lastverzichts in € ₂₀₁₈ /MWh
Lastverschiebe-Cluster Industrie	193,58
Cluster Haushalte	300,0
Lastverzicht-Cluster Industrie	573,95
Kombiniertes Cluster Industrie	864,42

Datenquelle: in [21] ausgewertete Publikationen; eigene Annahme für Haushalte

Exemplarisch wird in den Analysen ein Lastverschiebungs-Cluster untersucht, das sich aus industriellen Prozessen und (Querschnitts-)Anwendungen zusammensetzt. In Tabelle 3 wird dieses Lastverschiebungs-Cluster charakterisiert.

Tabelle 3: Kenndaten des analysierten industriellen Lastmanagement-Clusters

Charakteristikum	Ausprägung
Enthaltene Prozesse & Anwendungen	Altpapierrecycling (Pulper); Belüftung; Druckluftanwendungen; Holz- und Zellstoffherstellung; Klimakälte; Luftzerlegung; Papiermaschinen; Prozesskälte
Maximales positives Schaltpotenzial (Reduktion)	2079 MW
Maximales negatives Schaltpotenzial (Erhöhung)	1627 MW
Maximale zeitgleiche Bezugsleistung	5848 MW

Maximale Verschiebedauer	6 h
Maximale Schaltdauer (eine Richtung)	3 h
Variable Kosten	160,4 € ₂₀₁₈ /MWh
Fixe Kosten	1 € ₂₀₁₈ /kW * a
Spezifische Investitionsausgaben	3,3 € ₂₀₁₈ /kW

Datenquelle: in [21] ausgewertete Publikationen

Da die variablen Kosten des Lastverschiebungs-Clusters angesichts der vergleichsweise geringen Preis-Spreads im Jahr 2019 hoch ausfallen und somit keine oder kaum Lastmanagement-Aktivierungen beobachtbar sind, werden die variablen Kosten variiert und Simulationsläufe mit dem eigentlichen Wert sowie Werten von 1 €/MWh, 10 €/MWh und 20 €/MWh durchgeführt, um den Effekt dieser Kenngröße auf Lastmanagement-Aktivierungen zu analysieren.

In der Fallstudie werden fünf verschiedene Stromtarifmodelle betrachtet. Diese sind in Tabelle 4 beschrieben. Beim Tarifmodell „Static“ handelt es sich um einen vollständig statischen Endkundertarif. Beim Modell „DA“ („day-ahead“) wird der Preis am Day-Ahead-Markt an Endkunden durchgereicht. In der Erweiterung „DA + dyn. EEG“ wird die EEG-Umlage zusätzlich dynamisch ausgestaltet. Das Tarifmodell „RTP“ („real-time pricing“) ist ein vollständig dynamisierter Tarif. In der Variante „/wo Caps“ entfallen die ansonsten vorhandenen Preisunter- und Preisobergrenzen der dynamischen Tarifkomponenten.

Tabelle 4: In der Fallstudie betrachtete Stromtarifmodelle

Preiskomponente	Static		DA		DA + dyn. EEG		RTP /w Caps		RTP /wo Caps	
	Dyn.	Caps	Dyn.	Caps	Dyn.	Caps	Dyn.	Caps	Dyn.	Caps
Strompreis (Day-Ahead)	✗	–	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
EEG-Umlage	✗	–	✗	–	✓	✓	✓	✓	✓	✗
Arbeitspreis Netzentgelt	✗	–	✗	–	✗	–	✓	✓	✓	✗
Andere arbeitsbezogene Preiskomponenten	✗	–	✗	–	✗	–	✓	✓	✓	✗

Dyn.: dynamisiert; Caps: Ober- und Untergrenzen enthalten;
 ✓: Ausprägung vorhanden; ✗ Ausprägung nicht vorhanden

Für die Bemessung der Preiskomponenten werden Daten des Jahres 2021 herangezogen, wie in Tabelle 5 zusammengestellt.⁴ Vereinfachend wird von einer homogenen Tarifstruktur für die Verbraucher des Lastmanagement-Clusters ausgegangen. Zudem wird unterstellt, dass einzelne Industrievergünstigungen bei den arbeitsbezogenen Preiskomponenten gewährt werden, aber eine volle EEG-Umlagepflicht besteht, auch wenn dies in der Realität auf einzelne, sehr energieintensive Verbraucher des Clusters nicht zutrifft.

Tabelle 5: Höhe der angenommenen statischen Preiskomponenten in der Fallstudie

Preiskomponente	Statischer Wert in €/MWh	Quelle
Strompreis (Day-Ahead); bezugsleistungsgewichteter Mittelwert	37,84	AMIRIS-Simulation
EEG-Umlage	65,00	[42]
Arbeitspreis Netzentgelt; Mittelspannung, > 2.500 Benutzungsstunden	11,70	[43]

⁴ Auch wenn dadurch Inkonsistenzen gegenüber dem Datensatz von 2019 auftreten, bleiben Systematik und Ergebnistendenz hiervon unberührt. Dies liegt daran, dass additive Preiskomponenten im Wesentlichen auf eine administrative Festlegung und nicht das Marktgeschehen selbst zurückgehen.

Andere arbeitsbezogene Preiskomponenten:	Gesamt: 23,55	[44–49]; eigene Berechnung unter Annahme von Industrieausnahmeregelungen
• KWK-Umlage	• 2,54	
• § 19 StromNEV-Umlage	• 0,50	
• Offshore-Netzumlage	• 3,95	
• AbLaV-Umlage	• 0,09	
• Konzessionsabgabe	• 1,10	
• Stromsteuer	• 15,37	

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Basisfall und Lastverzicht

Im Basisfall ohne Lastmanagement oder sonstigen Speichern zeigen sich eine gute Übereinstimmung der simulierten mit der realen Preisdauerlinie (Abbildung 3). Somit kann auch ohne Einbezug von Speichern von validen Modellergebnissen ausgegangen werden.

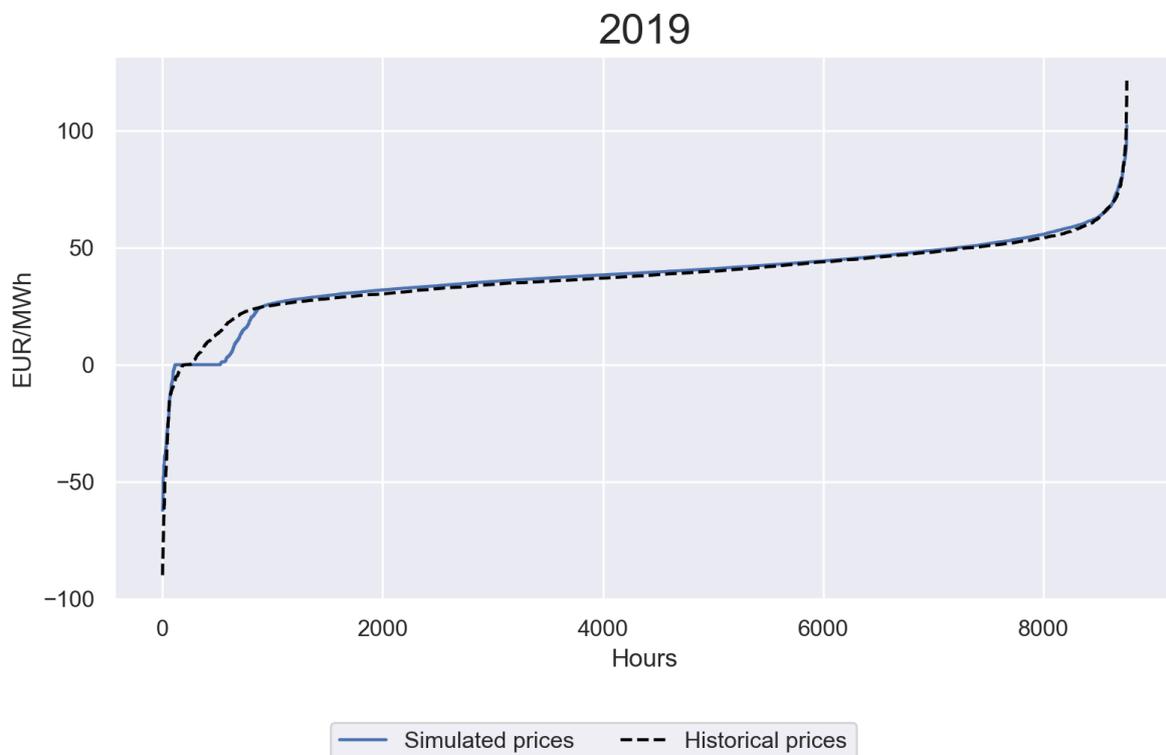


Abbildung 3: Simulierte und reale Preisdauerlinie im Basisfall ohne Lastmanagement

In Bezug auf Lastmanagement zeigt sich, dass in allen simulierten Fällen kein Lastverzicht eingesetzt wird, da die maximale Preisspitze mit 113,6 €/MWh deutlich unter den Opportunitätskosten des günstigsten Lastverzicht-Clusters (193,6 €/MWh) liegt.

3.2.2 Ergebnisse für die betrachteten Stromtarifmodelle

Wie zu erwarten zeigen sich in Abbildung 4 keine Aktivierungen von Lastverschiebung für den Fall statischer Stromtarife, da endkundenseitig wegen Invarianz der Preise keine Anreize für Lastverlagerungen bestehen.

Die durch Lastmanagement insgesamt verschobene Energie steigt mit dem Anteil dynamisierter Preiskomponenten an – für alle betrachteten variablen Kostenwerte. Bei höheren variablen Kosten von 20 €/MWh sind im Tarifmodell DA zunächst sehr verhaltene Lastmanagement-Aktivitäten ersichtlich, wogegen bei niedrigen variablen Kosten von 1 €/MWh bereits bei moderaten Dynamisierungsanteilen (Szenario DA + dyn. EEG) eine Sättigung erreicht scheint. Die Lastmanagement-Aktivitäten, ausgedrückt durch die Anzahl an Vollverschiebezyklen (Abbildung 4), nehmen hier nur noch sehr moderat zu mit weiterer Dynamisierung des Stromtarifs. Ein Vollverschiebezyklus entspricht hierbei der Energiemenge, die während einer regulären Aktivierung maximal verschoben werden kann. Für die im Median der ausgewerteten Untersuchungen aus [21] tatsächlich anlegbaren Kosten des Lastverschiebungs-Clusters von 160,4 €₂₀₁₈/MW zeigt sich lediglich im Falle voll dynamisierter Tarife ohne Preisgrenzen ein wengleich geringes Niveau an Lastverschiebungs-Aktivierungen. Die anderen Tarifvarianten hingegen weisen bei so hohen Kosten keinerlei Lastverschiebungsaktivitäten mehr auf.

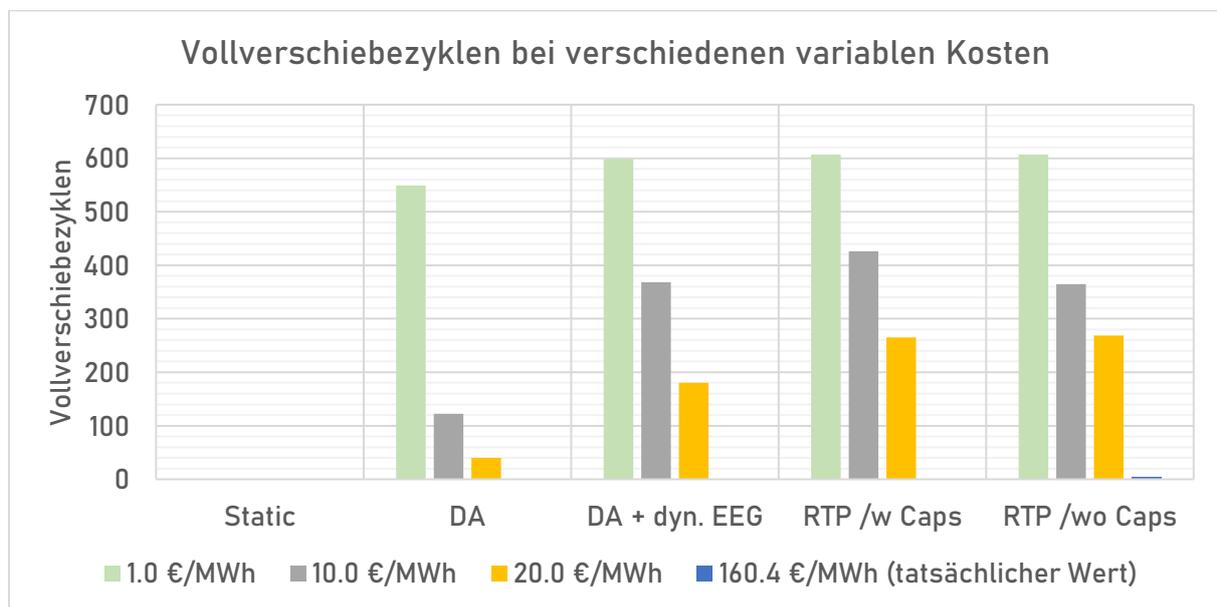


Abbildung 4: Vollverschiebezyklen für die verschiedenen Stromtarifmodelle und Kosten

Aus Endkunden- und Vermarkterperspektive ist die Frage relevant, ob durch die Lastmanagement-Aktivitäten Strombezugskosten eingespart werden können. In Abbildung 5 sind die erzielbaren Einsparungen relativ zueinander dargestellt. Es zeigt sich ein deutlicher Anstieg der erzielbaren Einsparungen mit zunehmendem Flexibilisierungsanteil. Die größten Einsparmöglichkeiten bestehen im Fall niedriger variabler Kosten von 1 €/MWh.

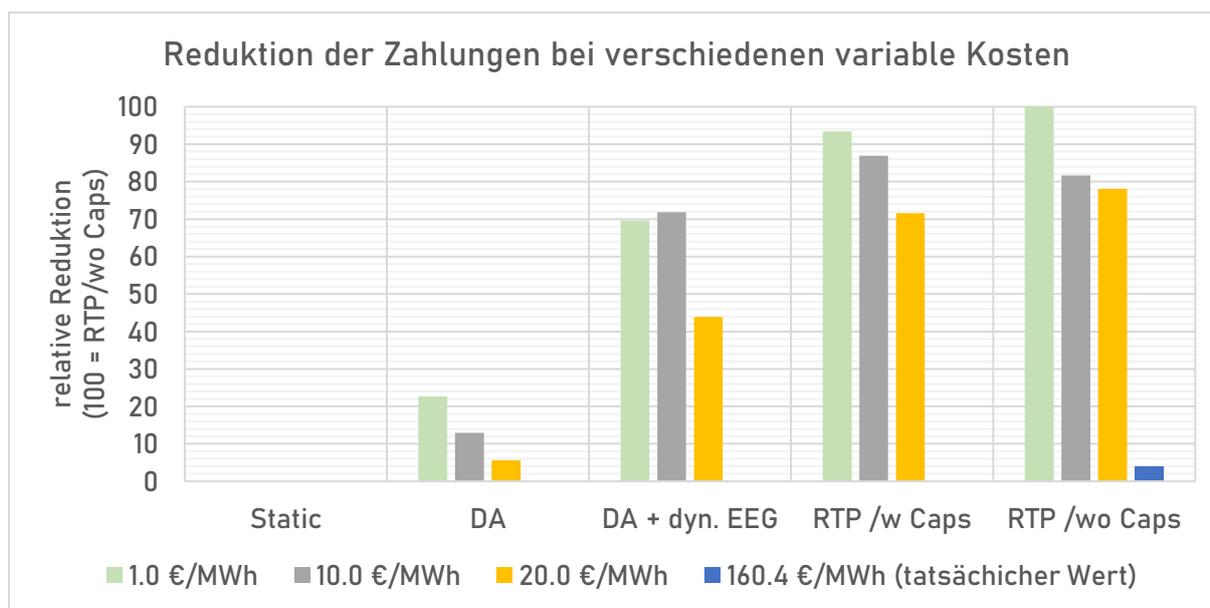


Abbildung 5: Erzielbare Reduktion der Strompreiszahlungen durch flexibles Verhalten aus Endkundenperspektive (ohne Berücksichtigung zusätzlicher Lastverschiebungskosten)

4 Diskussion

Während im simulierten Jahr 2019 kein Lastverzicht aktiviert wird, stellt dies im aktuellen Hochpreisumfeld des Stromgroßhandels ([s. 50]; Stand: Ende Januar 2022) für einzelne Verbrauchergruppen durchaus eine Option dar, wie die ausgewerteten variablen Kostenwerte nahelegen.

Die Analysen zeigen einen deutlichen Anstieg der Lastverschiebungs-Aktivitäten mit zunehmendem Flexibilisierungsanteil des Endkundenstrompreises. Zudem zeigt sich, dass Lastverschiebung nur dann als Option relevant ist, wenn die variablen Kosten die beobachtbaren (maximalen) Preis-Spreads nicht übersteigen. Einschränkend ist jedoch darauf hinzuweisen, dass Preisbestandteile in Abhängigkeit der Spitzenleistung noch keine Berücksichtigung fanden. Insbesondere für den Fall, dass zusätzliche Bezugsspitzen drohen und der Leistungspreis in Relation zum Arbeitspreis hoch ausfällt, könnte dieser Effekt die Einsparungen der Lastverschiebung signifikant mindern. In der betrachteten Fallstudie entfallen auf die EEG-Umlage mit 65 €/MWh etwa 41 % des gesamten Endkundenpreises. Eine Dynamisierung selbiger setzt entsprechend hohe Anreize für ein flexibles Lastverhalten, wie auch der deutliche Anstieg der erzielbaren Einsparungen vom Tarifmodell „DA“ zum Tarifmodell „DA + dyn. EEG“ zeigt. Angesichts der avisierten Haushaltsfinanzierung der EEG-Umlage spätestens ab dem Jahr 2023 [51, p. 62] entfallen damit Spielräume für den Anreiz von mehr Flexibilität durch Dynamisierung dieser Preiskomponente. Es besteht ein Trade-off zwischen zusätzlichen Flexibilisierungsanreizen aus der Dynamisierung und der Angleichung von Preisrelationen zwischen den Energiesektoren, im Wesentlichen forciert durch eine Senkung von Strompreisen [52].

Generell bringt die Parametrierung und Umsetzung dynamischer Stromtarife in der Realität Herausforderungen mit sich. Neben der Schaffung der mess- und steuerungstechnischen Voraussetzungen, insbesondere im Kleinkundensegment im Zuge des derzeit laufenden Smart Meter-Rollouts, bestehen eine Reihe weiterer Fragen. Diese betreffen etwa tolerable Verteilungs- und Mitnahmeeffekte sowie potenziell schützenswürdige Gruppen und nicht zuletzt den

Umgang mit Fehlprognosen und die Verrechnung von Liquiditätsüberschüssen und -defiziten. Zudem existieren hinsichtlich der Parametrierung von Lastmanagement erhebliche Datenunsicherheiten und Erfassungslücken, wie in [21] aufgezeigt.

Zuletzt ist limitierend anzumerken, dass die isolierten Effekte des flexiblen Verhaltens eines Lastmanagement-Clusters simuliert werden. Aus dem Wettbewerb mit anderen flexiblen Verbrauchern und Speichern resultierende Preisrückwirkungen und die damit zusammenhängende Abschwächung von Preis-Spreads bleiben somit unberücksichtigt. Die Analysen aus [25] lassen jedoch vermuten, dass in einem solchen Umfeld Kannibalisierungseffekte auftreten können.

5 Fazit und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wird in einer Fallstudie für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2019 der Einfluss von Stromtarifmodellen auf Lastmanagementpotenziale untersucht. Hierzu wird das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS verwendet, welches um eine Parametrierung für technische Lastmanagementpotenziale aus vorherigen Analysen sowie eine Modellierung von Stromendkundertarifen erweitert wird. Im Ergebnis zeigt sich, dass von der Möglichkeit des Lastverzichts wegen unzureichender Preise kaum Gebrauch gemacht wird. Ferner wird deutlich, dass mit steigendem Dynamisierungsanteil des Endkundenpreises stärkere Anreize entstehen, Lasten zu verschieben.

Der Effekt von leistungsbezogenen Netzentgelten wird in diesem Beitrag nur qualitativ diskutiert. Dieser soll in Folgeanalysen quantitativ untersucht werden und hier insbesondere auf die Preisrelationen zwischen Leistungs- und Arbeitspreis sowie die damit verknüpften Anreize eingegangen werden. Zudem soll der Effekt mehrerer konkurrierender Flexibilitätsoptionen analysiert werden, wie auch deren Rückwirkung auf die jeweiligen Erlöspotenziale. Zuletzt sollen die Ergebnisse des agentenbasierten Modells mit einer Lastmanagement-Potenzialschätzung eines systemkostenminimierenden Modells kontrastiert werden.

6 Danksagung

Diese Arbeit wurde durch das EU-Forschungs- und Innovationsprogramm Horizon 2020 im Rahmen des Projekts TradeRES (Fördervereinbarung Nr. 864276) gefördert. Die Autoren möchten sich herzlich für die Finanzierung bedanken. Darüber hinaus möchten die Autoren Kristina Nienhaus für ihre wertvollen Anregungen, Seyedfarzad Sarfarazi für die Unterstützung bei der Tarifmodellierung sowie Felix Nitsch, Ulrich Frey und Evelyn Sperber für die gemeinschaftliche Zusammenstellung des open source AMIRIS-Beispielsszenarios danken.

7 Literatur

- [1] M. Z. Degefa, I. B. Sperstad, and H. Sæle, "Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources," *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107022, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107022.
- [2] A. Sauer, E. Abele, and H. U. Buhl, Eds., *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2019.
- [3] M. Steurer, "Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung," Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [4] C. Nabe and M. Bons, "Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage: Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage," Kurzstudie der Ecofys Germany GmbH, Ecofys, Berlin, Jun. 2014. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/dynamische-eeg-umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf
- [5] Frontier Economics and BET, "Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage: Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie," Köln, Aachen, Jan. 2016. Accessed: Feb. 3 2022. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-dynamisierung-strompreiskomponenten.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [6] J. Freier, M. Arnold, and J. Hesselbach, "Introduction of an approach to develop dynamic electricity prices for residential customers," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.
- [7] C. Nabe *et al.*, "Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen," Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Ecofys, EnCT, BBH, Berlin, Dec. 2009.
- [8] L. Karg, K. Kleine-Hegermann, M. Wedler, and C. Jahn, "E-Energy Abschlussbericht: Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte," B.A.U.M. Consult, München, Berlin, May. 2014.
- [9] M. Coffman, P. Bernstein, D. Stenclik, S. Wee, and A. Arik, "Integrating Renewable Energy with Time Varying Pricing," *The Economic Research Association at the University of Hawaii*, Working Paper No. 2018-6, 2018.
- [10] C. K. B. Krishnamurthy, M. Vesterberg, H. Böök, A. V. Lindfors, and R. Svento, "Real-time pricing revisited: Demand flexibility in the presence of micro-generation," *Energy Policy*, vol. 123, pp. 642–658, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.08.024.
- [11] A. Faruqui and S. Sergici, "Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments," *J Regul Econ*, vol. 38, no. 2, pp. 193–225, 2010.
- [12] A. Löschel and M. Werthschulte, "Smart Energy zur Flexibilisierung und Senkung des Energieverbrauchs - Handlungsoptionen und offene Fragen," *et Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 67, no. 8, 19-23, 2017.
- [13] H. Allcott, "Rethinking real-time electricity pricing," *Resource and Energy Economics*, vol. 33, no. 4, pp. 820–842, 2011, doi: 10.1016/j.reseneeco.2011.06.003.

- [14] M. Schreiber, M. E. Wainstein, P. Hochloff, and R. Dargaville, "Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid," *Energy*, vol. 93, pp. 2568–2581, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.10.067.
- [15] T.-O. Léautier, "Is Mandating "Smart Meters" smart?," *TSE working paper series*, 12-341, 2012. [Online]. Available: https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/medias/doc/wp/io/wp_tse_341.pdf
- [16] C. Gambardella, M. Pahle, and W.-P. Schill, "Do Benefits from Dynamic Tariffing Rise? Welfare Effects of Real-Time Retail Pricing Under Carbon Taxation and Variable Renewable Electricity Supply," *Environ Resource Econ*, vol. 75, no. 1, pp. 183–213, 2020, doi: 10.1007/s10640-019-00393-0.
- [17] H. C. Gils, "Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage," Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2015.
- [18] T. Ladwig, "Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien," Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2018.
- [19] C. Pelling and T. Schmid, "Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030: Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher," FfE, München, May. 2016. Accessed: Mar. 20 2019.
- [20] S. Eisenhauer, M. Reichart, A. Sauer, S. Weckmann, and F. Timmermann, "Energieflexibilität in der Industrie: Eine Metastudie," EEP Universität Stuttgart, Stuttgart, May. 2018.
- [21] J. Kochems, "Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland - Bestandsaufnahme und Entwicklungprojektionen," in *EnInnov 2020 - 16. Symposium Energieinnovation: Energy for Future - Wege zur Klimaneutralität*, Graz, 2020.
- [22] H. Allcott, "Real-Time Pricing and Electricity Market Design: New York University," 2013.
- [23] A. Ensslen, P. Ringler, L. Dörr, P. Jochem, F. Zimmermann, and W. Fichtner, "Incentivizing smart charging: Modeling charging tariffs for electric vehicles in German and French electricity markets," *Energy Research & Social Science*, vol. 42, pp. 112–126, 2018, doi: 10.1016/j.erss.2018.02.013.
- [24] J. Kochems, "Demand response potentials for Germany: potential clustering and comparison of modeling approaches," in *INREC 2020: 9th International Ruhr Energy Conference*, Duisburg / online, 2020.
- [25] J. Kochems and C. Schimeczek, "Agentenbasierte Modellierung von Lastmanagement im deutschen Stromsektor," in *Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2021: Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen - Wie?*, Wien / online, 2021.
- [26] T. Langrock *et al.*, "Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien: Im Auftrag des Umweltbundesamts," BET, Trianel, Aachen, Dessau-Roßlau, Sep. 2015.
- [27] Connect Energy Economics, "Aktionsplan Lastmanagement," Berlin, Apr. 2015.
- [28] M. Jansen, C. Richts, N. Gerhardt, T. Lenck, and M.-L. Heddrich, "Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte," Eine Studie im Auftrag des BEE e.V., Fraunhofer IWES, Energy Brainpool, Bochum, BEE Plattform Systemtransformation, Jan. 2015.
- [29] BNetzA, "Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität: Stand: Dezember 2015," Bonn, Dec. 2015.

- [30] *Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist: Strom-NEV.*
- [31] M. Peek and R. Diels, "Strommarktdesign der Zukunft," Im Auftrag des Umweltbundesamtes, r2b, Dessau-Roßlau, Feb. 2016.
- [32] J. Weibezahn, R. Weinhold, C. Gerbaulet, and F. Kunz, "Conventional power plants," 2020.
- [33] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, pp. 1–24, 2017, doi: 10.1155/2017/7494313.
- [34] BMWK, "Zahlen und Fakten: Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung," Letzte Aktualisierung: 27.09.2021, Berlin, 2021. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- [35] DESTATIS, "Prices: Data on energy price trends: Prices - Long-time series from January 2005 to December 2021 -," Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2022. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: https://www.destatis.de/EN/Themes/Economy/Prices/Publications/Downloads-Energy-Price-Trends/energy-price-trends-pdf-5619002.pdf?__blob=publicationFile
- [36] r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, and TEP, "Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten: Erster Projektbericht; Projekt Nr. 047/16," im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln, Jan. 2019. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- [37] EEX, "Emission Spot Primary Market Auction Report 2019," Leipzig, 2020. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download>
- [38] BNetzA, "SMARD: Marktdaten," 2022. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
- [39] ÜNB, "EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2020," 2021. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [40] ÜNB, "EEG-Jahresabrechnungen," 2021. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- [41] Y. M. Werner, "Modellierung der Auswirkungen einer CO₂-Bepreisung auf die EEG-Umlage," Masterarbeit, Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Technische Universität Berlin, Berlin, 2020.
- [42] ÜNB, "EEG-Umlage: netztransparenz.de," Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>
- [43] Stuttgart Netze, "Preise und Regelungen für die Nutzung des Stromverteilnetzes gültig ab 1. Januar 2021: Version 2.0," Preisblatt der Stuttgart Netze GmbH, Stuttgart, Dec. 2020. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: https://www.stuttgart-netze.de/media/filer_public/27/00/27009045-05ad-4a9b-9d5d-bde1fce4a306/255_20210210_preise_und_regelungen_2021_v20.pdf
- [44] ÜNB, "KWK-Umlage," netztransparenz.de. Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/KWKG/KWKG-Umlagen-Uebersicht>

- [45] ÜNB, “§ 19 StromNEV-Umlage: netztransparenz.de,” Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht>
- [46] ÜNB, “Offshore-Netzumlage: netztransparenz.de,” Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht>
- [47] ÜNB, “Abschaltbare Lasten-Umlage: netztransparenz.de,” Accessed: Jan. 29 2022. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht>
- [48] *Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist: StromStG.*
- [49] *Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist: KAV.*
- [50] EPEX Spot, “Market Data: Auction Day-ahead 60 min,” Accessed: Jan. 30 2022. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/market-data>
- [51] SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN, and FDP, “Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit,” Accessed: Jan. 30 2022. [Online]. Available: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf
- [52] B. Praetorius *et al.*, “Neue Preismodelle für Energie: Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger,” E-Bridge; efzn; ZEW; Universität Mannheim; TU Clausthal, Berlin, Apr. 2017.