

Fortschreibung gewerblicher Lastprofile und Quantifizierung regionalisierter Lastflexibilisierungspotenziale

Stephan Seim, Till Böckmann, Johannes Kochems, Joachim Müller-Kirchenbauer

Technische Universität Berlin, Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin,
+49 (0) 30 314 23214, stephan.seim@alumni.tu-berlin.de, www.er.tu-berlin.de

Kurzfassung:

Die Identifikation kosteneffizienter Transformationspfade des Energiesystems erfordert die Anwendung zeitlich und räumlich hochaufgelöster Stromlastmodelle. Im vorliegenden Artikel wird ein Vorgehen vorgestellt, mit dem einerseits kürzlich veröffentlichte technologiespezifische Bottom-Up Lastprofile des Sektors GHD szenarienbasiert in das Jahr 2035 fortgeschrieben sowie andererseits die technischen Lastflexibilisierungspotenziale dieser gewerblichen Branchen in räumlich und zeitlich hoher Auflösung bestimmt werden. Die fünf betrachteten Branchen verantworten dabei etwa 62 % des Gesamtstromverbrauchs sowie etwa 74 % des flexibilisierbaren Stromverbrauchs. Ein Abgleich der identifizierten Lastflexibilisierungspotenziale mit Literaturwerten unterstreicht die Plausibilität des vorliegenden Ansatzes. Es zeigt sich, dass durch die Analyse der fünf Branchen große technische Lastflexibilisierungspotenziale des Sektors GHD in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung identifiziert werden konnten. Büros und Handel bieten große Lastflexibilisierungspotenziale, Beherbergung und Krankenhäuser dagegen vor allem zeitlich stabile. Das vorliegende Paper wurde bereits als Working Paper in [1] veröffentlicht.

Keywords: Lastflexibilisierung, Demand Side Response, Potenzialanalyse, Fortschreibung, Lastprofile, Querschnittstechnologien, Bottom-Up Modellierung, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

1 Einleitung

Im Zuge der Transformation des Energiesystems haben Energiesystemmodelle die wichtige Aufgabe, Entwicklungspfade aufzuzeigen und zu bewerten. Ein zeitlich und räumlich hochaufgelöster Energieverbrauch stellt für viele Fragestellungen dieser Energiesystemmodelle einen zentralen Input dar [2, S. 1], [3, S. 160]. Aufgrund des Ausbaus regenerativer, fluktuierender Energieerzeugungsanlagen sowie einer zunehmenden Elektrifizierung der Nachfrageseite nimmt insbesondere der Stromsektor eine zentrale Rolle ein [4, S. 2]. Bestehende Datenlücken in der Modellierung des Stromverbrauchs [5, S. 17] konnten durch das Forschungsprojekt DemandRegio bereits in Teilen geschlossen werden. Das entwickelte *disaggregator* tool erlaubt die Modellierung des zeitlich und räumlich

hochaufgelösten Stromverbrauchs¹ in Deutschland [6]. Daneben wurden für 32 industrielle und gewerbliche Wirtschaftszweige sogenannte Branchenlastprofile erstellt und validiert, die die zeitlich hochaufgelöste Last regionalspezifisch in mehreren Wetterjahren beschreiben [7]. Diese Branchenlastprofile erlauben eine aktuelle und detaillierte Abbildung der Stromnachfrage in den entsprechenden Wirtschaftszweigen. Sie bilden zudem eine Referenz, um noch detailliertere technologiespezifische Lastprofile zu erstellen. So konnten mittels Bottom-Up-Ansatz in [8] validierte branchen- und technologiespezifische Lastprofile für wesentliche gewerbliche Wirtschaftszweige entwickelt werden. Neben einer fundierten Fortschreibung branchenspezifischer Lasten [9, S. 45] erlauben diese technologiespezifischen Lastprofile auch die Quantifizierung zeitlich hochaufgelöster Lastflexibilisierungspotenziale. Der vorliegende Artikel setzt hier an. Die beschriebenen technologiespezifischen Bottom-Up Lastprofile der Branchen Handel, Beherbergung, Büroähnliche Betriebe, Schulen sowie Krankenhäuser sollen im ersten Schritt auf Basis literaturbasierter Energieverbrauchs-szenarien fortgeschrieben werden, um im zweiten Schritt zur Abschätzung zeitlich hochaufgelöster Lastflexibilisierungspotenziale für die Jahre 2018 (Status Quo) sowie 2035 (szenariobasiert) verwendet zu werden. Der Python-basierte Modellcode zu diesem Artikel wurde veröffentlicht unter [10], die fortgeschriebenen Profile sowie die Flexibilitätspotenziale sind im digitalen Anhang des korrespondierenden Working Paper veröffentlicht [1].

Gerade unvorhergesehene Ereignisse wie die aktuelle Corona-Pandemie und deren Auswirkungen auf das gesellschaftliche Leben und Wirtschaften verdeutlichen die Schwierigkeit zuverlässiger Energieverbrauchsprognosen. Auftretende Strukturbrüche dieser Art sind nicht vorhersagbar. Insbesondere Bottom-Up Simulationsmodelle, auf deren Basis der vorliegende Ansatz beruht [8], ermöglichen jedoch die Abbildung struktureller Veränderungen und sind daher für langfristige Energieprognosen geeignet [9, S. 43–44]. In der Literatur fokussiert die langfristige Fortschreibung des Stromverbrauchs meist auf Jahresstromverbräuche einzelner Querschnittstechnologien (QST) oder Sektoren [11, S. 19]. Es existieren wenige Forschungseinrichtungen, die die zeitliche Verteilung des Stromverbrauchs in Form von Lastprofilen fortschreiben. Hierbei sind selbst aktuelle gewerbliche und industrielle Lastprofile kaum öffentlich verfügbar [5, S. 17], [12]. Allerdings schreiben [13] Lastprofile ins Jahr 2030 bzw. 2035 fort und berücksichtigen dabei Effizienzfortschritte sowie Technologiewechsel, etwa durch die teilweise Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors. Für die Regionalisierung der Lasten werden die vier energienachfragenden Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie und Transport) unterschieden. Während die Auswirkungen auf Lastprofile einzelner Technologien oder Sektoren beschrieben werden, sind die dahinterliegenden Daten und Lastprofile nicht öffentlich zugänglich. Auch am ZIRIUS hat man sich im Projekt Lastprofilwandel mit der Fortschreibung von Lastprofilen beschäftigt, allerdings nur beispielhaft in einer Pilotanalyse für den Mobilitätssektor [14]. Auch hier wurden die konkreten Ergebnisse nicht veröffentlicht. Der erste Teil dieses Artikels versucht diese Forschungslücke zu beheben, indem basierend auf technologiespezifischen Lastprofilen

¹ Zeitlich und räumlich hochaufgelöst bezieht sich im Falle des Projektoutputs von DemandRegio auf einen viertelstündlichen Stromverbrauch je Landkreis in Deutschland. Neben dem Stromverbrauch wurde auch der Gasverbrauch in Deutschland mit einer stündlichen Auflösung modelliert.

aus [8] sowie einer szenarienbasierten Fortschreibung von anwendungsspezifischen Stromverbräuchen aus [15] plausible Lastprofile ausgewählter gewerblicher Branchen für das Jahr 2035 entwickelt werden. Diese fortgeschriebenen Lastprofile werden separat veröffentlicht und anschließend für die Quantifizierung zeitlich hochaufgelöster Lastflexibilisierungspotenziale verwendet.

In der Studienlänge zu Lastflexibilisierungspotenzialen werden in [16, S. 12] insbesondere im Sektor GHD Datenlücken ausgewiesen, und das, obwohl sich hier erhebliche Lastverschiebepotenziale identifizieren lassen. Neben der Notwendigkeit, die Studienlage des GHD-Sektors zu verbessern, wird in [16, S. 12] aufgrund identifizierter Unsicherheiten in der Potenzialquantifizierung auf sektorübergreifende Forschungsbedarfe hinsichtlich anwendungsscharfer Erhebungen zu Lastflexibilisierungsparametern verwiesen. Auch diese Forschungslücken versucht der vorliegende Artikel zu schließen, indem technische Lastflexibilisierungspotenziale und deren Zeitverfügbarkeiten in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung auf Basis oben genannter technologiespezifischer Lastprofile in wesentlichen Branchen des GHD-Sektors analysiert werden. Bestehende Ansätze [17], [18], [19], [20] unterscheiden sich vom vorliegenden in der Verwendung von teils fehlerhaften Standardlastprofilen [2, S. 84, 127–136], [7] oder stark vereinfachten Profilannahmen.

2 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen des vorliegenden Artikels setzt sich aus zwei Modulen zusammen: die Fortschreibung der Lastprofile im ersten sowie die Quantifizierung von Lastflexibilisierungspotenziale im zweiten Modul. Abbildung 1 bietet eine Übersicht über das Untersuchungsdesign.

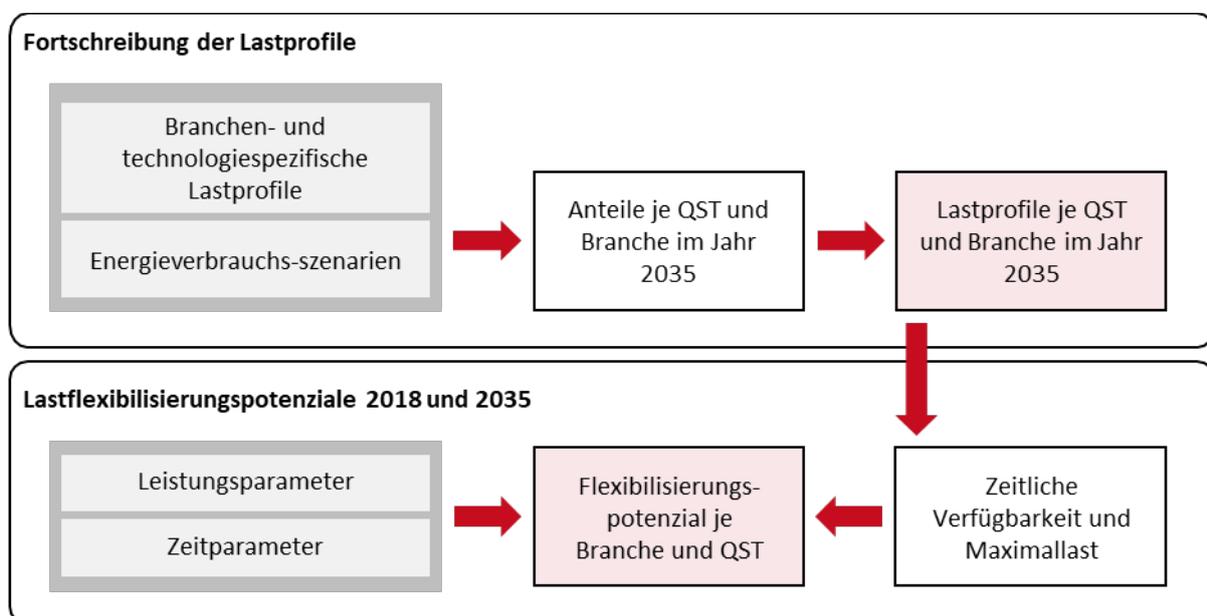


Abbildung 1: Überblick der Methodik zur Fortschreibung der Lastprofile und Quantifizierung des Lastflexibilisierungspotenzials

Im ersten Modul werden die in [8] entwickelten branchen- und technologiespezifischen Lastprofile der Branchen Handel (WZ47)², Beherbergung (WZ55), Büroähnliche Betriebe (WZ64-71), Schulen (WZ85) sowie Krankenhäuser (WZ86) mittels Szenarioanalyse in das Jahr 2035 fortgeschrieben. Durch bestehende Energieverbrauchsszenarien aus [15] können zukünftige Anteile einzelner Querschnittstechnologien an der Gesamtlast geschätzt und damit die technologiespezifischen Lastprofile angepasst werden. Dabei werden Energieeffizienzsteigerungen, wirtschaftliche Entwicklungen sowie die Entwicklung der Energiebezugsflächen und Beschäftigtenzahlen berücksichtigt. Auf Basis historischer Anteile technologiespezifischer Verbräuche in einzelnen Branchen lassen sich die Energieverbrauchsszenarien auf eine branchenspezifische Ebene disaggregieren. Zudem wird eine Strukturänderung durch den Rückgang von Nachtspeicherheizungen und den steigenden Anteil von Wärmepumpen mithilfe variierender Technologieanteile berücksichtigt. Allen weiteren Technologien wird ein identischer und teils wetterabhängiger Lastverlauf unterstellt. Somit beeinflussen vor allem die Effizienzsteigerungen die Anteile der Querschnittstechnologien am Summenlastgang und damit auch den Verlauf des Summenlastgangs.

Im zweiten Modul werden die technischen Lastflexibilisierungspotenziale des Basisjahrs 2018 sowie des Jahres 2035 mittels fortgeschriebener Lastprofile in Verbindung mit Literaturangaben zu Verfügbarkeiten, Maximallasten sowie Verschiebedauern entwickelt. In der modelltechnischen Umsetzung der Potenzialabschätzung folgt dieser Artikel dem Ansatz nach [21], in dem Lastflexibilisierungspotenziale als Energiespeicher modelliert werden. Dadurch kann das Potenzial zeitlich und technologisch hochaufgelöst dargestellt werden. Schaltbare Lasten und verschiebbare Energiemengen können für das Jahr 2018 und das Jahr 2035 je Querschnittstechnologie und Branche ermittelt und dargestellt werden.

Die in der Analyse ausgewählten Wirtschaftszweige verantworten etwa 62 % des Gesamtstromverbrauchs [22, S. 84] sowie etwa 74 % flexibilisierbarer Lasten des Sektors GHD (vgl. Anhang 6.2, Tabelle 9). Die vorliegende Analyse bildet somit den Großteil des gewerblichen Stromverbrauchs und gewerblicher Lastflexibilisierungspotenziale ab. Der Modellcode ist veröffentlicht unter [10] und kann verwendet werden. Die fortgeschriebenen Profile sowie die zeitlich und räumlich hochaufgelösten Flexibilitätspotenziale wurden im digitalen Anhang des korrespondierenden Working Papers [1] veröffentlicht.

2.1 Fortschreibung von Bottom-Up Lastprofilen

Mithilfe bestehender Energieverbrauchsszenarien können technologie- und branchenspezifische Entwicklungspfade quantifiziert und auf technologiespezifische Lastprofile der betrachteten Branchen übertragen werden. Wesentliche Treiber der Energieverbrauchsszenarien im Sektor GHD sind Beschäftigte, Strompreise, Energiebezugsflächen, Energieeffizienzsteigerungen und implizite Diskontierungsraten der Unternehmen [15, S. 63]. Diese Treiber bestimmen die zukünftige Stromverbrauchshöhe einer jeden Querschnittstechnologie und Branche. Neben der Stromverbrauchshöhe ist die zeitliche Verteilung des Stromverbrauchs, d. h. das Lastprofil, zur Quantifizierung von

² Nachfolgend wird die Branche des Einzelhandels (WZ47) stellvertretend für den gesamten Handel verwendet, also einschließlich der Branche Großhandel (WZ46)

Lastflexibilisierungspotenzialen relevant. Als Einflussgrößen der Lastprofile lassen sich im Wesentlichen zwei Faktoren identifizieren: Auf der einen Seite stehen Effizienzsteigerungen und Nachfrageveränderungen, welche die Verbrauchsanteile der Querschnittstechnologien am Gesamtstromverbrauch verändern. Während die Geräte effizienter werden, können beispielsweise Klimaveränderungen und die Digitalisierung auch zu einem erhöhten Bedarf von Klimakälte und IKT führen. Auf der anderen Seite wirken veränderte zeitliche Verbrauchscharakteristika. Letztere sind schwierig zu modellieren, da sich zukünftig veränderte Anwesenheiten nach Gebäudekategorie oder eine Änderung des Nutzerverhaltens kaum vorhersagen lassen.

Die in diesem Artikel entwickelte Methodik zur Fortschreibung der Lastprofile ins Jahr 2035 verwendet die für das Jahr 2018 entwickelten Anwesenheitsprofile und Technologiedaten mit geringen Anpassungen³, ferner die Wetterdaten des Jahres 2018 und Kalenderdaten des Jahres 2035. Wetterdaten werden über eine Datenbankschnittstelle des Forschungsprojekts DemandRegio (opendata.ffe) geladen [23]. Die Anwendungsbilanzen werden mittels literaturbasierter Energieverbrauchsszenarien in das Jahr 2035 fortgeschrieben und auf die benötigte Granularität und Energieform transformiert. Diese Integration anerkannter Szenarien in den ingenieurwissenschaftlichen Bottom-Up-Ansatz ermöglicht die Entwicklung plausibler zukünftiger Lastprofile [24, S. 12].

In der Literatur gibt es unterschiedliche Szenariostudien, die den GHD-Sektor modellieren [25], [26], [27], [28]. Aufgrund der benötigten Granularität, d. h. des Technologieanteils je Branche am Stromverbrauch, wird in diesem Artikel auf die Langfristszenarien der vom BMWi in Auftrag gegebenen Studie des Fraunhofer ISI, der Consentec GmbH und des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU) [15] zurückgegriffen. Hier werden insbesondere das Referenzszenario und das Basisszenario unterschieden. Während das **Referenzszenario** ein exploratives Auslaufen der Energiewende darstellt, werden im normativen **Basisszenario** zentrale langfristige klima- und energiepolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung [29] zu möglichst geringen Kosten erreicht, wobei eine 80%ige Treibhausgasminde rung bis 2050 erzielt wird. Beide Szenarien betreffen das gesamte Energiesystem, wobei im vorliegenden Artikel vordergründig die Implikationen des Stromsektors betrachtet werden. Für Details der Szenariokonzeption wird auf [15] verwiesen. Ausgewählte Rahmenannahmen beider Szenarien hinsichtlich Beschäftigten, Energiebezugsfläche und Effizienzsteigerungen sind in Anhang 6.1, Tabelle 4 und Tabelle 5 gegenübergestellt.

Zur Ermittlung der technologiespezifischen Jahresenergieverbräuche für das Jahr 2018 wird zunächst die Anwendungsbilanz des Sektors GHD nach [30, S. 9] auf einzelne Branchen verteilt (siehe Anhang 6.2, Tabelle 6). Die dafür notwendigen Stromverbrauchsanteile je Querschnittstechnologie und Branche stammen aus [25, S. 84]. Zur Fortschreibung technologiespezifischer Jahresenergieverbräuche in das Jahr 2035 wird die fortgeschriebene Stromnachfrage nach Anwendungen aus [15, S. 68, 71] übernommen und interpoliert. Die Verteilung dieser fortgeschriebenen Stromnachfrage auf einzelne Branchen erfolgt

³ Die Anteile von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen zur Raumwärmebereitstellung werden variiert. Aufgrund unterschiedlicher Lastprofile beider Technologien ändert sich das resultierende Summenlastprofil.

anschließend basierend auf branchenspezifischen Anteilen zukünftiger Energiebezugsflächen. Hierfür können die Werte aus [15, S. 64] verwendet und für das Jahr 2035 interpoliert werden (siehe Anhang 6.2, Tabelle 7 und Tabelle 8). Aufgrund unterschiedlicher Branchenentwicklungen unterscheiden sich die Anteile anwendungsspezifischer Verbräuche geringfügig zwischen den Jahren 2018 und 2035. Nahm 2018 die Beleuchtung des Handels noch 24,1 % am Gesamtverbrauch der Beleuchtung im Sektor GHD ein, erhöht sich dieser Anteil aufgrund eines Branchenwachstums um mehr als 2 %-Punkte auf 26,7 %.

In [15, S. 68, 71] sind die Querschnittstechnologien Klimatisierung und Lüftung zusammengefasst. Der Verbrauch wird hälftig aufgeteilt, sodass die Wachstumsraten zu gleichen Teilen in die mechanische Energie und Klimatisierung einfließen. Die Angaben zur Entwicklung der Raumwärme stammen aus [15, S. 120]. Dabei werden die elektrischen Direktheizungen und Wärmepumpen sowie deren Anteile in den modellierten Jahren betrachtet. Diese Anteile werden als Gesamtentwicklung der Raumwärme sowie als Anteil der Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen in der Modellierung berücksichtigt. Die elektrische Wärmebereitstellung setzt sich nach [8, S. 8] zu 70 % aus Warmwasser und zu 30 % aus Raumwärme zusammen. Mangels Literaturangaben werden diese Anteile auch für den Zielwert in 2035 angenommen. Wie in [8, S. 8] beschrieben, werden für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen unterschiedliche Lastprofile angenommen, sodass sich mit einem veränderten Technologieverhältnis ebenso das Lastprofil ändert.

2.2 Quantifizierung der Lastflexibilisierungspotenziale

Nach der Fortschreibung branchen- und technologiespezifischer Lastprofile ins Jahr 2035 erfolgt eine Quantifizierung der Lastflexibilisierungspotenziale. Erst die zeitlich hochaufgelösten und technologiespezifischen Lastprofile je Branche aus [8] erlauben eine fundierte Aussage über zeitliche Verfügbarkeiten und Maximalkapazitäten flexibilisierbarer Lasten.

Zur Quantifizierung der Flexibilisierungspotenziale werden in der Literatur eine Reihe von Leistungs-, Zeit- und Kostenparameter auf Prozess- und Anwendungsebene verwendet. Zu den Leistungsparametern zählen die zur Verfügung stehende schaltbare Leistung, Durchschnitts-, Mindest- und Maximalauslastung, installierte Leistung und flexibilisierbarer Leistungsanteil. Als Zeitparameter sind Schalt- und Verschiebedauern sowie zeitliche Verfügbarkeiten zu nennen. Die Kostenparameter umfassen Investitionsausgaben, Fixkosten und variable Kosten [16, S. 3]. Die Kostenparameter werden auch als Nutzungs- und Erschließungsaufwand bezeichnet [19, S. 32–33]. Laut [19] konzentrieren sich viele Veröffentlichungen ausschließlich auf die schaltbare Leistung, die für die Betrachtung des Potenzials unzureichend ist. Bei der Betrachtung des technischen Potenzials – wie in diesem Artikel – sind zusätzlich die Zeitparameter entscheidend. Ausschlaggebend für die Quantifizierung des technischen Lastflexibilisierungspotenzials sind technische Restriktionen, wie Mindest- und Maximallasten einzelner Querschnittstechnologien. Ökonomische Faktoren oder sonstige soziale wie organisationsbezogene Faktoren werden im vorliegenden Ansatz hingegen nicht berücksichtigt.

Kleinans [21] stellt eine Rahmenordnung zur Quantifizierung technischer Lastflexibilisierungspotenziale vor, die in der Literatur unter anderem von [31] sowie von [17] verwendet wird. Darin wird die Lastverschiebung als ein der Energiespeicherung äquivalenter

Vorgang betrachtet. Als charakteristische Größen werden die maximalen und minimalen schaltbaren Lasten $P_{min}^q(t)$ und $P_{max}^q(t)$ sowie die maximalen und minimalen verschiebbaren Energiemengen $E_{min}^q(t)$ und $E_{max}^q(t)$ einer jeden Querschnittstechnologie oder Anwendung q zum Zeitpunkt t berechnet. Die zeitliche Verfügbarkeit einer Anwendung bestimmt das geplante (Basis-)Lastprofil einer Anwendung $L_q(t)$. Die Verschiebedauer einer Anwendung in positiver wie negativer Richtung ist angegeben als Δt_q und bezeichnet die Zeitdauer, um die der Beginn einer Lasterhöhung bzw. einer Lastensenkung vorgezogen oder das Ende der Lasterhöhung bzw. Einsenkung nach hinten verschoben werden kann. Die Maximallast einer Anwendung zum Zeitpunkt t ist $\Lambda_q(t)$. $R_q(t)$ ist die realisierte Last nach Lastverschiebung [21, S. 3–4]. Alle Parameter und Variablen mit Einheiten des Internationalen Einheitensystems (SI-Einheiten) sind dargestellt in Tabelle 1.

Tabelle 1: Parameter und Variablen zur Berechnung des technischen Lastflexibilisierungspotenzials nach Kleinhans [21, S. 4]

Variable	Beschreibung	SI-Einheiten
Q	Anzahl der Anwendungen	-
Δt_q	Verschiebedauer	s
$L_q(t)$	Geplante Last der Anwendung q	W
$\Lambda_q(t)$	Maximallast der Anwendung q	W
$R_q(t)$	Realisierte Last nach Verschiebung	W
$P_q(t)$	Schaltbare Last der Anwendung q	W
$E_q(t)$	Verschiebbare Energiemenge der Anwendung q	Ws

Da in den wenigsten Fällen Lastprofile auf Ebene der Querschnittstechnologien vorliegen, verwenden viele Studien Standardlastprofile mit Annahmen zu saisonalen und tageszeitlichen Verfügbarkeiten [19, S. 49], [20, S. 23], [32, S. 26], [17, S. 7]. Im Unterschied dazu werden im vorliegenden Artikel sehr viel detailliertere technologie- und branchenspezifische Lastprofile aus [8] verwendet. Bei Betrachtung der Lastverschiebung als Energiespeicher beschreibt $P_q(t)$ in Formel 2.1 die Laderate des Energiespeichers. $E_q(t)$ in Formel 2.2 charakterisiert die verschiebbare Energiemenge, die im Sinne einer Lastflexibilisierungsmaßnahme als Ladezustand eines Energiespeichers interpretiert werden kann [21, S. 4]. Der Speicher wird geladen, falls $R_q(t) > L_q(t)$ und entladen, falls $R_q(t) < L_q(t)$. Der Speicherstand ist dann das Integral der Laderate [21, S. 4].

$$P^q[R_q(t)](t) = R_q(t) - L_q(t) \quad (2.1)$$

$$E^q[R_q(t)](t) = \int_0^t dt' P^q[R_q(t)](t') \quad (2.2)$$

Laderate und Speicherstand hängen dabei direkt von dem Lastprofil der nach Lastverschiebung realisierten Lasten ab. Da für die realisierten Lasten $R_q(t)$ je nach geplantem Lastprofil $L_q(t)$ beliebig viele Profile möglich sind, können die Grenzen der Lastverschiebungspotenziale als jeweilige Minima und Maxima der Laderate und des Speicherstands charakterisiert werden. Diese Grenzen werden auch Hüllkurven genannt und berechnen sich nach Formeln 2.3 – 2.6 [21, S. 5].

$$E_{max}^q(t) := E^q[R_q(t + \Delta t_q)](t) = \int_0^{t+\Delta t_q} dt' L_q(t') \quad (2.3)$$

$$E_{min}^q(t) := E^q[R_q(t + \Delta t_q)](t) = -\int_{t-\Delta t_q}^t dt' L_q(t') \quad (2.4)$$

$$P_{max}^q(t) := \Lambda_q(t) - L_q(t) \quad (2.5)$$

$$P_{min}^q(t) := -L_q(t) \quad (2.6)$$

Abbildung 2 stellt die Zusammenhänge für einen beispielhaften Lastverlauf dar. Die rote Linie stellt den geplanten Lastverlauf $L_q(t)$ einer Anwendung q dar, die zeitabhängig innerhalb der Grenzen $\Lambda_q(t)$ (=Maximallast) und 0 (=Minimallast) variiert werden kann. Im vorliegenden Beispiel wird eine geplante Last von 1 kW von 14:00 bis 16:00 Uhr ausgewiesen. Diese geplante Last kann um $\Delta t = 4$ h verschoben werden, das heißt entweder vorgezogen oder nachgeholt werden. Im äußersten Fall kann die Last auf 10:00 Uhr vorgezogen oder auf 18:00 Uhr verschoben werden, wobei beliebig viele Verschiebungen um kleinere Zeitintervalle möglich sind. Aus diesen Betrachtungen ergeben sich die entsprechenden Darstellungen des Energiespeichermodells als Hüllkurven mit E_{max} (schwarze Linie) und E_{min} (graue Linie). Zu einem beispielhaften Zeitpunkt $t = 14:30$ ergibt sich für E_{max} die eingezeichnete Fläche unterhalb der geplanten Last für das Zeitintervall $t + \Delta t_q$. Diese Fläche kann an der entsprechenden Hüllkurve zum Zeitpunkt $t = 14:30$ (siehe (1), Abbildung 2) mit 1,5 kWh abgelesen werden. Analoges ergibt sich für E_{min} .

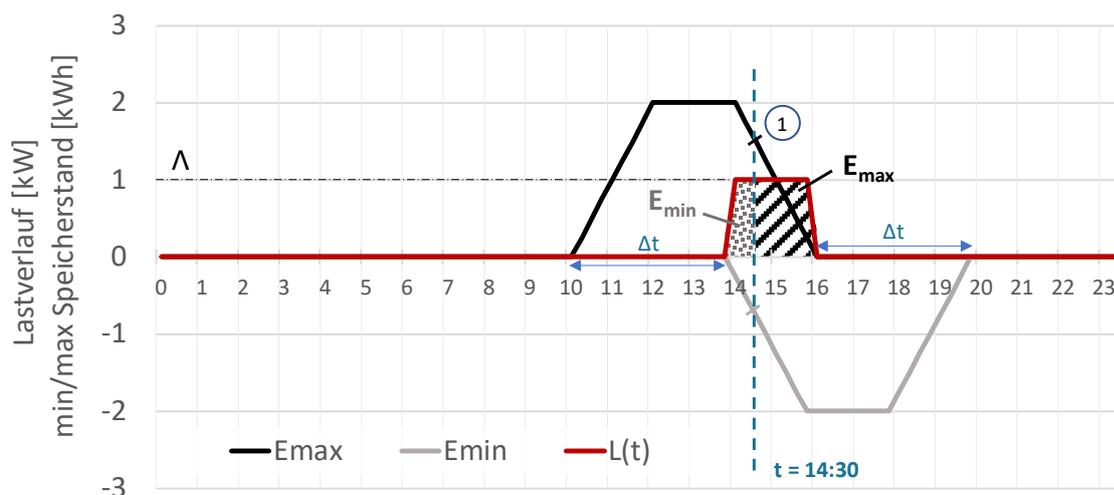


Abbildung 2: Schematische Illustration der verschiebbaren Energiemengen E_{max} , E_{min} in Abhängigkeit der geplanten Last $L(t)$. Die geplante Last $L(t)$ steigt sprunghaft von 0 auf 1 kW um 14:00 Uhr und fällt wieder um 16:00 Uhr. Im Falle des Lastverlaufs (rot) treten folglich keine Rampen auf.

Für jede der Branchen büroähnlicher Betriebe, Handel, Beherbergung, Krankenhäuser und Schulen werden zu den im vorherigen Abschnitt entwickelten Szenarien Lastflexibilisierungspotenziale berechnet. Dabei sind Leistungsparameter, Zeitparameter und die zeitliche Verfügbarkeit in die Quantifizierung eingeflossen. Leistungsparameter umfassen die grundsätzliche Eignung zur Flexibilisierung einer Technologie sowie die schaltbaren Lasten, während Zeitparameter insbesondere Schalt- und Verschiebedauern beschreiben [16, S. 3].

Zu den Technologien, die für die Lastverschiebung geeignet sind, zählen Lüftung, Klimakälte, Prozesskälte sowie Raumwärme und Warmwasser [17, S. 9], [20, S. 23], [32, S. 69–78]. Die geplante Last der Anwendung q in Branche b , $L_{q,b}(t)$, entspricht dabei dem modellierten

Lastprofil der Anwendung. Einige veröffentlichte Ansätze der Quantifizierung nutzen konstante Maximallasten $\Lambda_q(t)$ oder die installierten Leistungen zur Abschätzung der schaltbaren Lasten [21, S. 11], [20, S. 100], [18, S. 14]. Andere verwenden einfache Annahmen bezüglich der Saisonalität schaltbarer Lasten [32, S. 26]. In der Verwendung installierter Leistungen werden die maximalen Laderaten und schaltbaren Lasten potenziell überschätzt [21, S. 11]. Mithilfe der zeitlich hochaufgelösten Lastprofile können in diesem Artikel die maximal schaltbaren Lasten $\Lambda_{q,D}(t)$ einer Anwendung q zum Zeitpunkt t mit Formel 2.7 spezifiziert werden. D bezeichnet dabei den Zeitrahmen in Tagen, in dem die Maximallast der Anwendung berechnet wird. Im Folgenden wurde ein Zeitrahmen von $D = 1 \text{ Tag}$ ($\cong 96$ Viertelstunden) angenommen.

$$\Lambda_{q,D}(t) = \max\{L_q(t)\} \forall t \in [1, 2, \dots, 96] + 96 \cdot k, k \in \mathbb{N} \cap \{0\} \quad (2.7)$$

Die modellierten Verschiebedauern je Querschnittstechnologie stammen aus sich deckenden Angaben in [20, S. 23] und [17, S. 9]. Für die Lüftung, Klimakälte und Prozesskälte gilt $\Delta t = 1\text{h}$, bei der Raumwärme beträgt die Verschiebedauer $\Delta t = 12\text{h}$.

3 Fortgeschriebene Lastprofile im Jahr 2035

Nachfolgend werden die branchen- und technologiespezifischen Lastprofile für das Jahr 2035 vorgestellt, die mithilfe des Referenzszenarios und des Basisszenarios fortgeschrieben wurden. Dazu beschreibt Kapitel 3.1 zunächst die Entwicklung des Jahresstromverbrauchs je Branche und literaturbasiertem Szenario. Anschließend stellt Kapitel 3.2 die resultierende zeitliche Auflösung des Stromverbrauchs mittels fortgeschriebener Lastprofile vor.

3.1 Vergleich der Technologieanteile am Stromverbrauch je Szenario

Der Jahresstromverbrauch entwickelt sich unterschiedlich je Anwendungstechnologie (und damit je Branche) und Szenario. Abbildung 3 illustriert diese Entwicklung aggregiert auf Ebene der betrachteten Branchen.

Wie aus Abbildung 3 hervorgeht, steigt der Jahresstromverbrauch im Referenzszenario in allen Branchen außer der Beherbergung und den Schulen. Im Basisszenario hingegen ist eine Steigerung des Stromverbrauchs nur für Krankenhäuser ausgewiesen; der Jahresstromverbrauch aller anderen Branchen sinkt bis zum Jahr 2035. Da Referenz- und Basisszenario die-

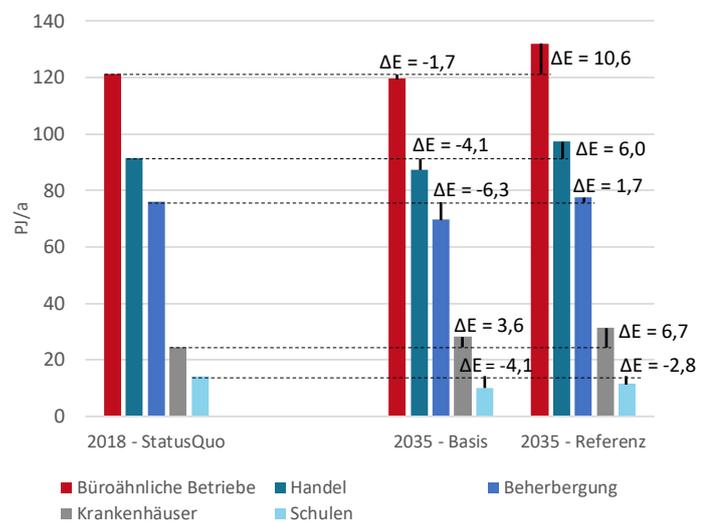


Abbildung 3: Jährlicher Stromverbrauch je Szenario und Branche

selben Rahmenannahmen bezüglich Beschäftigten und Energiebezugsfläche treffen, ist diese Differenz im Gesamtverbrauch auf die unterschiedlichen Effizienzsteigerungen zurückzuführen. Diese Effizienzsteigerungen wirken sich unterschiedlich auf die Querschnittstechnologien sowie – entsprechend ihres Stromverbrauchsanteils – auf die Branchen aus. In den Branchen büroähnliche Betriebe und Handel wird in beiden Szenarien

von einer Zunahme der Beschäftigten von im Mittel 12 % (2010 bis 2050) und der Energiebezugsfläche von im Mittel 32,5 % (2010 bis 2050) ausgegangen [15, S. 64].

Während sowohl die sektorspezifischen Rahmenannahmen als auch die Effizienzsteigerungen Einfluss auf die jährliche Gesamtlast nehmen, ändert sich der Verlauf des Lastprofils ausschließlich aufgrund der Effizienzsteigerungen und Nachfrageveränderungen innerhalb der Querschnittstechnologien. Diese bedingen eine Änderung der Anteile der Querschnittstechnologien am Gesamtverbrauch und somit eine Änderung des resultierenden Summenlastprofils. Abbildung 4 stellt diese Änderungen der Anteile in Relation zu den Lastprofilen des Jahres 2018 dar.

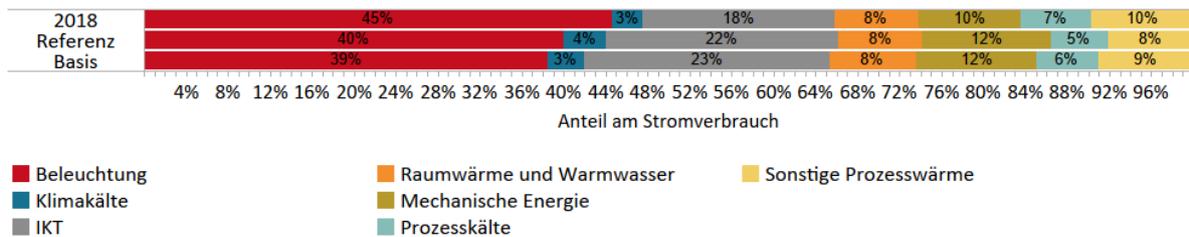


Abbildung 4: Anteil der Querschnittstechnologien am Stromverbrauch je modelliertem Szenario

Unterschiede sind insbesondere bei der Beleuchtung und IKT zu beobachten. In beiden Szenarien nimmt der Anteil der Beleuchtung am Stromverbrauch ab. Der Stromverbrauchsanteil der Informations- und Kommunikationssysteme steigt sowohl im Referenz- als auch im Basisszenario. Etwaige Effizienzgewinne werden durch eine gesteigerte Nachfrage überkompensiert. Die Anteile von Klimakälte und mechanischer Energie, etwa elektrische Antriebe, steigen ebenfalls geringfügig.

3.2 Vergleich der fortgeschriebenen Lastprofile

Die zeitliche Auflösung des branchenspezifischen Stromverbrauchs ergibt sich aus der Summation der einzelnen technologiespezifischen Lastprofile je Branche. Unterschiede zwischen den Szenarien und Branchen ergeben sich über die unterschiedlichen Anteile der Stromverbräuche der Querschnittstechnologien sowie über den Technologiewandel im Bereich der Raumwärmebereitstellung von Nachtspeicherheizungen hin zu Wärmepumpen. Abbildung 5 (Folgeside) stellt den Summenlastgang von vier der fünf Branchen je Szenario für das Jahr 2018 sowie 2035 dar. Die entsprechende Abbildung der Schulen ist aus Platzgründen in Anhang 6.3, Abbildung 12 dargestellt.

Wenngleich der wesentliche Unterschied der Szenarien im allgemeinen Niveau des Lastprofils liegt, lassen sich auch Unterschiede hinsichtlich der charakteristischen Stromverbrauchsstrukturen beobachten. Bei

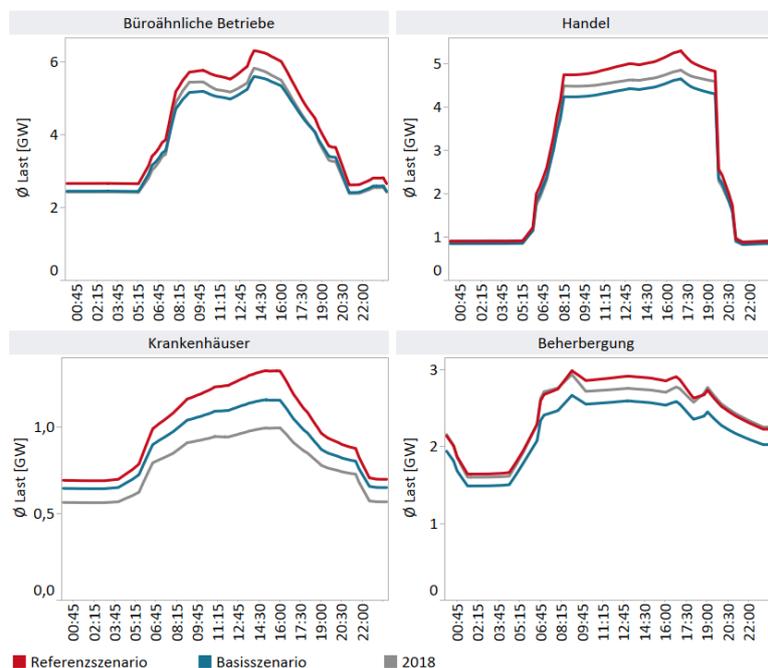


Abbildung 5: Elektrisches Lastprofil im Jahr 2035 je Branche und Szenario im Vergleich mit dem modellierten Summenlastgang des Jahres 2018, Darstellung einer Durchschnittswoche

büroähnlichen Betrieben liegt im Referenzszenario die nachmittägliche Spitze durchschnittlich 9,1 % höher als die vormittägliche, im Basisszenario liegt der Unterschied bei lediglich 7,7 %. Die Ursache liegt zu großen Teilen im Verlauf des Einsatzes von Klimakälte, die ihre Spitzenlast zur Nachmittagszeit erreicht (vgl. [8, S. 16]). Das Lastprofil des Basis-szenarios liegt in den Stunden der morgendlichen und abendlichen Laständerung geringfügig über dem des Jahres 2018, tagsüber allerdings darunter.

Auch im Handel ist dieser Unterschied sowie der unterschiedliche Anstieg der Klimakälte gegenüber dem Jahr 2018 zu beobachten. Zudem ist im Handel in Zukunft mit stärker ausgeprägten Lastspitzen zu rechnen, was sich in einem steigenden Verhältnis von Spitzenlast zu Grundlast beider Szenarien niederschlägt (vgl. Anhang 6.3, Abbildung 13). In Krankenhäusern sind in beiden Szenarien Verbrauchsanstiege zu erwarten, die aber nur geringfügig mit einem steigenden Verhältnis von Spitzenlast zu Grundlast aller Profile einhergehen. In allen weiteren Branchen zeigen die Verhältnisse von Spitzenlast zu Grundlast nur geringfügige Unterschiede innerhalb der Szenarien. Die Profilveränderungen gehen insbesondere auf die szenarienübergreifende Abnahme der Beleuchtung sowie die Veränderung der IKT zurück (vgl. Abbildung 4).

4 Lastflexibilisierungspotenziale

Anhand der in Kapitel 2.2 vorgestellten Leistungsparameter und Verschiebedauern sowie der fortgeschriebenen Lastprofile aus dem vorangegangenen Kapitel 3.2 lassen sich zeitlich hochaufgelöste technische Lastverschiebungspotenziale je Branche, Technologie und Szenario quantifizieren. In den folgenden Abschnitten werden zunächst die kumulierten Potenziale verglichen und anschließend in räumlicher und zeitlicher Auflösung dargestellt. Zuletzt werden die identifizierten Flexibilisierungspotenziale in den Kontext bestehender Literatur sowie der deutschen Energiewirtschaft eingeordnet.

4.1 Vergleich der Flexibilisierungspotenziale je Szenario

Zu jedem Viertelstundenabschnitt t der Jahre 2018 sowie 2035 liegen nach der in Kapitel 2.2 vorgestellten Rahmenordnung zur Quantifizierung der Flexibilisierungspotenziale das Lasterhöhungspotenzial $P_{max}^q(t)$, das Lastverringerspotenzial $P_{min}^q(t)$ sowie die Potenziale verschiebbarer Energiemengen $E_{max}^q(t)$ und $E_{min}^q(t)$ je Technologie q vor. Die Häufigkeiten der auftretenden Werte je Branche und Szenario sind als Dichteverteilung in Abbildung 6 (Folgesseite) dargestellt.

Anhand der Lageparameter des Boxplots aus Abbildung 6 lässt sich erkennen, dass insbesondere im Handel sowie in der Beherbergung hohe Lastverringerspotenziale häufiger als hohe Lasterhöhungspotenziale abgerufen werden können. Bei den Krankenhäusern ist es genau umgekehrt, wohingegen büroähnliche Betriebe ausgeglichen erscheinen. Ursache dafür ist die gesteigerte Nutzungsrate aller flexibilisierbaren Technologien außer der Klimakälte. Die Technologien Prozesskälte, Lüftung, Raumwärme und Warmwasser werden in allen Branchen durchgängig mit mindestens einem Grundverbrauchssockel modelliert (vgl. [8], Kapitel 2.3), der sich grundsätzlich zu jeder Zeit reduzieren lässt. In büroähnlichen Betrieben sorgen insbesondere die großen Lasterhöhungspotenziale der Klimakälte bei warmen Außentemperaturen dafür, dass die Mittelwerte der Lasterhöhungspotenziale über denen der Lastverringerspotenziale liegen. Diese Lasterhöhungspotenziale der Klimakälte sind allerdings nur an wenigen Tagen im Jahr abrufbar. Auffällig ist zudem, dass das Lastverringerspotenzial niemals null beträgt. Das liegt darin begründet, dass der kumulierte Stromverbrauch aller flexibilisierbaren Technologien zu jedem Zeitpunkt innerhalb einer Branche größer null ist und keine Restriktionen hinsichtlich einer Abschaltung vorliegen. Grundsätzlich ist eine Häufung der Lasterhöhungs- und Lastverringerspotenziale an den oberen und unteren Quartilen zu beobachten. In allen Branchen außer den Schulen bietet das Referenzszenario ein höheres Potenzial der Lasterhöhung oder -verringers. Dies steht in direktem Zusammenhang mit der Höhe des fortgeschriebenen Lastprofils aus Abbildung 5, Seite 11: Je höher der Stromverbrauch einer Anwendung liegt, desto höher fällt die Maximallast der Anwendung und somit die schaltbare Last $P_{max}^q(t)$ aus.

Die verschiebbaren Energiemengen $E_{max}^q(t)$ und $E_{min}^q(t)$ aus Abbildung 6 sind in ihrer Häufigkeit gleichmäßiger verteilt als die schaltbaren Lasten. Während die größten Extremwerte der Lasterhöhung und -verringers in büroähnlichen Betrieben auftreten, bietet der Handel das größte Potenzial verschiebbarer Energiemengen. Raumwärme und Warmwasser tragen wesentlich zu diesem bei. Insbesondere die Verschiebedauer der Raumwärme von $\Delta t = 12\text{h}$ gegenüber $\Delta t = 1\text{h}$ bei Lüftung, Klima- und Prozesskälte (vgl. Kapitel 2.2) sorgt für hohe energetische Verschiebepotenziale bei Raumwärme und Warmwasser (vgl. Formel 2.3 – 2.4).

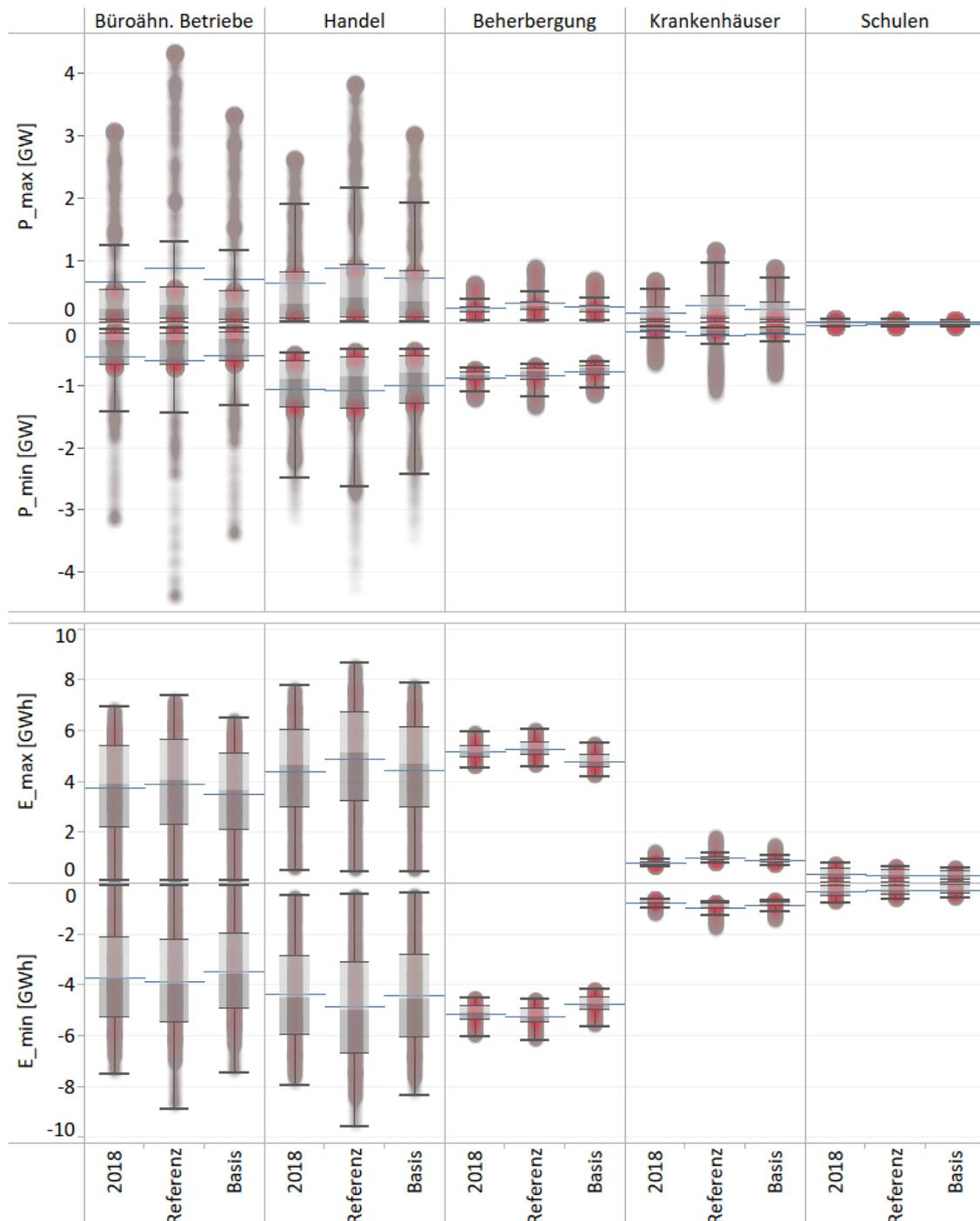


Abbildung 6: Boxplot-Darstellung der Lasterhöhungs- und Lastverringierungspotenziale sowie der Potenziale verschiebbarer Energiemengen (Viertelstundenwerte). Dichte: Rot – hohe Dichte; hellgrau – geringe Dichte. Mittelwert: Blaue Linie. Whisker im 1,5-fachen Interquartilsabstand

Abbildung 7 (Folgeside) fasst die Technologieanteile am Lasterhöhungs- und Lastverringierungspotenzial je Branche und Szenario zusammen. Deutlich ersichtlich sind die hohen Anteile der Klimakälte am Lasterhöhungspotenzial insbesondere im Frühling, Herbst und Sommer. Bei einem weiter gefassten Zeitrahmen der Maximallast D lägen insbesondere bei den täglich im Verbrauch stark schwankenden Querschnittstechnologien wie der Klimakälte oder Raumwärme die Lasterhöhungspotenziale noch höher. Selbst (elektrisch gewandelte) Raumwärme und Warmwasser weisen als Summenposition nur geringe

saisonale Schwankungen auf aufgrund des hohen und saisonal wenig variierenden Warmwasseranteils von 70 %. Die Prozesskälte, besonders gut im Handel und der Beherbergung ersichtlich, stellt mehr Lastverringerungs- als Lasterhöhungspotenzial bereit, da sie stets mit einem hohen Grundstromverbrauch ausgelastet ist. In büroähnlichen Betrieben entspringt der Großteil der Flexibilität der Klimakälte und Raumwärme. Im Handel entfällt ein großer Teil des Flexibilisierungspotenzials zusätzlich auf die Prozesskälte, während in Krankenhäusern die Lüftung als Teil mechanischer Energie einen Betrag zur Flexibilität leistet. Abbildung 14 (Anhang 6.4, S. 26) stellt analog die durchschnittliche Menge der verschiebbaren Energie dar und unterstreicht den oben beschriebenen hohen Anteil der Raumwärme an selbiger.

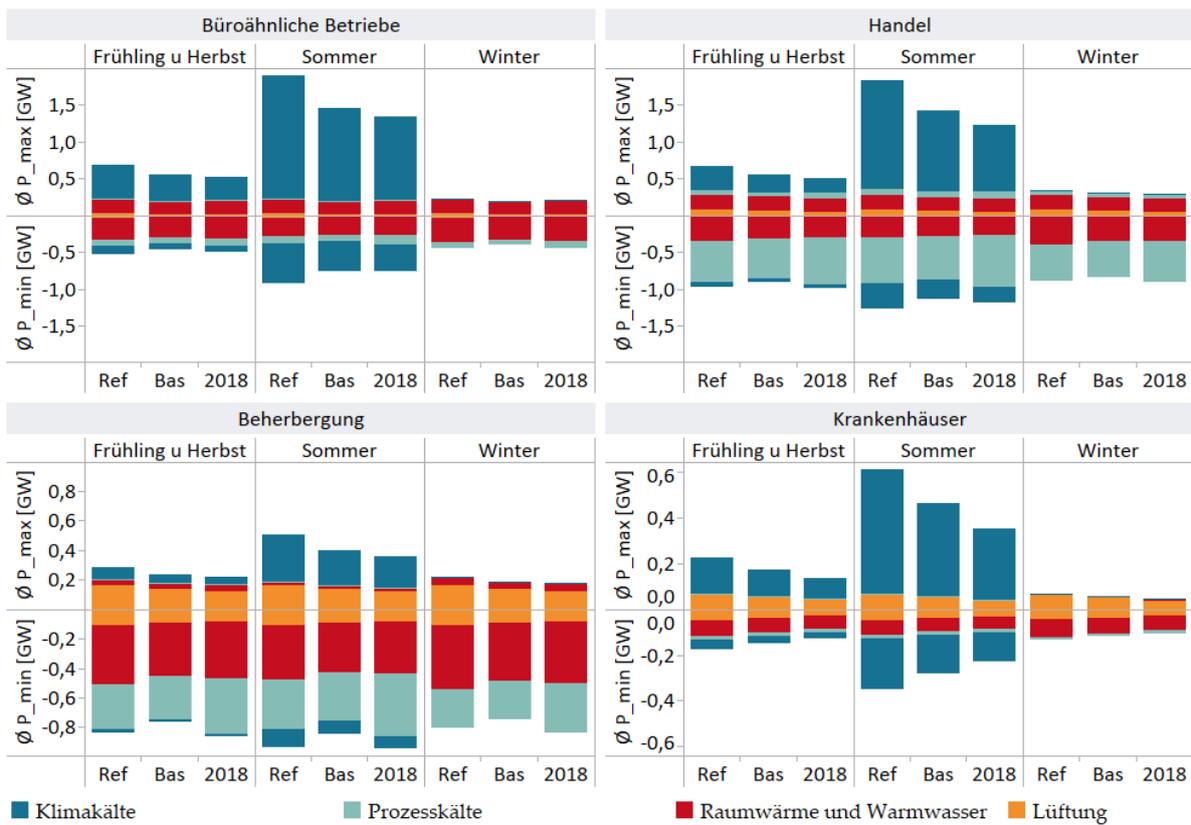


Abbildung 7: Technologiespezifische durchschnittliche Lasterhöhungs- und Lastverringerpoteztiale nach Branchen, Saisons und Szenarien

Die Lastverschiebungspotenziale lassen sich über das gesamte Jahr und alle fünf modellierten Branchen hinsichtlich der Extrem- sowie der Mittelwerte in Tabelle 2 zusammenfassen.

Tabelle 2: Extrem- und Mittelwerte der über die fünf Branchen kumulierten Lastverschiebungspotenziale der Branchen büroähnlicher Betriebe, Handel, Beherbergung, Krankenhäuser und Schulen

		P_{max} [GW]	P_{min} [GW]	E_{max} [GWh]	E_{min} [GWh]
2018	Max/Min	7,12	-7,79	21,62	-22,04
	Mittelwert	1,72	-2,66	14,39	-14,38
Basisszenario	Max/Min	8,04	-8,33	20,86	-22,12
	Mittelwert	1,90	-2,50	13,87	-13,85
Referenzszenario	Max/Min	10,34	-10,38	22,98	-25,56
	Mittelwert	2,38	-2,78	15,31	-15,30

4.2 Räumlich aufgelöste Flexibilisierungspotenziale im Basisszenario

Die regionale Auflösung von Flexibilisierungspotenzialen kann eine relevante Informationsbasis für Fragestellungen des lokalen Engpassmanagements darstellen. So könnten lokale Lastflexibilisierungspotenziale dabei helfen, Netzengpässe zu vermeiden und eine damit oftmals verbundene Abregelung erneuerbarer Energien zu reduzieren [33, S. 34], [17, S. 11]. Abbildung 8 zeigt dazu die durchschnittlichen flächenspezifischen Lasterhöhungspotenziale je Landkreis für das Basisszenario, die mithilfe des Mittelwerts aus Tabelle 2 (1,90 GW) nach dem Anteil Erwerbstätige der fünf betrachteten Branchen je Landkreis disaggregiert wurden. Die durchschnittlichen Lastverschiebungspotenziale sowie die verschiebbaren Energiemengen je Landkreis sind flächenspezifisch und absolut in Anhang 6.5 zu finden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird lediglich das Basisszenario betrachtet.

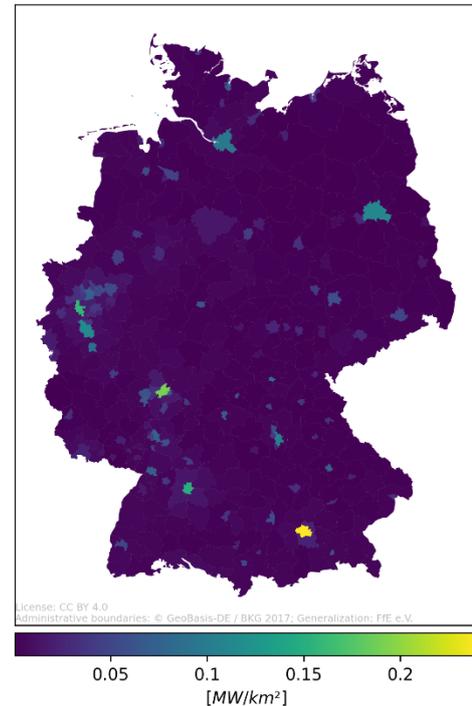


Abbildung 8: Durchschnittliches Lasterhöhungspotenzial (P_{max}) je Landkreis des Basisszenarios, Abbildung erstellt mithilfe von [4]

Die im vorliegenden Artikel betrachteten gewerblichen Lastflexibilisierungspotenziale sind verstärkt in Regionen hoher Bevölkerungsdichte zu erwarten. So überrascht nicht, dass mit Berlin, Hamburg, München, Frankfurt a.M., Köln, Stuttgart und Düsseldorf ebensolche urbanen Ballungsgebiete durch hohe durchschnittliche Lastverschiebungspotenziale in Abbildung 8 hervorstechen. Auch die Region Hannover hebt sich merklich von der Umgebung ab. Aufgrund der flächenspezifischen Potenzialbetrachtung lassen sich auch kleinere urbane Zentren sehr gut identifizieren. Eine Liste mit identifizierten landkreisspezifischen Potenzialen des Basisszenarios P_{max} , P_{min} , E_{max} und E_{min} liegt dem digitalen Anhang dieses Artikels bei.

Die regionalisierten Flexibilitätspotenziale können zukünftig mit Informationen zu Netzengpässen und Netzausbaupfaden, etwa aus dem NEP Strom [34, S. 117–128], sowie zur regionalisierten Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien und Strompreisinformationen zusammengebracht werden, um wirtschaftliche Lastverschiebungspotenziale zu ermitteln. Daneben ergeben sich aus ökonomischer Perspektive Einsatzmöglichkeiten in den kurzfristigen Spotmärkten, den Regelleistungsmärkten und der Verordnung für abschaltbare Lasten. Weitere ökonomische Einsatzmöglichkeiten ergeben sich durch eine Strombezugskostenoptimierung, etwa hinsichtlich der Leistungsbestandteile der Netzentgelte sowie bei einer steigenden Verbreitung und Antizipation von dynamischen Tarifen im Stromendkundensegment [19, S. 23–27], [35].

4.3 Zeitlich aufgelöste Flexibilisierungspotenziale im Basisszenario

Die in den vorherigen Abschnitten vorgestellten Flexibilisierungspotenziale unterliegen zeitlichen Schwankungen. Vorliegende zeitlich hochaufgelöste Werte zu schaltbaren Lasten und verschiebbaren Energiemengen erlauben eine genaue Analyse der temperatur-, tyntag-

und tageszeitabhängigen Potenziale. Die zur Charakterisierung der Potenziale verwendeten Szenarien beeinflussen die Höhe, nicht aber die zeitliche Verteilung der Potenziale. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt auf eine nach Szenarien differenzierte Darstellung verzichtet und aufgrund seiner Repräsentativität im Folgenden lediglich das Basisszenario betrachtet. Abbildung 9 zeigt Potenziale zur Lasterhöhung und -verringderung. Deutlich zu erkennen ist in allen Branchen das hohe Potenzial schaltbarer Lasten der Klimakälte, wengleich diese ausschließlich zu Zeiten hoher Außentemperatur abgerufen werden können.

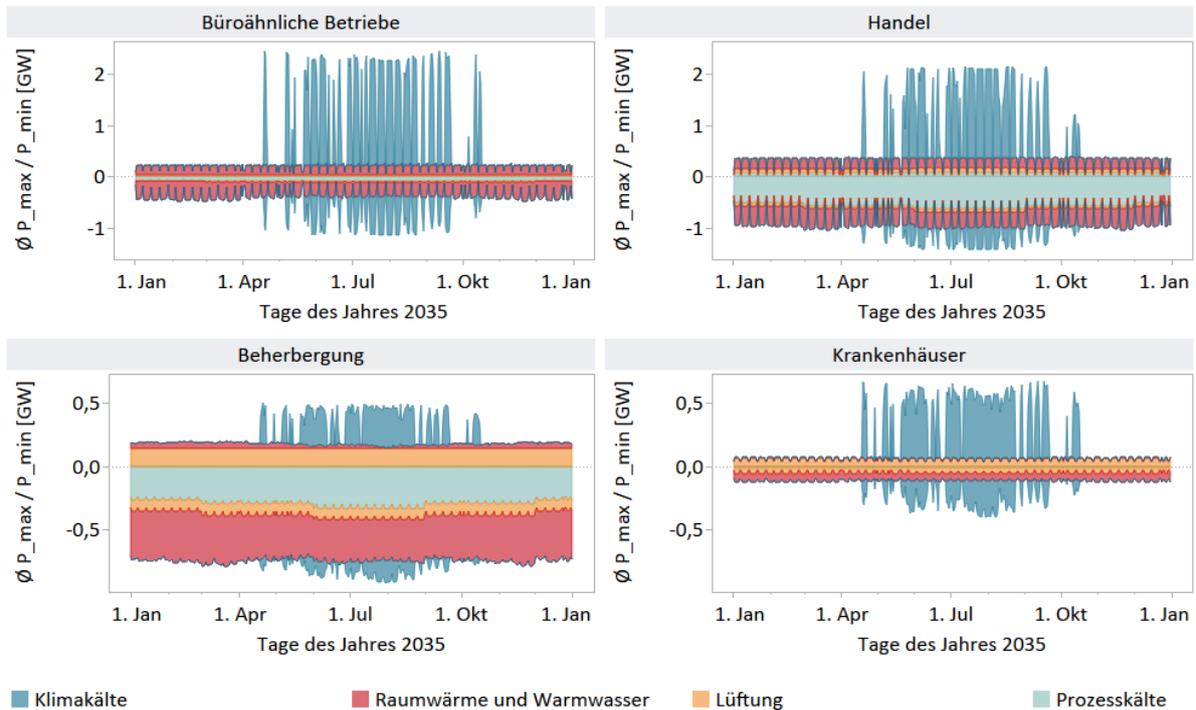


Abbildung 9: Tageweise durchschnittliches Lasterhöhungs- und Lastverringderungspotenzial je Branche und Technologie des Jahres 2035 im Basisszenario

Auch die schaltbaren Lasten der Prozesskälte und Raumwärme, insbesondere die Potenziale der Lastverringderung, unterliegen leichten saisonalen Schwankungen. Auch Schwankungen hinsichtlich des Typtags sind zu beobachten. Beherbergungsbetriebe und Krankenhäuser stellen das zeitlich stabilste Potenzial schaltbarer Lasten zur Verfügung. Auch die Prozesskälte des Handels unterliegt lediglich geringen wochenweisen Schwankungen und ließe sich zeitlich stabil schalten.

Die durchschnittlich verschiebbaren Energiemengen in zeitlicher Auflösung sind in Abbildung 10 (Folgeside) dargestellt. Eine charakteristische Glättung im Vergleich mit den P_{max} und P_{min} Zeitreihen ist zunächst nicht eindeutig zu erkennen, da lediglich die Durchschnittswerte eines Tages dargestellt sind und die größte Verschiebedauer $\Delta t = 12h$ bei Raumwärme und Warmwasser nicht über Typtage hinweg einen glättenden Effekt hat. Die erkennbaren Schwankungen treten daher in allen Branchen vornehmlich am Wochenende auf.

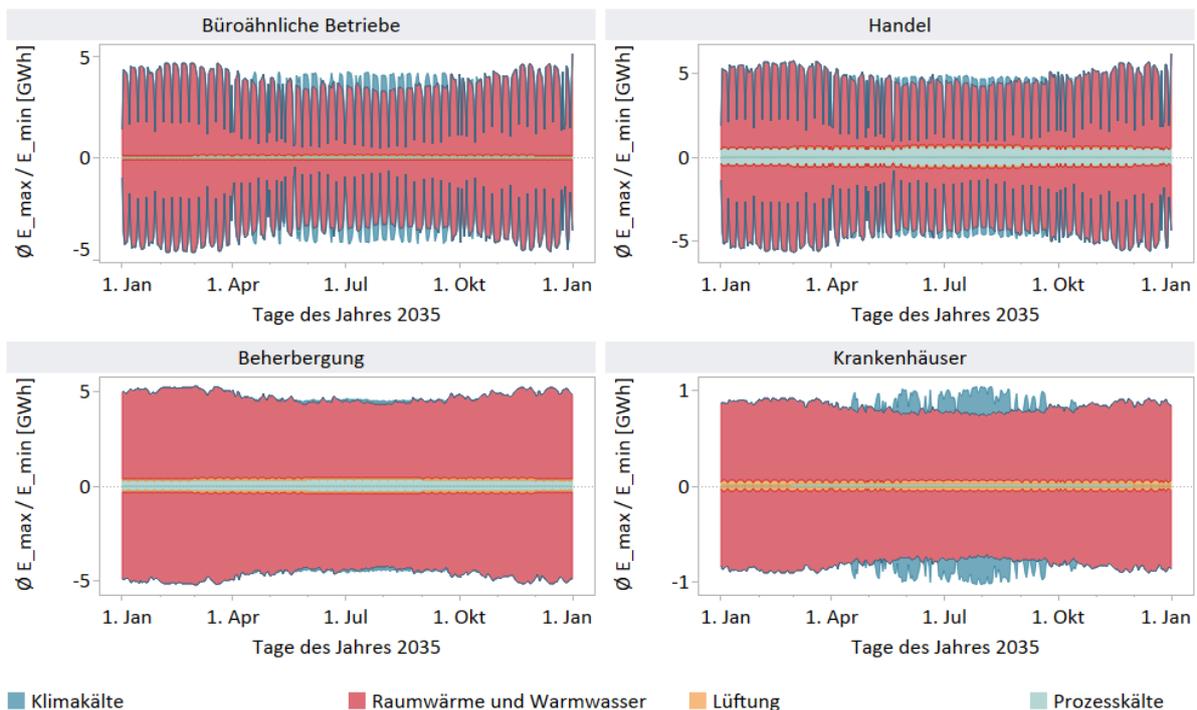


Abbildung 10: Tageweise durchschnittlich verschiebbare Energiemengen je Branche und Technologie des Jahres 2035 im Basisszenario

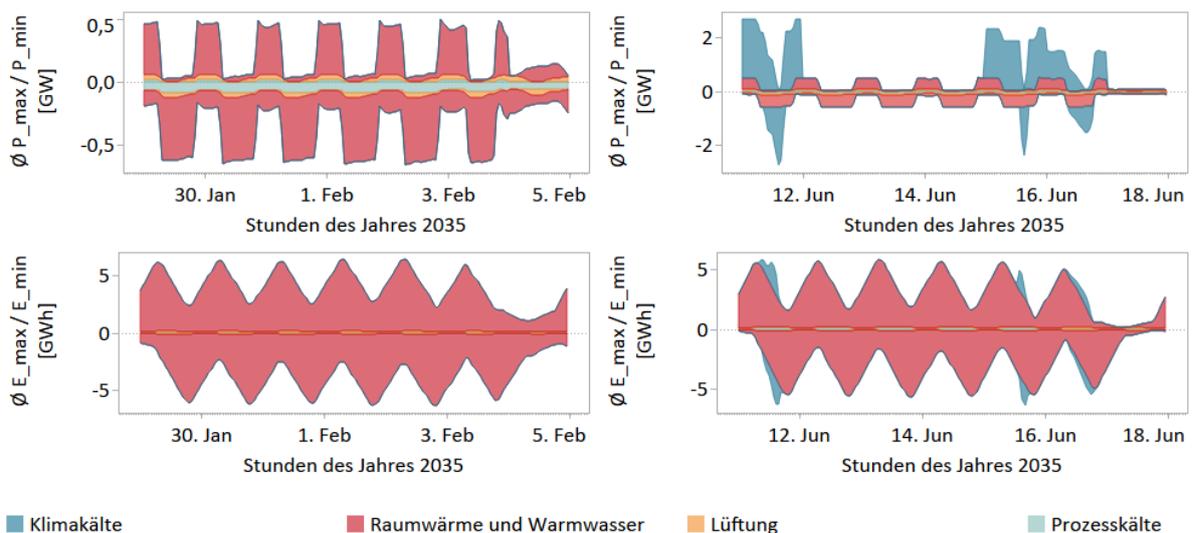


Abbildung 11: Stundenweise durchschnittlich schaltbare Lasten und verschiebbare Energiemengen büroähnlicher Betriebe in einer Winter- und Sommerwoche (Montag-Sonntag) im Basisszenario

Die Schwankungen innerhalb eines Tages zeigt Abbildung 11 für zwei Wochen beispielhaft in der Branche büroähnlicher Betriebe. Zu beachten sind hier die nicht synchronisierten Achsen insbesondere im Vergleich der schaltbaren Lasten zwischen den beiden Wochen. Ersichtlich ist, dass die Potenziale der Klimakälte sowie der Raumwärme und des Warmwassers nicht nur typtag-, sondern auch tageszeitabhängigen Schwankungen unterliegen. Innerhalb eines Wochentages (Typtag A) sind Spitzen des E_{max} um 07:00 Uhr und Spitzen des E_{min} um 19:00 Uhr zu erkennen. Das bedeutet, dass in büroähnlichen Betrieben der Großteil der Energie des Tages in den Morgen vorgezogen oder in den Abend verschoben werden kann. Im Vergleich

dazu zeigt Anhang 6.4, Abbildung 15 die zeitlich sehr viel weniger variierenden Lastflexibilisierungspotenziale (insb. Lastreduktion) der Branche Beherbergung.

4.4 Einordnung der Flexibilisierungspotenziale

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der technischen Lastverschiebungspotenziale soweit möglich mit den Literaturangaben verglichen und kontextualisiert. Zunächst erfolgt dazu ein Vergleich der Potenziale auf branchen- und technologiespezifischer Ebene. Da allerdings in der Literatur nur wenige Angaben auf diesem disaggregierten Niveau vorliegen, wird insbesondere das kumulierte Potenzial betrachtet.

Tabelle 3: Vergleich branchen- und technologiespezifischer Lastflexibilisierungspotenziale des vorliegenden Ansatzes mit Klobasa (2007) [32, S. 79]

		Extremwerte P_{max} / P_{min} [MW]	
		Klobasa (2007)	Dieser Artikel (2018)
Prozesskälte	Handel	±200-685	+255 / -428
	Büro	±1.750	±2.541
Klimakälte	Handel	±2.800	±1.785
	Beherbergung	±420	±437

Ein Vergleich nach Branchen und Technologien ist mit [32, S. 79] eingeschränkt möglich. Tabelle 3 beschreibt die Unterschiede der modellierten Lasterhöhung- und Lastverringierungspotenziale. Zu beachten ist, dass mit 2004 und 2018 unterschiedliche Bezugsjahre modelliert werden.

Wie zu erkennen ist, befinden sich die modellierten Potenziale beider Ansätze in derselben Größenordnung. Während Prozesskälte des Handels und Klimakälte der Beherbergung sehr ähnlich liegen, werden die Lastflexibilisierungspotenziale der Klimakälte in büroähnlichen Betrieben im vorliegenden Ansatz höher geschätzt, was auf einen gesteigerten Klimakälteverbrauch zurückgehen könnte. Im Handel wiederum werden diese Potenziale im vorliegenden Ansatz niedriger geschätzt gegenüber Klobasa. In der Summe der ausgewählten Potenziale liegen beide Ansätze nah beieinander, wobei der vorliegende Ansatz die verglichenen Potenziale um etwa 7% niedriger schätzt, was auf eine eher konservative Annahme saisonaler Maximallasten im Parameter D zurückgehen könnte (vgl. Kapitel 2.2). Werden, wie in der bestehenden Literatur, schaltbare Lasten mit saisonalen Annahmen oder installierten Leistungen hinsichtlich der Maximallast berechnet, werden diese tendenziell überschätzt [21, S. 11]. Bei einer Verwendung einer größeren Zeitspanne D in der Berechnung erhöhen sich vor allem die durchschnittlichen, aber auch die maximalen schaltbaren Lasten des vorliegenden Ansatzes. Liegt die geplante Last L an Wochenenden beispielsweise deutlich unter dem Wochenniveau, läge bei einem $D > 2$ die Maximallast dennoch auf Wochenniveau und somit auch das Lasterhöhungspotenzial höher als sinnvoll einsetzbar.

Um die Ergebnisse des vorliegenden Ansatzes für fünf Branchen mit jenen auf Ebene des gesamten GHD-Sektors einzuordnen, muss der Anteil der betrachteten Branchen am Flexibilisierungspotenzial des gesamten Sektors bestimmt werden. Dieser kann über den Anteil der fünf betrachteten Branchen an allen flexibilisierbaren Lasten approximiert werden und beträgt im Basisszenario circa 74 % (vgl. Anhang 6.2, Tabelle 9). Laut Kochems liegen in einem Literaturvergleich die durchschnittlichen Werte für P_{max} und P_{min} des gesamten GHD-

Sektors deutlich unter 1.000 MW je Anwendungskategorie [16, S. 9]. Im Vergleich dazu liegen im vorliegenden Ansatz die Werte der fünf modellierten Branchen je Anwendungskategorie im Jahr 2018 durchschnittlich zwischen ca. 80 – 970 MW für P_{max} . Die maximalen schaltbaren Leistungen erreichen nach Kochems bis zu 3.000 MW [16, S. 8]. Demgegenüber weist die vorliegende Analyse der fünf modellierten Branchen über alle Querschnittstechnologien in Summe zwischen 1,7 – 2,4 GW je Szenario auf (vgl. Tabelle 2), was – unter der Berücksichtigung des Anteils der fünf Branchen am gesamten flexibilisierbaren Lastanteil des GHD-Sektors von ca. 74% (s.o.) – gut zu den Literaturwerten passt.

Nach [36, S. 639–640] fallen die Lasterhöhungspotenziale im GHD größer als die Lastsenkungspotenziale aus. Kochems [16, S. 8] identifiziert in einem Literaturvergleich im GHD annähernd symmetrische schaltbare Lasten, außer bei Klimakälte und Nachtspeicherheizungen, bei denen ebenfalls das Lasterhöhungspotenzial höher ausfällt. Hinsichtlich der Klimakälte überwiegen auch in diesem Artikel die Lasterhöhungspotenziale (vgl. Abbildung 7, Seite 14). Raumwärme und Warmwasser sowie Prozesskälte bergen allerdings mehr Lastsenkungspotenzial. Ursache ist bei Raumwärme und Warmwasser der Tagessockel von etwa 07:00–20:00 Uhr, bei der Prozesskälte die hohe Grundlast. Heitkoetter u. a. stützen die in diesem Artikel berechneten höheren Lastsenkungspotenziale im GHD [17, S. 11].

Die Transformation des Energiesystems wird insbesondere im Verteilnetz zu erheblichem Netzausbaubedarf führen [33, S. 72]. Lastflexibilisierung wird als Option diskutiert, den Netzausbaubedarf zu reduzieren und lokale Versorgungsengpässe zu beheben [33, S. 34, 72]. Laut Fürstenwerth und Waldmann entsteht im Jahr 2033 zur Minimierung der Netzausbaukosten auf Verteilnetzebene ein Kurzzeitspeicherbedarf von 700 MW beziehungsweise 2.100 MWh [37, S. 66–67], der kostengünstig beispielsweise durch Lastflexibilisierung bereitgestellt werden kann [37, S. 3]. Daneben werden auf Ebene der Übertragungsnetze etwa 3–16 GW Kurzzeitspeicher benötigt, um erneuerbare Energien zu integrieren und Systemkosten zu reduzieren [37, S. 79]. Die im vorliegenden Artikel identifizierten technischen Lastflexibilisierungspotenziale liegen in der Größenordnung dieses Kurzzeitspeicherbedarfs. Zumindest aus technischer Perspektive könnten die fünf betrachteten gewerblichen Branchen den Bedarf auf Verteilnetzebene vollständig und den Bedarf auf Übertragungsnetzebene anteilig decken. Die Verschiebepotenziale der Lastflexibilisierung konkurrieren dabei mit den Kurzzeitspeichern, wobei letztere bis auf Weiteres teurer sind als Lastmanagement [37, S. 3, 91]. Die hohen Potenziale büroähnlicher Betriebe und des Handels sowie die zeitlich stabilen verschiebbaren Energiemengen der Krankenhäuser und der Beherbergung können damit einen Beitrag zur Verringerung des Betrags der Residuallast, zur Integration erneuerbarer Energien, zur Kostenminimierung und Systemstabilität des Energiesystems leisten.

5 Fazit und Ausblick

Der vorliegende Artikel hat zum Ziel, einerseits branchenspezifische Lastprofile des Sektors GHD fortzuschreiben sowie andererseits aktuelle wie zukünftige technische Lastflexibilisierungspotenziale in räumlich und zeitlich hoher Auflösung zu ermitteln. Beides wurde ermöglicht durch eine Analyse branchen- und technologiespezifischer Lastprofile, die mithilfe eines neuartigen Bottom-Up-Modellierungsansatz aus [8] entwickelt wurden. Bei den

betrachteten Branchen handelt es sich um Handel (WZ47), Beherbergung (WZ55), Büroähnliche Betriebe (WZ64-71), Schulen (WZ85) sowie Krankenhäuser (WZ86), die in der Summe etwa 62 % des gesamten Stromverbrauchs sowie etwa 74 % des flexibilisierbaren Lastanteils des gesamten GHD-Sektors verantworten.

Im ersten Modul des vorliegenden Artikels, der Verbrauchsfortschreibung, konnten mithilfe literaturbasierter Szenarien zukünftige Stromverbräuche des Jahres 2035 für einzelne Querschnittstechnologien ermittelt und auf ausgewählte Branchen allokiert werden. Aufgrund der antizipierten Verbrauchssteigerung einzelner Technologien (insbesondere IKT) bei Verbrauchsrückgang anderer Technologien (insbesondere Beleuchtung) und gleichzeitigem Technologiewechsel (von Nachtspeicherheizungen auf Wärmepumpen) ändern sich die Stromverbrauchsanteile einzelner Technologien in den jeweiligen Branchen. Aufgrund dieser Änderung technologiespezifischer Anteile lassen sich kleine bis signifikante Änderungen der Lastprofile einzelner Branchen ausmachen, die sich etwa im Verhältnis von Spitzenlast zu Grundlast zeigen. Es zeigte sich, dass insbesondere im Handel zukünftig ausgeprägtere Lastspitzen zu erwarten sind. Zudem zeigt sich im Bereich der Krankenhäuser ein in beiden Szenarien gesteigerter zukünftiger Stromverbrauch. Die Branchen der büroähnlichen Betriebe, der Beherbergung sowie der Schulen zeigen in den beiden betrachteten Szenarien gegenläufige Tendenzen. Im als wahrscheinlicher erachteten Basisszenario geht der Stromverbrauch dieser drei Branchen allerdings zurück, wobei sich das Verhältnis von Spitzenlast zu Grundlast nicht wesentlich veränderte. Die fortgeschriebenen Profile sind im digitalen Anhang dieses Artikels veröffentlicht.

Im zweiten Teil dieses Artikels konnten branchen- und technologiespezifische technische Lastflexibilisierungspotenziale ermittelt werden. Im Unterschied zu vorangegangenen Studien greift die vorliegende Analyse dabei auf branchen- und technologiespezifische Lastprofile zurück, die an aktuellen Branchenlastprofilen validiert wurden. Zudem wurden Lastflexibilisierungspotenziale sowie verschiebbare Energiemengen in hoher zeitlicher Auflösung mit saisonalen Restriktionen betrachtet, was zu einer realistischeren und genaueren Einschätzung verfügbarer Potenziale führt. Auch die Regionalisierung der Lastflexibilisierungspotenziale kann in zukünftigen Untersuchungen dabei helfen, lokale Netzengpässe zu reduzieren, und damit eine wirtschaftliche Alternative für Netzausbauvorhaben oder Kurzzeitspeicher bilden. Die Ermittlung der Lastflexibilisierungspotenziale folgte dabei dem Ansatz von [17] und konnte für das Jahr 2018 sowie für zwei Szenarien des Jahres 2035 durchgeführt werden. Über alle Szenarien hinweg bieten Klimakälte sowie Raumwärme und Warmwasser branchenübergreifend hohe Potenziale hinsichtlich schaltbarer Lasten. Die Klimakälte unterliegt dagegen starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Raumwärme und Warmwasser haben aufgrund hoher Verschiebedauern zudem immense Potenziale verschiebbarer Energiemengen. Aber auch Raumwärme und Warmwasser schwanken in den meisten Branchen tageszeitlich und leicht saisonal. Eine Ausnahme bilden Krankenhäuser, die aufgrund konstanter Anwesenheitsprofile bei allen Technologien außer der Klimakälte zeitlich sehr konstante Flexibilisierungspotenziale zur Verfügung stellen. Auch das Potenzial der Prozesskälte im Handel sowie Raumwärme, Warmwasser, Prozesskälte und Lüftung in der Beherbergung zeigen eine zeitliche Konstanz. Ein Abgleich der identifizierten Potenziale mit Literaturwerten unterstreicht die Plausibilität des vorliegenden Ansatzes. Durch die Analyse

der fünf Branchen konnten große technische Lastflexibilisierungspotenziale im Sektor GHD zeitlich und regional hochaufgelöst identifiziert werden.

Die vorliegenden Ansätze der Fortschreibung sowie der Lastflexibilisierungspotenzialermittlung bieten noch Möglichkeiten der Weiterentwicklung. So könnten etwa die in [8] entwickelten branchen- und technologiespezifischen Lastprofile weiterentwickelt werden. Hier würde sich insbesondere eine Modellierung des Stromverbrauchs der Elektromobilität anbieten, die sich zukünftig im gewerblichen Stromlastprofil durch Laden am Arbeitsplatz zeigen wird. Neben den Wärmepumpen bietet die Elektromobilität ein sehr großes Potenzial (und die Notwendigkeit) zum effizienten Lastmanagement, um die Netze zu entlasten [38, S. 33], [39]. Darüber hinaus wurde der Anteil der elektrischen Wärmebereitstellung mangels Literaturangaben auch für das Jahr 2035 auf 70 % Warmwasser und 30 % Raumwärme angesetzt. Es erscheint plausibel, dass sich vor dem Hintergrund der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmebereitstellung dieser Anteil zukünftig in Richtung höherer Raumwärmeanteile entwickeln wird. Des Weiteren konnten aufgrund mangelnder Daten die Auswirkungen der Corona-Pandemie nicht berücksichtigt werden. Der Fokus auf anwendungsspezifischen Stromverbräuchen lässt aber vermuten, dass die hier vorgenommene Modellierung auch in einer Zeit post-Corona plausibel sein sollte, selbst wenn sich einzelne anwendungsspezifische Verbräuche langfristig teilweise zwischen Wirtschaftszweigen verlagern sollten – etwa aus dem Büro in den Haushalt.

Die regionalisierten Flexibilitätspotenziale können zukünftig mit Informationen zu Netzengpässen und Netzausbaupfaden sowie zur regionalisierten Residuallast zusammengebracht werden, um konkrete wirtschaftliche Lastverschiebungspotenziale zu ermitteln. Die Erschließung der im vorliegenden Ansatz identifizierten gewerblichen Lastflexibilisierungspotenziale ist jedoch mit Hemmnissen verbunden. Mit einer geringen Energieintensität von etwa 1 % fehlen Unternehmen des GHD-Sektors oftmals Anreize, die Einsparpotenziale durch Effizienzmaßnahmen und Lastflexibilisierung zu erschließen [15, S. 70]. Demzufolge besteht ein Forschungsbedarf in der technologischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Erschließung dieser Potenziale.

6 Anhang

6.1 Rahmenannahmen der Szenarioanalyse

Tabelle 4: Steigerung bzw. Reduktion des Anteils der Energiebezugsfläche an der Gesamtfläche des Sektors GHD zwischen 2018 und 2035. Eigene Berechnung mit Werten aus [15, S. 64]

WZ Branche	47 Handel	55 Beherbergung	6471 Bürobetriebe	85 Schulen	86 Krankenhäuser
Anteils- entwicklung	2,04%	0,11%	0,10%	-0,42%	0,78%

Tabelle 5: Parametrierung der wesentlichen Treiber des zukünftigen Energieverbrauchs im GHD-Sektor aus [15, S. 63]

Parameter	Parametrierung
Beschäftigte	Szenariounabhängig, +2,5 % bis 2050 (Basisjahr 2010)
Strompreise	Aus den Ergebnissen der Stromsystemmodellierung abgeleitet
Energiebezugsfläche	szenariounabhängig Flächenwachstum: +14,7 % bis 2050 (Basisjahr 2010), Fläche pro Beschäftigten: +11,9 % bis 2050 (Basisjahr 2010) Automation: geringere Anzahl Beschäftigter pro Laden; Logistik: weniger Lagerfläche; Trends: Open Spaces in den neuen Bürogebäuden
Technischer Fortschritt	szenariounabhängig (autonomes technisches Lernen), 0,5 %/a bis 1,0 %/a Strompreisanstieg hat einen starken Einfluss (ambitioniertere Sparmaßnahmen)
Implizite Diskontierungsrate	Minimalstandards: 15 % bis 40 % zwischen 2010 und 2020 35 % im Referenzszenario 15 % bis 20 % im Basisszenario

6.2 Szenarienbasierte Jahresstromverbräuche je Branche und Querschnittstechnologie

Tabelle 6: Anwendungsbilanz des Jahres 2018 in PJ/a. Eigene Berechnung mit Werten aus [22, S. 84] sowie [30, S. 9]; *FB: Fragebogen der Breitenbefragung

Branche Anwendungen [PJ/a]	Bel.	Mech. En.	IKT	Klimak.	Prozessk.	Prozessw.	Raumw. & WW	Gesamt
Baugewerbe	6,66	2,50	1,35	0,47	0,00	0,45	3,63	15,1
Büroähnliche Betriebe	49,19	4,64	49,08	4,19	3,35	1,82	9,09	121,3
Herstellungsbetriebe	5,55	5,71	1,80	0,00	0,00	0,00	1,82	14,9
Handel	40,69	7,49	8,55	2,33	20,10	2,72	9,54	91,4
Krankenhäuser	4,44	6,06	2,70	1,40	0,48	7,72	1,82	24,6
Schulen	10,73	0,36	1,80	0,00	0,00	0,45	0,91	14,2
Bäder	0,74	3,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,7
Beherbergung	19,60	17,12	4,50	0,93	11,96	9,53	12,27	75,9
Backgewerbe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,36	0,00	1,4
Fleischereien	0,37	0,00	0,00	0,00	0,48	0,45	0,00	1,3
Restl. Nahrungsmittelgew.	0,37	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7
Wäschereien	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	1,3
Landwirtschaft	4,07	6,42	0,90	1,86	0,48	0,00	3,18	16,9
Gartenbau	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	1,2
Flughäfen	1,85	1,43	0,45	0,47	0,00	0,45	0,91	5,6
Textil, Bekleidung, Spedition	2,22	0,36	0,90	0,00	0,00	0,00	0,91	4,4
Nicht über FB erfasste Betriebe*	4,07	28,18	18,46	0,00	13,88	1,82	1,36	67,8
Übrige	21,45	30,67	4,50	0,47	0,48	0,91	0,91	59,4
Gesamt	173,1	115,2	95,0	12,1	51,2	28,6	46,8	522,0

Tabelle 7: Anwendungsbilanz des Basisszenarios (2035) in PJ/a. Eigene Berechnung mit Werten aus [22, S. 84], [30, S. 9] sowie [15, S. 69, 123]

Branche Anwendungen [PJ/a]	Bel.	Mech. En.	IKT	Klimak.	Prozessk.	Prozessw.	Raumw. & WW	Gesamt
Baugewerbe	5,13	2,76	1,62	0,52	0,00	0,40	3,36	13,79
Büroähnliche Betriebe	38,04	5,15	59,08	4,66	2,61	1,61	8,43	119,59
Herstellungsbetriebe	4,27	6,32	2,16	0,00	0,00	0,00	1,68	14,43
Handel	34,46	9,11	11,28	2,84	17,16	2,64	9,69	87,19
Krankenhäuser	4,05	7,95	3,84	1,83	0,44	8,07	1,99	28,18
Schulen	6,95	0,33	1,82	0,00	0,00	0,34	0,71	10,14
Bäder	0,57	4,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,91
Beherbergung	15,10	18,95	5,40	1,03	9,29	8,42	11,34	69,53
Backgewerbe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	0,00	1,20
Fleischereien	0,28	0,00	0,00	0,00	0,37	0,40	0,00	1,06
Restl. Nahrungsmittelgew.	0,28	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68
Wäschereien	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	1,09
Landwirtschaft	3,13	7,11	1,08	2,07	0,37	0,00	2,94	16,70
Gartenbau	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,99
Flughäfen	1,42	1,58	0,54	0,52	0,00	0,40	0,84	5,30
Textil, Bekleidung, Spedition	1,71	0,39	1,08	0,00	0,00	0,00	0,84	4,02
Nicht über FB erfasste Betriebe								0,00
Übrige	21,45	30,67	4,50	0,47	0,48	0,91	0,91	59,39
Gesamt	129,0	90,5	92,1	13,9	30,5	24,9	42,9	423,8

Tabelle 8: Anwendungsbilanz des Referenzszenarios (2035) in PJ/a. Eigene Berechnung mit Werten aus [22, S. 84], [30, S. 9] sowie [15, S. 64–68]

Branche Anwendungen [PJ/a]	Bel.	Mech. En.	IKT	Klimak.	Prozess k.	Prozess w.	Raumw. & WW	Gesamt
Baugewerbe	5,95	3,27	1,70	0,69	0,00	0,40	3,75	15,76
Büroähnliche Betriebe	44,13	6,09	61,84	6,22	2,68	1,61	9,41	131,98
Herstellungsbetriebe	4,96	7,47	2,26	0,00	0,00	0,00	1,88	16,57
Handel	39,97	10,78	11,81	3,79	17,59	2,64	10,83	97,41
Krankenhäuser	4,70	9,41	4,02	2,45	0,45	8,07	2,22	31,32
Schulen	8,06	0,39	1,90	0,00	0,00	0,34	0,79	11,48
Bäder	0,66	5,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,80
Beherbergung	17,52	22,42	5,65	1,38	9,53	8,42	12,66	77,57
Backgewerbe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	0,00	1,20
Fleischereien	0,33	0,00	0,00	0,00	0,38	0,40	0,00	1,11
Restl. Nahrungsmittelgew.	0,33	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80
Wäschereien	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	1,13
Landwirtschaft	3,64	8,41	1,13	2,76	0,38	0,00	3,28	19,59
Gartenbau	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	1,13
Flughäfen	1,65	1,87	0,57	0,69	0,00	0,40	0,94	6,11
Textil, Bekleidung, Spedition Nicht über FB erfasste Betriebe	1,98	0,47	1,13	0,00	0,00	0,00	0,94	4,52
Übrige	21,45	30,95	4,50	0,47	0,48	0,91	0,91	59,67
Gesamt	149,6	107,1	96,3	18,5	31,3	24,9	47,9	475,7

Tabelle 9: Branchenanteile am flexibilisierbaren Stromverbrauch im Basisszenario (2035) in PJ/a. Eigene Berechnung mit Werten aus [22, S. 84], [30, S. 9] sowie [15, S. 69, 123]. In diesem Artikel betrachtete Branchen sind hellorange unterlegt.

Branche Anwendungen [PJ/a]	Lüftung	Klimak.	Prozess k.	Raumw. & WW	Gesamt	Anteil
Baugewerbe	0,66	0,52	0,00	3,36	4,54	4,1%
Büroähnliche Betriebe	1,24	4,66	2,61	8,43	16,94	15,3%
Herstellungsbetriebe	1,52	0,00	0,00	1,68	3,20	2,9%
Handel	2,19	2,84	17,16	9,69	31,88	28,8%
Krankenhäuser	1,91	1,83	0,44	1,99	6,17	5,6%
Schulen	0,08	0,00	0,00	0,71	0,79	0,7%
Bäder	1,04	0,00	0,00	0,00	1,04	0,9%
Beherbergung	4,55	1,03	9,29	11,34	26,21	23,7%
Backgewerbe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Fleischereien	0,00	0,00	0,37	0,00	0,37	0,3%
Restl. Nahrungsmittelgew.	0,09	0,00	0,00	0,00	0,09	0,1%
Wäschereien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Landwirtschaft	1,71	2,07	0,37	2,94	7,08	6,4%
Gartenbau	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42	0,4%
Flughäfen	0,38	0,52	0,00	0,84	1,73	1,6%
Textil, Bekleidung, Spedition	0,09	0,00	0,00	0,84	0,93	0,8%
Übrige	0,00				0,00	8,3%
Gesamt	7,36	0,47	0,48	0,91	9,21	100,0%

6.3 Fortgeschriebene Lastprofile

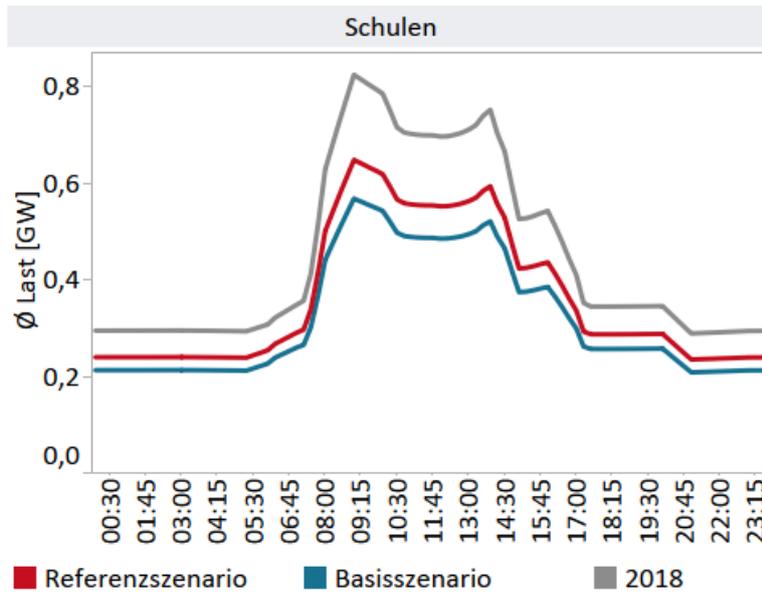


Abbildung 12: Elektrisches Lastprofil der Schulen im Jahr 2035 je Szenario im Vergleich mit dem modellierten Summenlastgang des Jahres 2018, Darstellung einer Durchschnittswoche

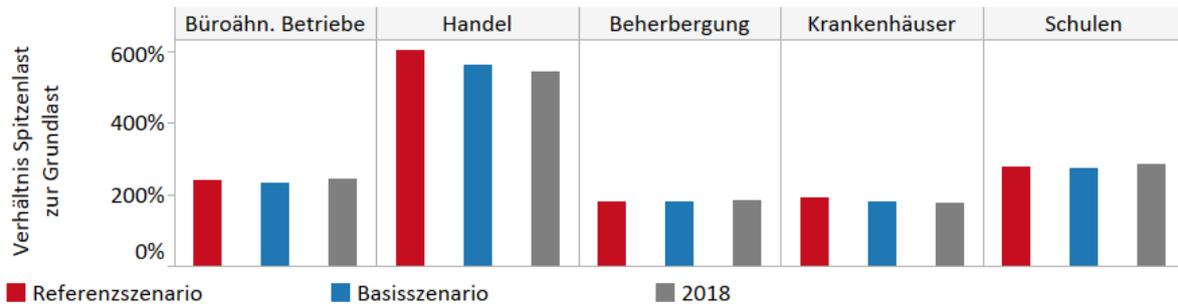


Abbildung 13: Das Verhältnis der Spitzenlast zur Grundlast in modellierten Szenarien im Vergleich zum Jahr 2018

6.4 Flexibilisierungspotenziale

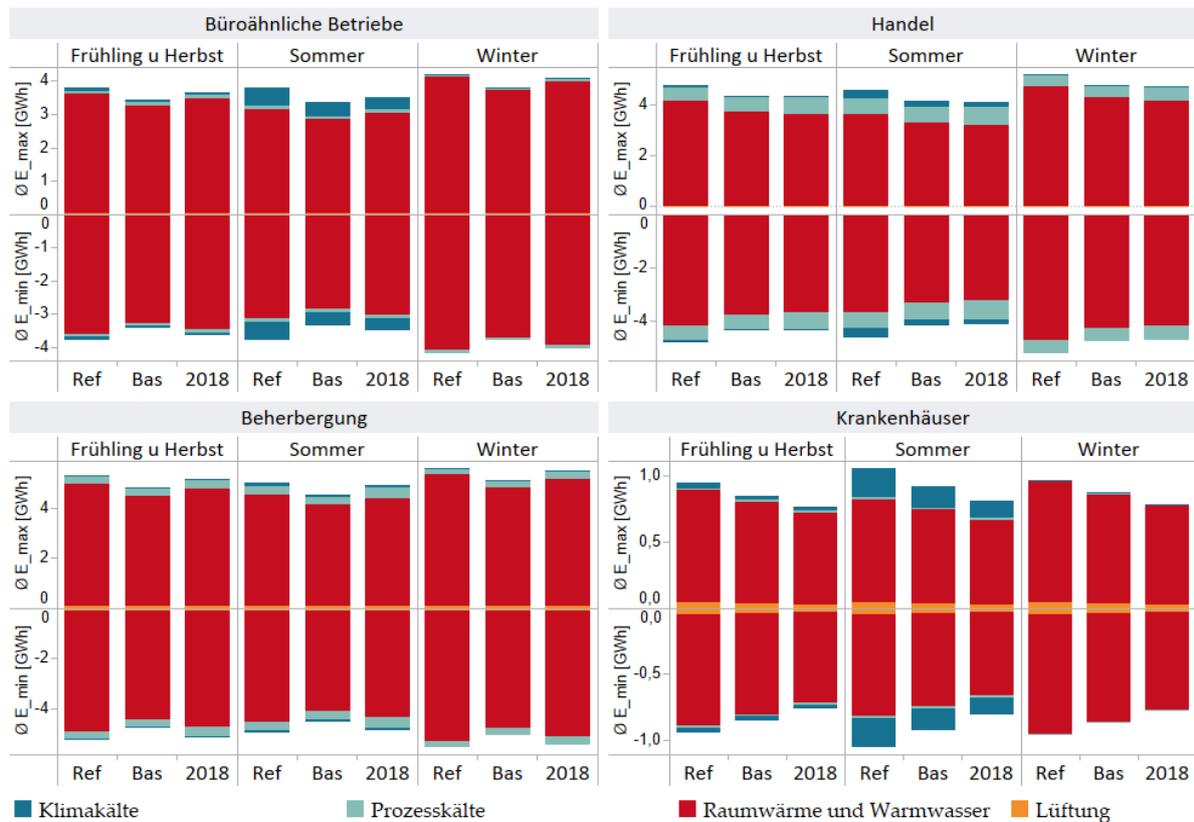


Abbildung 14: Technologiespezifische durchschnittliche verschiebbare Energiemengen nach Branchen, Saisons und Szenarien; Ref – Referenzszenario, Bas – Basisszenario, 2018 – Status Quo

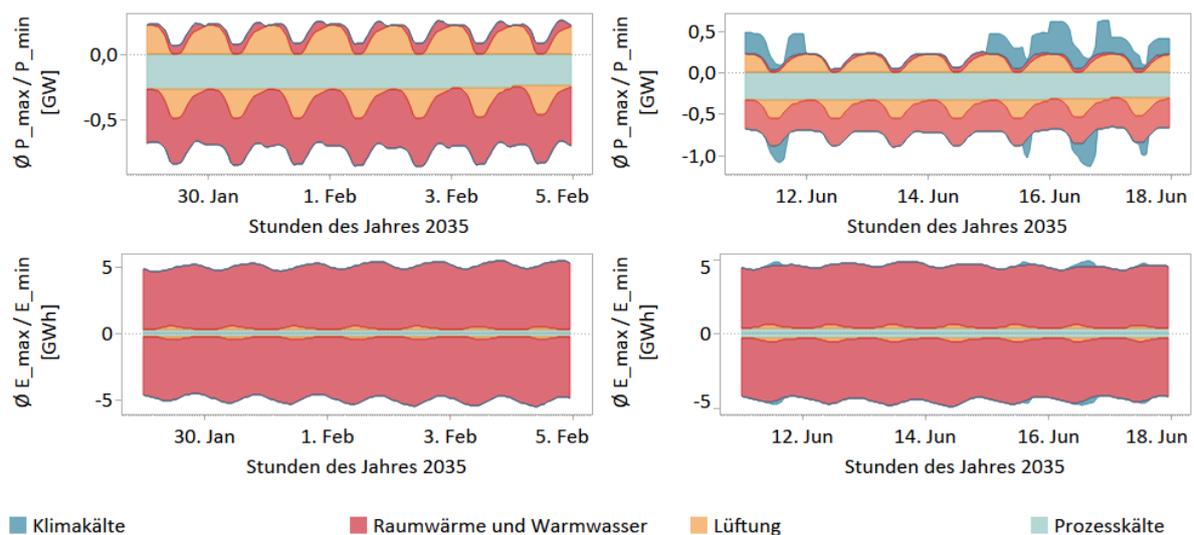


Abbildung 15: Stundenweise durchschnittlich schaltbare Lasten und verschiebbare Energiemengen der Beherbergung in einer Winter- und Sommerwoche (Montag-Sonntag) im Basisszenario

6.5 Regionalisierte Flexibilisierungspotenziale

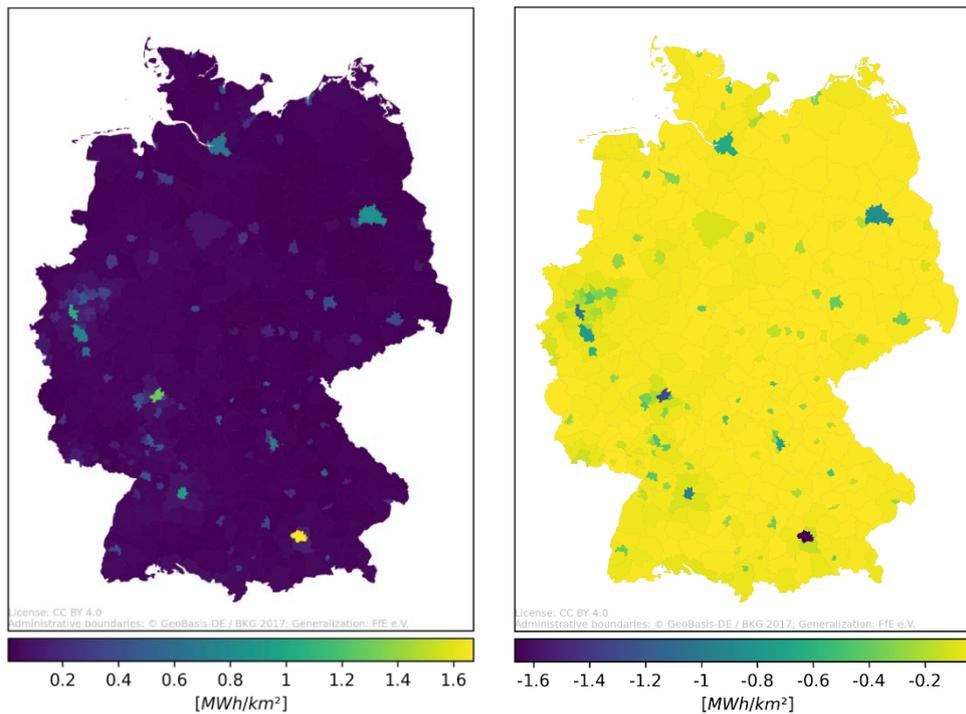


Abbildung 16: Durchschnittliche flächenspezifische verschiebbare Energiemengen (links: E_{max} , rechts: E_{min}) je Landkreis des Basisszenarios, Abbildung erstellt mithilfe von [6]

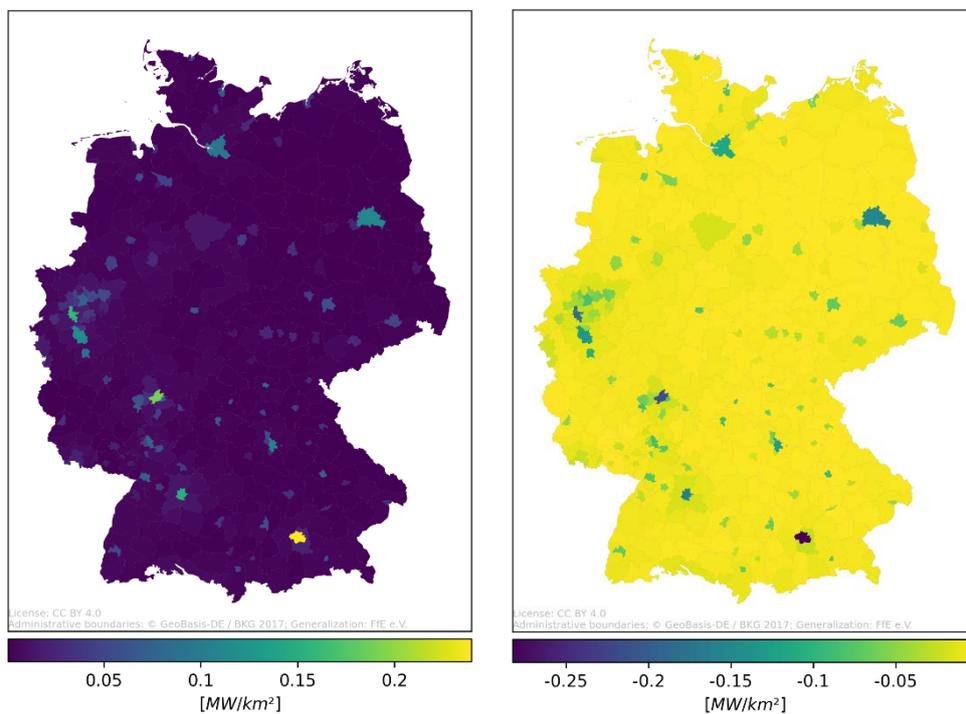


Abbildung 17: Durchschnittliches flächenspezifisches Lastflexibilisierungspotenzial (links: P_{max} , rechts: P_{min}) je Landkreis des Basisszenarios, Abbildung erstellt mithilfe von [6]

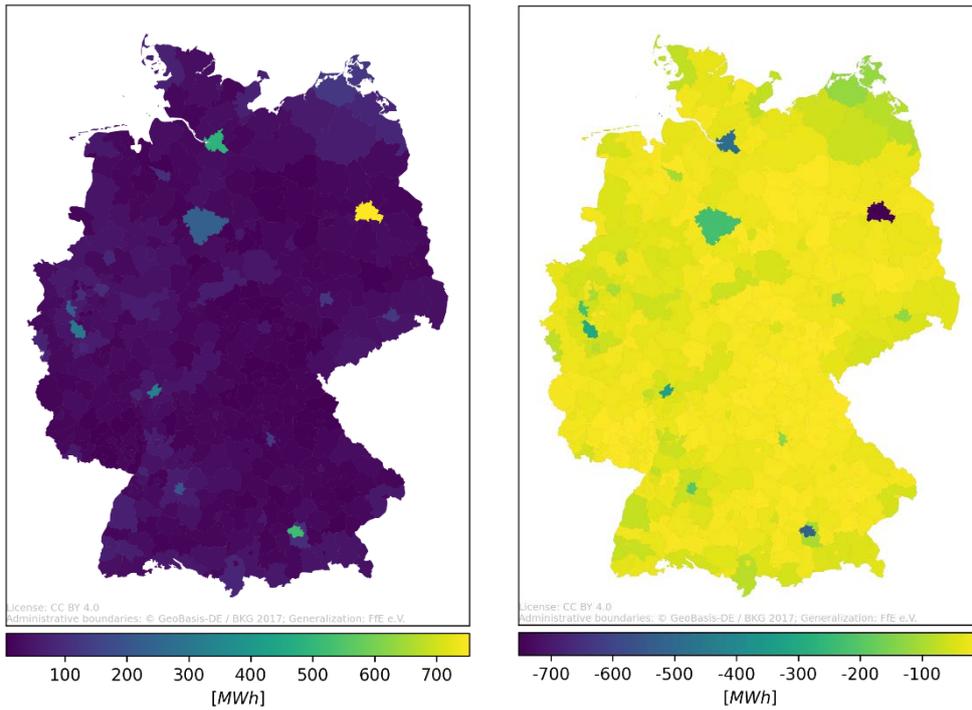


Abbildung 18: Durchschnittliche verschiebbare Energiemengen (links: E_{max} , rechts: E_{min}) je Landkreis des Basisszenarios, Abbildung erstellt mithilfe von [6]

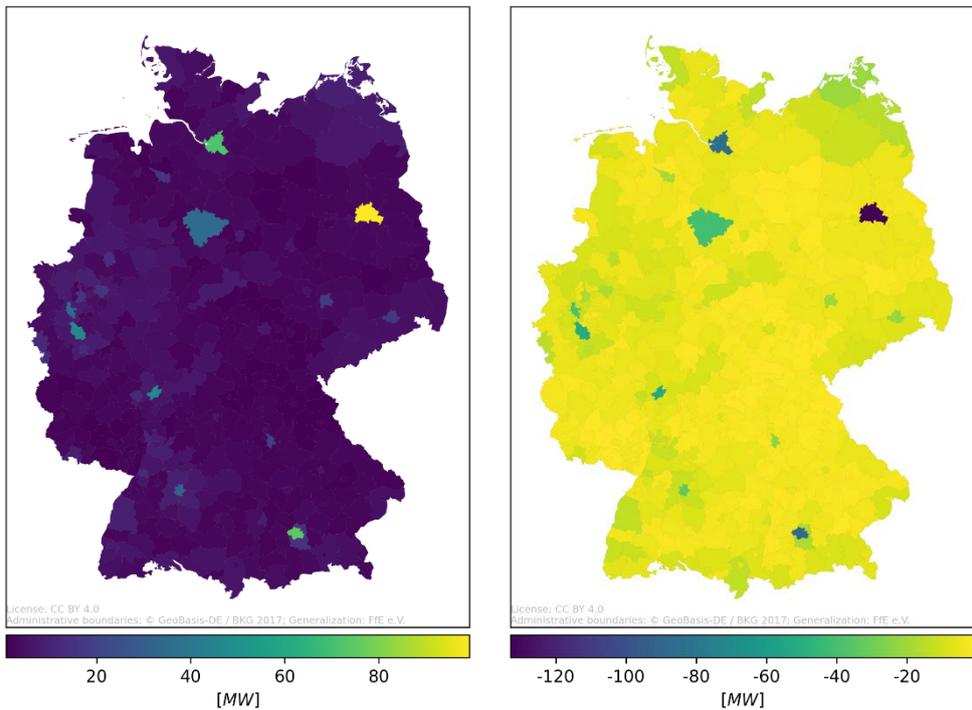


Abbildung 19: Durchschnittliches Lastflexibilisierungspotenzial (links: P_{max} , rechts: P_{min}) je Landkreis des Basisszenarios, Abbildung erstellt mithilfe von [6]

Literatur

- [1] S. Seim, T. Böckmann, J. Kochems, und J. Müller-Kirchenbauer, „Fortschreibung gewerblicher Lastprofile und Quantifizierung regionalisierter Lastflexibilisierungspotenziale“, *Working Paper Energie und Ressourcen*, 2021, doi: 10.5281/zenodo.4817512.
- [2] F. Gotzens u. a., „DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen: Abschlussbericht“, 2020, doi: 10.34805/FFE-119-20.
- [3] A. Toktarova, L. Gruber, M. Hlusiak, D. Bogdanov, und C. Breyer, „Long term load projection in high resolution for all countries globally“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Bd. 111, S. 160–181, Okt. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.055.
- [4] B. Pfluger, B. Tersteegen, und B. Franke, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen“, Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-0-zentrale-ergebnisse-und-schlussfolgerungen.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [5] S. Seim, P. Verwiebe, K. Blech, C. Gerwin, und J. Müller-Kirchenbauer, „Die Datenlandschaft der deutschen Energiewirtschaft“, *ER Working Paper, Zenodo*, Nov. 2019, doi: 10.5281/zenodo.3556719.
- [6] P. Verwiebe, F. Gotzens, und M. Held, *DemandRegio - Disaggregator*. DemandRegioTeam, 2020. Zugegriffen: Jan. 14, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/DemandRegioTeam/disaggregator>
- [7] Seim, Stephan, Ruedt, Daniel, Wu, Qi, Held, Maike, Verwiebe, Paul, und Mueller-Kirchenbauer, Joachim, „Regression-based electricity load profiles of 32 industrial and commercial subsectors in Germany“, März 2021, doi: 10.5281/ZENODO.4576493.
- [8] T. Böckmann, S. Seim, P. Verwiebe, und J. Müller-Kirchenbauer, „Ingenieurwissenschaftliche Modellierung branchen- und technologiespezifischer Lastprofile des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)“, *Working Paper Energie und Ressourcen*, 2021, doi: 10.5281/zenodo.4817980.
- [9] M. Wietschel, T. Fleiter, und S. Hirzel, „Modellierung der Energienachfrage - der wesentliche Baustein für zukünftige Energieszenarien“, in *Energieszenarien - Konstruktion, Bewertung und Wirkung - „Anbieter“ und „Nachfrager“ im Dialog*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Hrsg. KIT Scientific Publishing, 2011, S. 41–51.
- [10] T. Böckmann und S. Seim, *Modellierung von Stromlastgängen der Querschnittstechnologien im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zur Fortschreibung und Potenzialanalyse der Nachfrageflexibilisierung*. Technische Universität Berlin, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://github.com/tillboeckmann/stromlastprofile_GHD, doi: 10.5281/zenodo.4906801.
- [11] P. Verwiebe, S. Seim, S. Burges, und J. Müller-Kirchenbauer, „Modelling final energy demand – A systematic literature review“, März 2021, doi: 10.5281/ZENODO.4610502.
- [12] HTW Berlin, „Links zu Lastprofilen und Wetterdaten“. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten-und-simulation-links/>
- [13] R. Elstrand, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa, und M. Wietschel, „Netzentwicklungsplan Strom. Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile - Begleitgutachten“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, Study on behalf of the distribution network operators, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-435284.html>
- [14] S. Prehofer, W. Hauser, U. Fahl, A. Gillich, und W. Weimer-Jehle, „Analyse ‚Lastprofilwandel‘ - Kopernikus-Projekt ‚ENavi‘“. http://www.zirius.eu/projects/enavi_lastprofilwandel_res4.htm#res4 (zugegriffen März 12, 2021).

- [15] B. Pfluger, B. Tersteegen, und B. Franke, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario“, Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu, Karlsruhe, Aachen, Heidelberg, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2017. Zugegriffen: Feb. 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [16] J. Kochems, „Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland - Bestandsaufnahme und Entwicklungsprojektionen“, Graz/Austria, 14.02 2020, S. 21. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4/files/lf/Session_E5/553_LF_Kochems.pdf
- [17] W. Heitkoetter, B. U. Schyska, D. Schmidt, W. Medjroubi, T. Vogt, und C. Agert, „Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset“, *arXiv:2009.05122 [physics]*, Sep. 2020, Zugegriffen: März 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/abs/2009.05122>
- [18] H. C. Gils, „Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage“, University of Stuttgart, 2015. Zugegriffen: Jan. 03, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwjW6uy1vefmAhUG4aQKHZYTCJAQFjABegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Felib.uni-stuttgart.de%2Fbitstream%2F11682%2F6905%2F1%2FGils_Dissertation_online.pdf&usq=AOvVaw3-WNZBc5Yl2avgobk76JvY
- [19] M. Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente umweltfreundliche Energieversorgung“, Stuttgart, 2017.
- [20] T. Ladwig, „Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://d-nb.info/1163200646/34>
- [21] D. Kleinhans, „Towards a systematic characterization of the potential of demand side management“, *arXiv:1401.4121 [physics]*, Jan. 2014, Zugegriffen: Feb. 23, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/abs/1401.4121>
- [22] B. Schломann *u. a.*, „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013“, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES), GfK, Fraunhofer ISI, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik IfE der TU München, Karlsruhe, München, Nürnberg, Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Schlussbericht-GHD_2006-2013_Februar2015.pdf
- [23] „DemandRegio – opendata.ffe.de“. <http://opendata.ffe.de/project/demandregio/>
- [24] M. Jakob, S. Kallio, und T. Boßmann, „Generating electricity demand-side load profiles of the tertiary sector for selected European countries“, in *8th international conference on energy efficiency in commercial buildings (IEECB'14)*, 1.-3. April 2014, Frankfurt Messe, 2014, S. 333–346.
- [25] J. Repenning *u. a.*, „Klimaschutzszenario 2050“, Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI, 2. Endbericht, Dez. 2015. Zugegriffen: Feb. 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>
- [26] M. Schlesinger *u. a.*, „Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose“, Basel/Köln/Osnabrück, Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2014. Zugegriffen: Feb. 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- [27] A. Kemmler *u. a.*, „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050“, Prognos AG; Fraunhofer ISI; GWS; iinas, Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030, 2020. Zugegriffen: Feb. 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter:

- https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [28] T. Zipperle, „Modellierung von Transformationspfaden für einen optimierten Energieeinsatz im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“, *Dissertation*, S. 139, 2019.
- [29] Bundesregierung, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, S. 40, 2010.
- [30] C. Rohde, „Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD“, Karlsruhe, Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi_industrie_ghd_18.pdf
- [31] A. Kies, B. Schyska, und L. von Bremen, „The Demand Side Management Potential to Balance a Highly Renewable European Power System“, *Energies*, Bd. 9, Nr. 11, S. 955, Nov. 2016, doi: 10.3390/en9110955.
- [32] M. Klobasa, „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“, ETH Zurich, 2007. doi: 10.3929/ETHZ-A-005484330.
- [33] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer, und B. Tersteegen, „Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts“, Neon, Consentec, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [34] „Netzentwicklungsplan Strom 2035“, 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Jan. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Teil1.pdf
- [35] J. Bertsch *u. a.*, „Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität“, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (ewi), Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT), Status-Quo-Analyse und Metastudie, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/09/SynErgie_Metastudie_Vermarktung.pdf
- [36] I. Stadler und F. Eckert, „Lastmanagement als Energiespeicher“, in *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, M. Sterner und I. Stadler, Hrsg. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 619–644. doi: 10.1007/978-3-662-48893-5_11.
- [37] D. Fürstenwerth und L. Waldmann, „Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz“, Agora Energiewende, Berlin, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf
- [38] „Netzentwicklungsplan Strom 2035“, 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Version 2021, Jan. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Teil1.pdf
- [39] F. M. Andersen, G. Henningsen, N. F. Møller, und H. V. Larsen, „Long-term projections of the hourly electricity consumption in Danish municipalities“, *Energy*, Bd. 186, S. 115890, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.115890.