

SYSTEMISCHE UND NUTZERSPEZIFISCHE KOSTENWIRKUNGEN EINES FLEXIBLEN WÄRMEPUMPENEINSATZES

Matthias KÜHNBACH (*), Anke ESSER, Marian KLOBASA

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, D-76137
Karlsruhe, +49 721 6809-147, matthias.kuehnbach@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Kurzfassung: Wärmepumpen werden im Haushalts- und Tertiärsektor als vielversprechende Sektorkopplungstechnologie gesehen, die durch die Bereitstellung lastseitiger Flexibilität einen Beitrag zur Integration von EE leisten kann. Innerhalb dieser Arbeit wird daher das stündlich aufgelöste Nachfragemodell eLOAD mit einem Elektrizitätsmarktmodell gekoppelt, um den Lastmanagement Einsatz von Wärmepumpen zu optimieren. Dabei wird zum einen auf Kostenwirkungen aus Sicht des Betreibers und zum anderen auf systemische Auswirkungen der Lastverschiebung eingegangen.

Keywords: Stromnachfragemodellierung, Lastmanagement, Wärmepumpe

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Erneuerbare Energiequellen sollen bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent am Bruttostromverbrauch Deutschlands ausmachen (§1, Abs. 1 EEG¹ 2017). Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE), insbesondere von Windenergie und Photovoltaik, führt einerseits zu einer sukzessiven Reduzierung der Nutzung fossiler Rohstoffe. Andererseits steigt mit fortschreitendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der installierten Leistung der Anteil volatiler, wetterabhängiger Erzeugung. Neben der daraus resultierenden Herausforderung, auch zu Zeiten von Dunkelflauten die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, steigen dadurch die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement (Ecofys und Fraunhofer IWES, 2017). Auf der Nachfrageseite führt die Elektrifizierung von Prozessen, die bislang nicht strombasiert betrieben werden (Sektorkopplung) zukünftig zu strukturellen Änderungen der Systemlastkurve über das Jahr und über den Tag sowie zu verlagerten oder zunehmenden Spitzenlasten (Eisland et al., 2016).

Die beschriebenen Effekte unterstreichen, dass sowohl die Integration Erneuerbarer Energien als auch die Reaktion auf nachfrageseitige Trends eine Flexibilisierung des gesamten Stromsystems und damit einhergehend Konzepte, die die Aktivierung von Lastflexibilität unterstützen, erfordern (Friedrichsen et al., 2015). Durch die Flexibilisierung nachfrageseitiger Lasten sowie deren gezielte Steuerung kann eine situativ vorhandene Diskrepanz zwischen Stromangebot und Nachfrage ausgeglichen werden: Das sogenannte Lastmanagement glättet

¹ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) der Bundesrepublik Deutschland

den Lastverlauf und leistet dadurch einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Erzeugung (Boßmann und Wietschel, 2015; Bauknecht et al., 2016).

Aktuell wird Lastmanagement in Deutschland und Europa insbesondere von Industrieunternehmen, beispielsweise in der Aluminiumindustrie oder Elektrostahlerzeugung, durchgeführt. Die Vermarktung erfolgt vorwiegend über den Regelleistungsmarkt oder die Verordnung zu abschaltbaren Lasten², obgleich eine direkte oder indirekte Vermarktung (über Aggregatoren) am Spotmarkt möglich ist (Eßer et al., 2016).

Innerhalb des Haushaltssektors wurden vor allem Anwendungen, die mit einer geringen Notwendigkeit zur Anpassung des Nutzerverhaltens einhergehen und darüber hinaus automatisiert betrieben werden können, als geeignete Anwendungen für Lastmanagement identifiziert (vgl. Timpe, 2009; Hamidi et al., 2009). In diesem Zusammenhang werden insbesondere Wärmepumpen als vielversprechende Technologie mit großem Potenzial für Lastmanagement genannt und auf verschiedene Fragestellungen hin untersucht. Dies betrifft unter anderem allgemeine Strategien zur Verschiebung der Wärmepumpenlast (Arteconi et al., 2013), das technische Lastverschiebungspotenzial (Buber et al., 2013) oder das ökonomische Potenzial unter Berücksichtigung von regulatorischen Rahmenbedingungen (Prügler, 2013; Schibuola et al., 2015). Innerhalb der vorliegenden Literatur sind zwei unterschiedliche Stränge zu erkennen: Einerseits fokussieren bestehende Ansätze auf die detaillierte Abbildung des Lastmanagementpotentials von Wärmepumpen - aggregiert oder für Einzelanlagen - beispielsweise zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils und zur Reduzierung der Spitzenlast innerhalb eines Haushaltes, vernachlässigen jedoch Systemwirkungen (Boßmann et al., 2015; Kreuder und Spataru, 2015; Vanhoudt et al., 2014). Oder sie bilden den Strommarkt, etwa mithilfe eines Kraftwerkseinsatzmodells, detailliert ab, nutzen dafür allerdings eine vereinfachte Abbildung von Wärmepumpenflexibilität (Bauknecht et al., 2016).

Für Deutschland kaum untersucht sind indes Rückkopplungen zwischen dem durch ökonomische Anreize bedingten Verhalten flexibler Wärmepumpen und dem Stromsystem. Daher wurde am Fraunhofer ISI ein Modellansatz entwickelt, der bottom-up-basiert eine detaillierte Abbildung des dezentralen Einsatzes von Flexibilität ermöglicht und gleichzeitig die Auswirkungen auf den Strommarkt modelliert. Dieser Ansatz wird genutzt, um folgende Fragestellungen für den Bilanzraum Deutschland und das Jahr 2030 zu untersuchen:

- Nachfrageseitig:
 - Welchen Einfluss hat der Lastmanagement Einsatz von Wärmepumpen auf die Systemlast?
 - Welche Einsparungen lassen sich für den einzelnen Wärmepumpenbesitzer erzielen?
- Erzeugungsseitig: Wie wirkt sich ein flexibler Einsatz von Wärmepumpen je nach ökonomischer Anreizstruktur auf den Großhandelspreis und den Kraftwerkseinsatz aus?

Darüber hinaus wird analysiert, welche Vor- und Nachteile die Nutzung eines Marktpreissignals aus Sicht von Anlagenbetreibern und aus systemischer Perspektive mit sich bringt, indem das Preissignal variiert wird.

² Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLAV) der Bundesrepublik Deutschland

Dieses Papier ist folgendermaßen strukturiert: Zunächst werden die innerhalb dieser Arbeit angewendeten Modelle und die darin verwendete Methodik beschrieben und erläutert sowie Rahmendaten und Grundannahmen eingeführt. Anschließend werden die Ergebnisse der einzelnen Modellierungsschritte vorgestellt. Zuletzt werden Schlussfolgerungen aus regulatorischer und betriebswirtschaftlicher Perspektive dargestellt.

2 Methodik und Daten

Die einleitend herausgearbeiteten Fragestellungen sollen modellbasiert analysiert werden. Die genutzten Modelle sowie die den Modellen zugrundeliegenden Ansätze werden innerhalb dieses Kapitels vorgestellt. Darüber hinaus wird auf die verwendete Datenbasis und die Kopplung der Modelle eingegangen.

2.1 eLOAD

Zur Modellierung der Nachfrageseite wird das Modell eLOAD (energy load curve adjustment tool) verwendet (Boßmann, 2015). Das Modell besteht aus zwei Modulen, einem Projektionsmodul und einem Demand Response Modul. Es wird verwendet, um die Transformation der Systemlast und insbesondere die Entwicklung von Spitzenlasten abzubilden. Mit dem Projektionsmodul, welches zur Berechnung der Gesamtlast dient, wird die stündlich aufgelöste nationale Stromnachfrage durch eine partielle Dekomposition der Systemlast abgebildet. Basis für die Systemlastkurve sind historische Daten in stündlicher Auflösung, unter anderem Lastganglinien, Temperaturzeitreihen und technologiespezifische Nachfrageprofile, sowie prozess- und anwendungsspezifische Stromnachfragen, kombiniert mit den entsprechenden Nachfrageprofilen. Die Systemlast des Basisjahrs wird so in einem ersten Schritt in individuelle Prozesslastprofile sowie ein verbleibendes Restprofil zerlegt. Im nächsten Schritt werden die Prozesslastprofile aus dem Basisjahr so skaliert, dass diese der jährlichen, technologiespezifischen Nachfragemenge des Zieljahres entsprechen und anschließend zur Systemlastkurve des Zieljahres zusammengesetzt. Durch diese Zerlegung und anschließende Reaggregation der Systemlast können strukturelle Änderungen der Systemlast, ausgelöst durch technologischen oder gesellschaftlichen Wandel, identifiziert werden. Für weitere Informationen zum Modellaufbau sei auf Boßmann (2015) verwiesen.

Innerhalb des Demand Response Moduls wird das Flexibilitätspotential geeigneter Anwendungen und Prozesse durch Anpassung der stündlichen Nachfrage unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Restriktionen ermittelt. Dazu wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem verwendet, in dessen Zielfunktion die Gesamtkosten des Einsatzes der flexiblen Anwendungen und Prozesse minimiert werden:

$$\text{Min} \sum_{h=h_{\min}}^{h_{\max}} \sum_{j=h_{\min}}^h P_{ls,hj} \cdot (p_j \cdot (1 + |j - h| \cdot cif_{ls}) - p_h - ac_h), h \neq j, \quad h, j \in [h_{\min}, h_{\max}]$$

Hierbei wird die Last $P_{ls,hj}$, die von der Stunde h nach j verschoben wird, mit einem Preissignal multipliziert. Dieses besteht aus der Differenz des Preises in den Stunden h und j . h_{\min} und h_{\max} stellen die Begrenzung für den Gesamtzeitraum dar. Zusätzlich werden im Fall der Flexibilisierung von Wärmepumpen Speicher- und Wirkungsgradverluste abgebildet, die durch

den Faktor cif_{ls} ausgedrückt sind. Außerdem ist die Annahme von Aktivierungskosten für Lastmanagement (ac_h) möglich.

Für die Lastverschiebung werden zunächst die negative und positive Lastgrenze P_{min} bzw. P_{max} gesetzt. P_h entspricht hier der ursprünglichen Last. $P_{h,ls}$ der zusätzlich durch Lautverschiebung hinzugekommenen Last in der Stunde h :

$$P_{min} \leq P_h + P_{h,ls} \leq P_{max}$$

Das thermische Speichermaximum und Minimum werden als zusätzliche Nebenbedingungen festgelegt, um die verschiebbare Last zu begrenzen. Anstatt die Speichergröße absolut zu definieren, wird diese bestimmt, indem zunächst über die unoptimierte Stromnachfrage der Wärmepumpe sowie die Entladung des thermischen Speichers der relative Speicherzustand zu jeder Stunde des Jahres berechnet wird. Der maximale Speicherzustand innerhalb eines Jahres wird als die Grenze des Speichers angenommen. Für weitere Informationen zur Speichermodellierung sei auf Boßmann (2015) verwiesen.

2.2 Elektrizitätsmarktmodell

Das zweite verwendete Modell ist ein Elektrizitätsmarktmodell, welches den deutschen Kraftwerkspark detailliert abbildet. Es berechnet eine stündliche Merit Order innerhalb der Systemgrenzen Deutschlands. Zur Deckung der Nachfrage werden die Grenzkosten $C_{k,h}^{var}$ der Kraftwerke k unter Nutzung von technologiespezifischen Kennwerten wie Erzeugungleistung (P_k), dem CO₂-Ausstoß ($e_k^{CO_2}$), der Effizienz in Abhängigkeit von Alter und Kraftwerkstyp ($\eta_k(t_{in,k})$) sowie von ökonomischen Parametern wie Brennstoffkosten ($p_{k,h}^{fuel}$) und Kosten für CO₂-Zertifikate ($p_h^{CO_2}$) berechnet und aufsteigend für jede Stunde des Betrachtungszeitraumes geordnet. $C_{k,h}^{st}$ entspricht dabei den Anfahrkosten, die sich aus Anfahrzeiten, Anfahrkosten, Stillstandszeiten und Brennstoffmehrbedarf zusammensetzen:

$$C_{k,h}^{var} = \frac{1}{\eta_k} \cdot P_{k,h} (p_{k,h}^{fuel} + p_h^{CO_2} \cdot e_k^{CO_2}) + C_{k,h}^{st}$$

Die Nachfrage sowie die Stromeinspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen werden exogen vorgegeben. Anschließend wird für jede Stunde das preissetzende Kraftwerk ermittelt. Hierfür wird die zur Deckung der Nachfrage (D) abzüglich Einspeisung aus EE (P_{RES}) notwendige, minimale Kraftwerksleistung berechnet. Es gilt:

$$\sum_{k=1}^K P_k \cdot on_{k,h} \geq D - P_{RES}$$

Durch die Binärvariable $on_{k,h}$ wird unter Berücksichtigung von Ausfallwahrscheinlichkeiten festgelegt, ob ein Kraftwerk zur fraglichen Stunde h einsatzfähig ist. Der Gleichgewichtspreis am Spotmarkt (Uniform Pricing) entspricht damit den marginalen Kosten des teuersten Kraftwerks, das in Stunde h zur Lastdeckung benötigt wird. Außerdem lassen sich hieraus die Erzeugungsmengen je Kraftwerk sowie die resultierenden CO₂-Emissionen berechnen. Weitere Details zum Elektrizitätsmodell sind in Michaelis (2018) zu finden.

Der Modellaufbau sowie die Schnittstellen zwischen den vorgestellten Modellen werden in Abbildung 1 zusammengefasst.

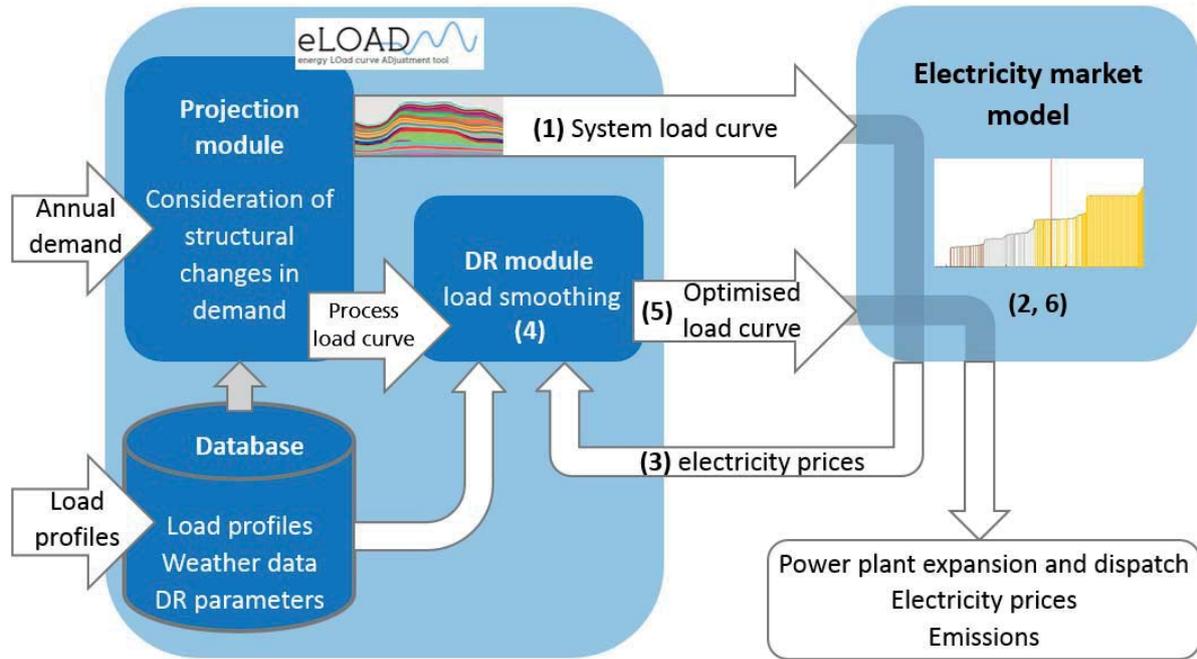


Abbildung 1: Aufbau des gekoppelten Modells

2.3 Kopplung von eLOAD und Elektrizitätsmarktmodell

Zur Modellierung des Einflusses einer flexiblen Wärmepumpennachfrage wird das Nachfragemodell eLOAD mit dem Spotmarktmodell gekoppelt (vgl. Abbildung 1). Zunächst wird die Gesamtstromnachfrage inklusive des unoptimierten Einsatzes von Wärmepumpen mit dem Projection Module von eLOAD vom Basisjahr 2014 ins Zieljahr projiziert (1). Die so berechnete Systemlast dient als Input für das Elektrizitätsmarktmodell, in welchem in einem nächsten Schritt für jede Stunde die Residuallast und auf dieser Basis der Kraftwerkseinsatz berechnet wird (2). Der mit dem Elektrizitätsmarktmodell ermittelte Marktpreis des Day-Ahead-Marktes wird sodann als Preissignal p_h an eLOAD übergeben (3). In einem weiteren eLOAD-Modellauf wird der Lastmanagementeinsatz von Wärmepumpen auf Basis dieses Preissignals optimiert (4). Zuletzt werden Auswirkungen des optimierten Wärmepumpeneinsatzes analysiert, indem der Kraftwerkseinsatz und der daraus resultierende Strompreis auf Basis der nun optimierten Systemlastzeitreihe (5) erneut innerhalb des Elektrizitätsmarktmodells ermittelt wird (6).

Durch die Kopplung wird die Abbildung von Real-time-pricing-basiertem Lastmanagement innerhalb eines Stromnachfragemodells ermöglicht. Indem die Systemlast nach Optimierung des Wärmepumpeneinsatzes erneut in das Elektrizitätsmarktmodell gespeist wird, können gleichzeitig Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz identifiziert und analysiert werden.

2.4 Datenbasis

Im Folgenden wird die Datenbasis, die zur Ermittlung des Flexibilitätspotentials der Wärmepumpen sowie der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz verwendet werden, dargestellt.

Als Zieljahr wird das Jahr 2030 gewählt, in welchem die Transformation des Stromsystems bereits weit fortgeschritten ist und gleichzeitig Wärmepumpen einen im Vergleich zum Status quo substantziellen Anteil an der Gesamtstromnachfrage aufweisen. Die Modelle werden für die vorliegende Untersuchung auf Deutschland angewendet.

eLOAD-Datenbank

Die für die Modellierung der Systemlast Prozesslastprofile sind der eLOAD-Profildatenbank entnommen, welche sich aus gemessenen und modellierten Profilen zusammensetzt. Historische Systemlasten sind der ENTSOE-Datenbank entnommen (ENTSOE, 2017). Die genutzten Profile sind sowohl tyntag- als auch - soweit erforderlich - temperaturabhängig. Sektorale und prozessspezifische jährliche Daten zur Nachfrageentwicklung sind dem am Fraunhofer ISI bearbeiteten Projekt AVerS³ entnommen.

Annahmen im Elektrizitätsmarktmodell

Die für die Berechnung der Systemlast benötigten Erzeugungsmenge aus Wind (on- und offshore) und Photovoltaik sowie deren Struktur ist dem Basisszenario der BMWi-Langfristszenarien entnommen (Fraunhofer ISI et al., 2017). Gleiches gilt für die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2030 sowie Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate.

Annahmen zu Wärmepumpen und deren flexiblen Einsatz

Sowohl im Haushalt als auch im GHD-Sektor wird der Wärmepumpe ein wachsendes Potenzial für Lastmanagement zugesprochen (Apel et al., 2012). Die Diffusion von Wärmepumpensystemen wird in der Literatur unterschiedlich bewertet: In den BMWi-Langfristszenarien wird ein Nettostrombedarf von 16,8 - 17,8 TWh für das Jahr 2030 angenommen (Fraunhofer ISI et al., 2017). Währenddessen gehen Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) je nach Szenario von 18 - 37 TWh Bruttostromverbrauch, der Netzentwicklungsplan 2030 von 19 - 22 TWh Nettojahresstromnachfrage durch Wärmepumpen aus (50Hertz et al., 2016). Innerhalb der vorliegenden Arbeit wird für das Jahr 2030 von einer weit fortgeschrittenen Diffusion von Wärmepumpen und daher mit einem Nettostromverbrauch von 23,4 TWh für Wärmepumpen aus dem Haushalts- und dem Dienstleistungssektor kalkuliert. Für die Modellierung wird in beiden Sektoren zwischen Wärmebereitstellung für Warmwasser und Raumwärme unterschieden. Der Dienstleistungssektor wird innerhalb der Modellierung in acht Subsektoren unterteilt, während die Haushalte nicht weiter segmentiert werden. Innerhalb dieser Studie wird davon ausgegangen, dass alle vorhandenen Wärmepumpen für Lastmanagement eingesetzt werden können. Dabei wird ein Prognoseintervall von 24 Stunden angesetzt, welches im Fall der Wärmepumpe dem Optimierintervall entspricht. Basierend auf den Erkenntnissen von

³ „AVerS – Analyse der Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der europaweiten Kopplung der Strommärkte“, Auftraggeber: Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Vanhoudt et al. (2014) wird ein stündlicher Mehrverbrauchsfaktor (cif_{ls}) von 0,1 im Falle einer Lastverschiebung eingesetzt. Zusätzliche Aktivierungskosten für Lastverschiebung werden nicht angenommen, darüberhinausgehende Flexibilitätsoptionen nicht betrachtet. Dass der Großhandelsstrompreis als Preissignal fungiert, bedeutet auch, dass vereinfachend davon ausgegangen wird, dass alle Wärmepumpen direkt oder indirekt am Day-Ahead Markt partizipieren können.

3 Ergebnisse

Zum Verständnis der Ergebnisse wird zunächst auf die Struktur der Systemlast im betrachteten Jahr 2030 sowie auf grundsätzliche Spezifika der Wärmepumpe eingegangen. Anschließend werden die Auswirkungen von Lastmanagement auf Systemlast, Kraftwerkseinsatz und Strompreise analysiert.

3.1 Entwicklung der Systemlast

Abbildung 2 zeigt die gemessene Systemlast des Jahres 2014 sowie die modellierte unoptimierte Systemlast des Jahres 2030 im jährlichen 24-Stunden-Durchschnitt. Während sich demnach die Last in den Morgen- und Mittagsstunden zwischen 2014 und 2030 verringert, erhöht sich die Systemlast in den Abend- und Nachtstunden. Die jährliche Gesamtstromnachfrage (Integral unter den Kurven) bleibt jedoch weitestgehend konstant.

Diese Entwicklungen sind auf unterschiedliche Einflüsse zurückzuführen. So wird innerhalb dieser Arbeit bis zum Jahr 2030 von Effizienzfortschritten in verschiedenen Bereichen, etwa bei der Beleuchtung oder bei Querschnittstechnologien in der Industrie ausgegangen. Da diese durch die Diffusion neuer Anwendungen, hauptsächlich von Wärmepumpen und der Elektromobilität, kompensiert werden, bleibt die Jahresnachfragemenge weitgehend konstant.

Eine neue Abendlastspitze bildet sich vor allem durch die höhere Penetration von Elektrofahrzeugen bedingt heraus. Der stündliche Strombezug von Wärmepumpen ist dagegen über den Tag verteilt vergleichsweise konstant und unterscheidet sich hauptsächlich saisonal. Die Struktur der Systemlast erfährt dadurch nur geringfügige Änderungen.

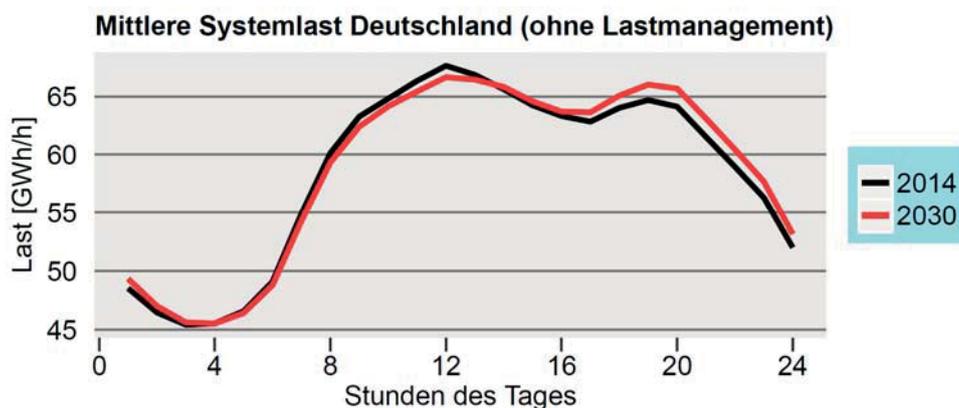


Abbildung 2: Mittlere Systemlast Deutschlands im Vergleich der Jahre 2014 und 2030

Die im Folgenden beschriebenen Analysen zur Flexibilisierung der Last von Wärmepumpen finden vor dem Hintergrund der aufgezeigten Systemlastentwicklung statt.

3.2 Strompreisbasiertes Lastmanagement von Wärmepumpen und resultierende Kostenentwicklung

Die Auswirkungen eines unter Verwendung des Großhandelspreissignals optimierten Wärmepumpeneinsatzes sind in Abbildung 3 dargestellt.

Änderung der Wärmepumpenlast, Optimierung auf Basis eines Marktpreissignals

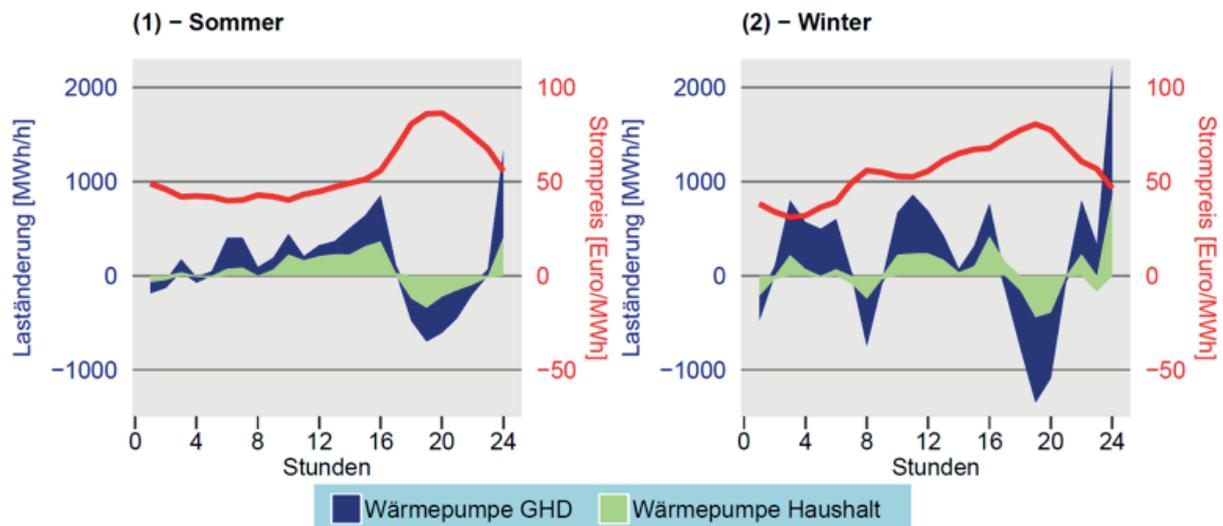


Abbildung 3: Änderung der Wärmepumpenlast vor und nach Lastmanagement sowie mittlerer Strompreis vor Einsatz von Lastmanagement

Die Diagramme zeigen einerseits die mittlere Änderung der Wärmepumpenlast nach Lastmanagement über den Tagesverlauf für den Haushalts- und Tertiärsektor jeweils im Sommer (1) und im Winter (2) und andererseits den Durchschnittspreis aus dem Elektrizitätsmodell über den Tag (in rot).

Grundsätzlich liegt die Heizlast im nicht optimierten Profil in Haushalten morgens und abends über der Mittagslast. Das Profil folgt damit im Tagesverlauf dem typischen Haushaltsstrombedarf. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Heizlast sind im Winter stärkere Effekte erkennbar. Das unregelmäßige Änderungsprofil lässt erkennen, dass die Last stark vom Preissignal beeinflusst wird: Im Gegensatz zum ungesteuerten Fall verlaufen die Lastprofile nach der Optimierung der unterschiedlichen Wärmepumpen nicht mehr gleichmäßig, vielmehr findet eine Verschiebung der Last in Stunden, in denen der Strompreis im Vergleich zu den unmittelbar vorhergehenden und nachfolgenden Stunden gering ist, statt. Da es sich um eine reine Kostenoptimierung handelt, bei der die Prozesse – soweit technisch möglich – selbst bei kleinsten Preisdifferenzen verschoben werden, führt ein leichter Strompreisanstieg zwischen sieben und acht Uhr dazu, dass die Last hier ein Tal bildet. Der durch die E-Mobilität verursachte Abendlastpeak (siehe Abbildung 2), einhergehend mit geringer Einspeisung aus Photovoltaik, führt zu den im Tagesverlauf höchsten Strompreisen. Dies führt innerhalb der Optimierung zu einem noch stärkeren Effekt, bei dem große Teile der Last in die Nachtstunden verschoben werden. Die im Sommer auftretende Verschiebung in die Mittagszeit ist auf den Photovoltaik-Erzeugungsspeak zurückzuführen.

Insgesamt geht aus Abbildung 3 deutlich hervor, dass die innerhalb von eLOAD modellierten Wärmepumpen stark auf das induzierte Preissignal reagieren. Für die Wärmepumpenbesitzer hat der optimierte Einsatz Auswirkungen auf die Ausgaben für den Strombezug. Werden die

Kosten des Strombezugs der Wärmepumpen aggregiert durch Multiplikation des stündlichen Strompreises mit der Bezugsmenge berechnet, ergeben sich bedingt durch die Optimierung Einsparungen von 7 Prozent für den Haushalts- und 19 Prozent für den Tertiärsektor. Insgesamt ergibt sich trotz eines Mehrverbrauchs von 1,5 TWh eine Ersparnis von 12 Prozent (dieses Ergebnis ist unter der Prämisse, dass die durch Lastmanagement genutzten Preisunterschiede direkt auf die Strombezugskosten übertragen werden können und sonstige Preisbestandteile vernachlässigt werden, zu verstehen).

3.3 Energiesystemische Auswirkungen

Aus Sicht des Wärmepumpenbesitzers ergeben sich durch den optimierten Betrieb klare ökonomische Vorteile. Ein Vergleich der Systemlast vor und nach Anwendung von Lastmanagement kommt darüber hinaus zu dem Ergebnis, dass das 5%-Perzentil der Systemlast, d.h. die Last, die in mindestens fünf Prozent der Stunden des Jahres anfällt, in denen die Last am höchsten ist, durch die Optimierung leicht reduziert werden konnte. Zudem konnte die Residuallast insgesamt geglättet werden. In Stunden geringer Residuallast ist diese leicht höher, in Stunden hoher Residuallast leicht niedriger als ohne den Einsatz flexibler Wärmepumpen. Jedoch ist die maximale Last durch die Lastverschiebung leicht gestiegen, da in diesen Stunden die Lastsituation nicht unmittelbar im Preissignal reflektiert ist.

Der flexibilisierte Wärmepumpeneinsatz und die deshalb insgesamt geglättete Residuallast haben auch Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz. So erhöhen sich die durchschnittlichen Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken, während sich die Volllaststunden von Kohle- und Gaskraftwerken, die im Vergleich zu ersteren mit höheren Stromgestehungskosten im Modell abgebildet sind, leicht verringern. Ferner zeigt Abbildung 4, dass die Gesamtemissionen aus den drei im Diagramm abgebildeten Energieträgern trotz leichter Erhöhung der CO₂-Emissionen aus dem Braunkohlekraftwerkseinsatz um über 0,5 Prozent sinken. Aufgrund der durch die Optimierung geglätteten Nachfrage werden die Einsatzzeiten alter Kraftwerke, die im Vergleich mit Kraftwerken desselben Typs geringere Wirkungsgrade aufweisen, demnach verringert, weshalb sich die CO₂-Emissionen durch den Braunkohleeinsatz unterproportional erhöhen.

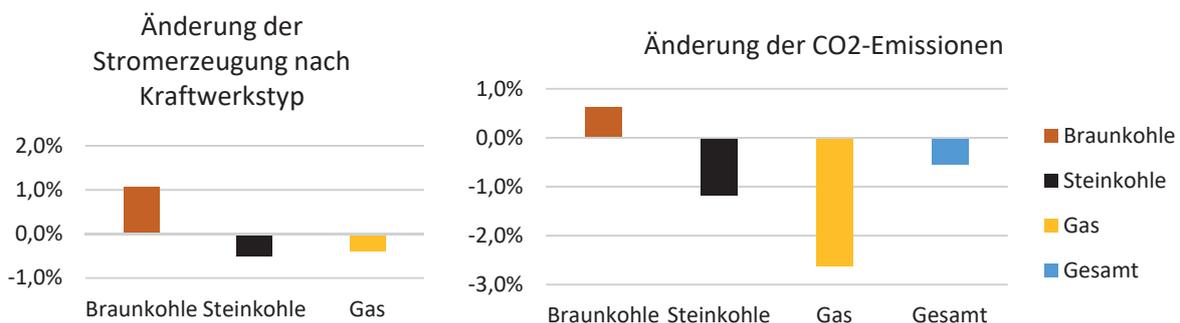


Abbildung 4: Ergebnisse des Elektrizitätsmarktmodells: Änderung der Stromerzeugung und der CO₂-Emissionen nach Energieträgern

Insgesamt kann durch die vorgenommene Berechnung gezeigt werden, dass die CO₂-Emissionen des Kraftwerkseinsatzes sinken, während der Lastmanagement Einsatz der Wärmepumpen aus Nutzersicht finanzielle Vorteile mit sich bringt. In Anbetracht dieser positiven systemischen Auswirkungen erscheint die Lastflexibilisierung auch aus Energiesystemsicht vorteilhaft. In dieser Hinsicht stellt sich jedoch die Frage, ob die Optimierung mithilfe eines Strompreissignals aus systemischer Sicht tatsächlich optimal ist. Denn diese minimiert die Strombezugskosten, führt jedoch nicht zwingend zu einer Glättung der Last beziehungsweise einer optimalen Integration volatiler Einspeisung aus EE. Wird zum Vergleich die Residuallast als Preissignal definiert, ist die Zielfunktion des Optimierungsproblems auf Lastglättung ausgelegt. Vor dem Hintergrund dieser Überlegung ist in Abbildung 5 ein Änderungsprofil der Wärmepumpe aufgezeichnet, das unter Nutzung der Residuallast entstand.

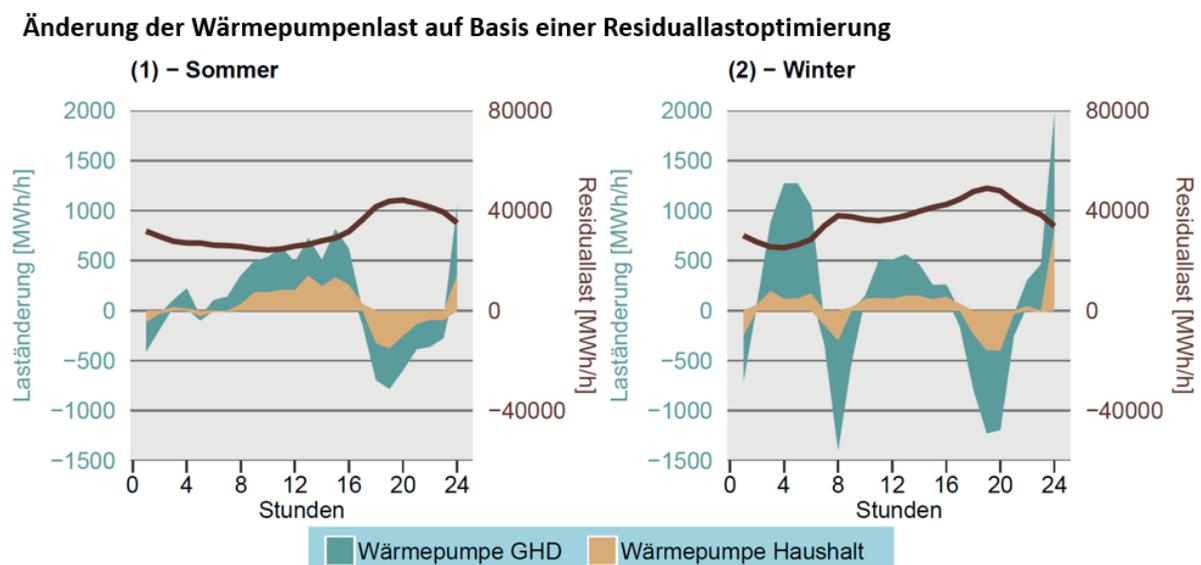


Abbildung 5: Änderung der Wärmepumpenlast unter Nutzung der Residuallast als Preissignal

Wie erkennbar ist, wird hier die Last ähnlich stark, jedoch gleichmäßiger verschoben. Der Vergleich mit dem marktpreisbasierten Lastmanagement zeigt, dass sowohl Lastspitzen stärker reduziert (Reduktion der Maximallast und des 5 Prozent-Perzentil der geordneten Systemlast) und Stunden negativer Residuallast effektiver vermieden werden (20 Prozent Reduktion gegenüber 1,2 Prozent bei preisbasierter Optimierung). Das bedeutet, dass auf diese Weise die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien besser ins System integriert wird. Gleichzeitig sinken die finanziellen Vorteile für Wärmepumpenbesitzer durch die Flexibilisierung bei Residuallastoptimierung insgesamt um fünf Prozent.

4 Diskussion der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Grundsätzlich ist es durch den beschriebenen Ansatz möglich, das Verhalten flexibler Anwendungen (auch über Wärmepumpen hinaus) sowie ökonomische Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite und gleichzeitig systemische Auswirkungen abzubilden und zu analysieren. Im Hinblick darauf, zukünftig zusätzliche flexible Lasten mit hohem Gleichzeitigkeitsgrad (z. B. die E-Mobilität) ins Stromsystem zu integrieren, erlaubt die Methodik damit zu simulieren auf welche Weise Anreizstrukturen auszugestaltet sind, sodass diese systemkonform wirken. Durch die Kopplung des Nachfragemodells eLOAD mit einem

Elektrizitätsmarktmodell wird einerseits eine sehr detaillierte Modellierung des flexiblen Einsatzes der Anwendungen und Prozesse und andererseits die Berücksichtigung einer Vielzahl an technischen und ökonomischen Restriktionen ermöglicht. Darüber hinaus ermöglicht die Verwendung eines Elektrizitätsmarktmodells die Ableitung von unmittelbar durch den Wärmepumpeneinsatz bedingten Preisunterschieden sowie ex-post die Ermittlung der durch Lastmanagement vermiedenen Kosten.

Für Wärmepumpen zeigt sich, dass diese in der Lage sind, die Stromgestehungskosten durch Lastmanagement erheblich zu reduzieren. Ebenfalls wird, trotz steigender Maximallast, der Lastverlauf geglättet, während die CO₂-Emissionen des Kraftwerkseinsatzes reduziert werden. Der Vergleich mit einer residuallastbasierten Optimierung belegt jedoch, dass ein allein strompreisbasierter Lastmanagementansatz aus Systemperspektive nicht als optimal angesehen werden kann.

Zur Einordnung der Ergebnisse sollten zudem einige Annahmen kritisch diskutiert werden. So wurde in dieser Studie zur Abschätzung des maximalen Potentials von einer Partizipation aller Wärmepumpennutzer ausgegangen. Jedoch ist die Aktivierung von Lastflexibilität in der Realität mit großen Barrieren verbunden. Neben generellen Hemmnissen wie dem fehlendem Wissen der Nutzer oder der Notwendigkeit von Mess- und Steuerungsinfrastruktur sind in diesem Zusammenhang insbesondere fehlende ökonomische Anreize sowie organisatorische und regulatorische Hemmnisse zu nennen (Apel et al., 2012; Kreuder und Spataru, 2015; Ecofys und Fraunhofer IWES, 2016). Beispielsweise ist die Teilnahme von kleinen, flexiblen Anlagen am Spotmarkt mit organisatorischen und regulatorischen Hürden verbunden. Gleiches gilt für die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Eßer et al., 2016; Ecofys und Fraunhofer IWES, 2017). Staatlich veranlasste Preisbestände wurden in dieser Untersuchung vernachlässigt. Jedoch könnten auch diese so ausgestaltet werden, dass die systemdienliche Nutzung von Lastflexibilität angeregt wird (Ecofys und Fraunhofer IWES, 2017).

5 Fazit

Mithilfe der vorgestellten Methodik können gleichzeitig systemische Auswirkungen von Lastmanagement als auch Vorteile aus Einzelperspektive sichtbar gemacht werden. Durch die Abbildung von Preissignalen und die Optimierung auf diese hin wird überdies ermöglicht, auch alternative Lastmanagementstrategien oder regulatorische Eingriffe, die eine Änderung der Preisstruktur zur Folge haben, innerhalb des Modellkonstrukts abzubilden und Rückkopplungen auf die Struktur der Nachfrage- und der Angebotsseite zu antizipieren.

Die Untersuchung wirft die Frage auf, welche Optimierungsstrategie ideal ist, um sowohl aus systemischer Sicht als auch aus Sicht des Betreibers eines flexiblen Verbrauchers vorteilhaft zu sein. Um dies zu untersuchen, könnten zusätzlich weitere Preisanreize, z.B. das Critical-Peak-Pricing oder variable Stromtarife betrachtet werden. Ebenso könnten Netzaspekte berücksichtigt werden, um eine ganzheitliche systemische Betrachtung zu ermöglichen.

Darüber hinaus beeinflussen sowohl andere flexible Verbrauch als auch dezentrale Speichersysteme die möglichen finanziellen Erlöse des Lastmanagements von Wärmepumpen. Um die „Konkurrenz“ um die attraktivsten Stunden sowie systemische Konsequenzen abzubilden, ist die Simulation des Lastmanagements mehrerer Prozesse daher sinnvoll.

6 Literatur

50Hertz; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Online verfügbar unter www.netzentwicklungsplan.de/, zuletzt geprüft am 21.01.2018.

Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B.; Domels, H.; Funke, S.; Gesing, T. (2012): Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Frankfurt am Main.

Bauknecht, Dirk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Sachs, Anja et al. (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Freiburg, Darmstadt. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/>, zuletzt geprüft am 20.11.2017.

Boßmann, Tobias (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Karlsruhe.

Boßmann, Tobias; Elsland, Rainer; Klingler, Anna-Lena; Catenazzi, Giacomo; Jakob, Martin (2015): Assessing the Optimal Use of Electric Heating Systems for Integrating Renewable Energy Sources. In: *Energy Procedia* 83, S. 130–139.

Boßmann, Tobias; Wietschel, Martin (2015): Lastmanagement als bedeutender Baustein für die Energiewende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2015, Vol.65(11), pp.62-65* 65 (11).

Buber, T.; Roon, S. von; Gruber, A.; Conrad, J. (Hg.) (2013): Demand Response potential of electrical heat pumps and electric storage heaters. IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.

Ecofys; Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Hg. v. Agora Energiewende.

Elsland, Rainer; Boßmann, Tobias; Klingler, Anna-Lena; Herbst, Andrea; Klobasa, Marian; Wietschel, Martin (2016): Netzentwicklungsplan Strom – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile - Begleitgutachten. Unter Mitarbeit von Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI-. Karlsruhe: Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

ENTSOE (2017): Consumption Data. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>, zuletzt geprüft am 30.01.2018.

Eßer, Anke; Klobasa, Marian; Haendel, Michael (2016): Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich,

Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg.

Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des BMWi. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 21.01.2018.

Friedrichsen, Nele; Hilpert, Johannes; Klobasa, Marian; Marwitz, Simon; Sailer, Frank: Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung Endbericht – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems.

Hamidi, Vandad; Li, Furong; Robinson, Francis (2009): Demand response in the UK's domestic sector. In: *Electric Power Systems Research* 79 (12), S. 1722–1726. DOI: 10.1016/j.epsr.2009.07.013.

Kreuder, Lukas; Spataru, Catalina (2015): Assessing demand response with heat pumps for efficient grid operation in smart grids. In: *Sustainable Cities and Society* 19, S. 136–143.

Michaelis, Julia (2018): Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Eingereichte Dissertation (in print), Technische Universität Dresden.

Prügler, Natalie (2013): Economic potential of demand response at household level—Are Central-European market conditions sufficient? In: *Energy Policy* 60, S. 487–498. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.04.044.

Roon, Serafin von; Gobmaier, Thomas: Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/, zuletzt geprüft am 05.09.2017.

Schibuola, Luigi; Scarpa, Massimiliano; Tambani, Chiara (2015): Demand response management by means of heat pumps controlled via real time pricing. In: *Energy and Buildings* 90, S. 15–28.

Timpe, Christof (2009): Smart domestic appliances supporting the system integration of renewable energy. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/e-track_ii_final_brochure.pdf, zuletzt geprüft am 19.01.2018.

Vanhoudt, D.; Geysen, D.; Claessens, B.; Leemans, F.; Jespers, L.; van Bael, J. (2014): An actively controlled residential heat pump. Potential on peak shaving and maximization of self-consumption of renewable energy. In: *Renewable Energy* 63, S. 531–543.