

# Analyse der Wechselwirkung von CO<sub>2</sub>-Einsparungen und Strompreismodellen für eine Liegenschaft mit Eisspeicher

Stefan Bschorer, Maren Kuschke, Kai Strunz  
 Fachgebiet „Energieversorgungsnetze und Integration erneuerbarer Energien“  
 Technische Universität Berlin, Deutschland  
 {stefan.bschorer, maren.kuschke, kai.strunz}@tu-berlin.de

## Kurzfassung

Der steigende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien führt zu einem zunehmenden Bedarf an flexiblen Lasten und Speichern. In diesem Paper werden mögliche Strompreismodelle als Anreiz zur Lastverschiebung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und CO<sub>2</sub>-Einsparungen analysiert. Dabei wird nicht nur der Großhandelspreis betrachtet, sondern auch die Flexibilisierung der EEG-Umlage einbezogen. Die Preismodelle werden beispielhaft für eine Liegenschaft mit Eisspeicher untersucht.

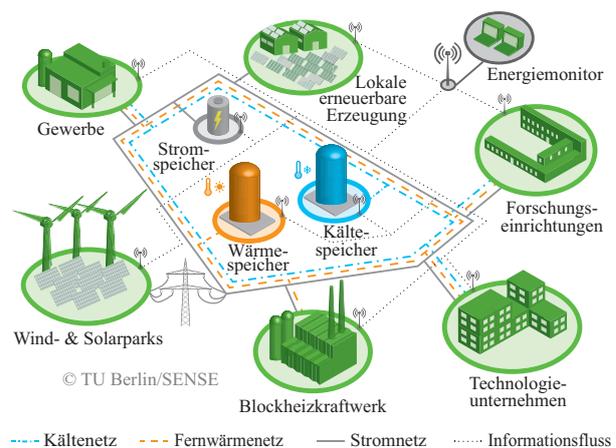
## Abstract

The rising share of fluctuating renewable resources leads to an increasing demand for flexible loads and storage. In this paper, potential electricity tariffs remunerating demand side management are analyzed considering cost effectiveness and carbon emission savings. Besides the wholesale price, a flexible EEG surcharge is considered. The electricity tariffs are studied for the example of a business facility with an ice storage unit.

## 1 Einleitung

Die Umsetzung der Beschlüsse der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 bedeutet für Deutschland eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80 % bis 95 % bis 2050 bezüglich 1990 [1]. Der mit der Realisierung einhergehende hohe Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien führt zu einem zunehmenden Bedarf an flexiblen Lasten und Speichern [2], [3]. Neben elektrischen Speichern bestehen Speicher- und Flexibilitätspotentiale bei Wärme-, Kälte- und Gasversorgungsnetzen [4], [5]. In [6] wird geplant, Anreize für Flexibilitäten im zukünftigen intelligenten Energieversorgungssystem zu schaffen. Ein beispielhaftes Energiemedium-übergreifendes Energieversorgungssystem stellt Abbildung 1 dar.

In diesem Paper werden mögliche Strompreismodelle als Anreiz zur Lastverschiebung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und CO<sub>2</sub>-Einsparungen analysiert. Untersuchungen an Wohn- und Bürogebäuden zum Beitrag von nutzerabhängigen Strompreisen bei der Lastverschiebung werden in [7], [8] durchgeführt. In [7] wird gezeigt, dass in ausgewählten Zeiträumen bis zu 50 % der Energiekosten in einem Bürogebäude eingespart werden können. Die in [8] verwendeten dynamischen Strompreise eines nordamerikanischen Stromversorgers weisen hohe Unterschiede innerhalb eines Tages auf. Dadurch können mit Hilfe von Lastverschiebung die Stromkosten deutlich gesenkt werden. In Deutschland entfallen allerdings weniger als 25 % des Strompreises auf Beschaffung und Vertrieb. Die weiteren Bestandteile sind staatlich veranlasste Komponenten wie Entgelte, Umlagen und Steuern, wobei die EEG-Umlage einen Anteil von über 40 % am Strompreis aufweist [9].



**Abbildung 1** Beispielhaftes Energiemedium-übergreifendes Energieversorgungssystem

Aus diesem Grund werden in diesem Paper neben eines flexiblen Großhandelspreises insbesondere Preismodelle mit flexibler EEG-Umlage untersucht.

In [10] wurde ein Ansatz zur Dynamisierung der EEG-Umlage erarbeitet, der auf dem Spotmarktpreis basiert. Die Auswirkungen einer solchen Dynamisierung werden in [11] und [12] behandelt. Der Effekt einer flexiblen EEG-Umlage auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieerzeugung wird dort allerdings nicht betrachtet. Daher wird hier zusätzlich ein Modell mit flexibler EEG-Umlage basierend auf der Residuallast entwickelt. Auf diese Weise wird eine hohe Korrelation von Strompreis und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieerzeugung erreicht.

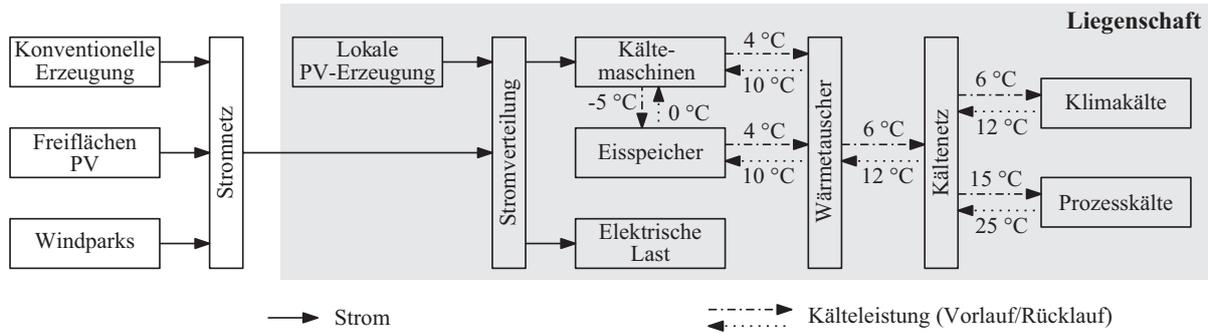


Abbildung 2 Schematische Darstellung der Strom- und Kälteversorgung

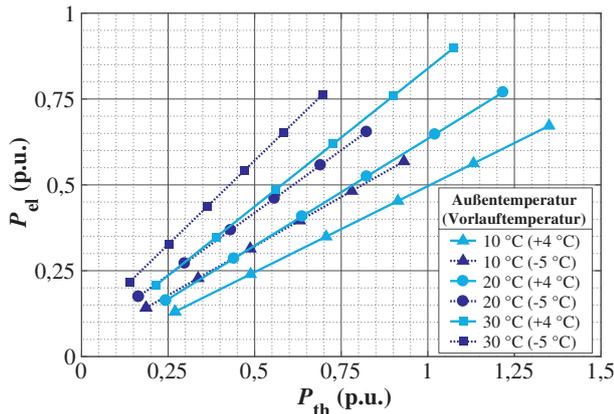


Abbildung 3 Linearisierte Lastprofile einer Kompressions-Kältemaschine

Im nachfolgenden Kapitel 2 wird die Liegenschaft, die für die Analyse der Strompreismodelle angenommen wird, vorgestellt. Dabei wird insbesondere auf die Kompressions-Kältemaschinen und den Eisspeicher eingegangen. Die unterschiedlichen Strompreismodelle werden in Kapitel 3 erläutert. In Kapitel 4 wird das Energiemanagementsystem präsentiert, mit dem der Einsatz der Kältemaschinen und des Eisspeichers optimiert wird. Die Ergebnisse für den Standardfall ohne Eigenerzeugung und für den Fall mit einer lokalen Photovoltaikanlage werden in Kapitel 5 analysiert. Eine Zusammenfassung erfolgt in Kapitel 6.

## 2 Liegenschaft mit Eisspeicher

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit und der CO<sub>2</sub>-Einsparungen bei der Anwendung verschiedener Strompreismodelle wird für eine beispielhafte Liegenschaft mit Eisspeicher durchgeführt. Es wird angenommen, dass ein wesentlicher Anteil des Stromverbrauchs der Liegenschaft für die Erzeugung von Kälte zur Klimatisierung und Prozesskühlung eingesetzt wird. In Abbildung 2 ist die Koppelung von Strom- und Kälteversorgung schematisch dargestellt. Neben dem Bezug aus dem Stromnetz trägt optional eine lokale Photovoltaik-Anlage (PV) zur Deckung des Strombedarfs bei. Die Untersuchungen werden sowohl für den Fall ohne Eigenerzeugung als auch für zwei PV-Anlagen mit jeweils 100 kW<sub>p</sub> und 250 kW<sub>p</sub> durchgeführt.

Parameter	Wert
Jährlicher Kältebedarf	2.150 MWh <sub>th</sub>
Minimale Kältelast	180 kW <sub>th</sub>
Maximale Kältelast	850 kW <sub>th</sub>
Nominale Kälteleistung der Kältemaschinen	480 kW <sub>th</sub> (KM 1) 480 kW <sub>th</sub> (KM 2) 480 kW <sub>th</sub> (KM 3)

Tabelle 1 Annahmen zu Kältebedarf und Kältebereitstellung der Liegenschaft

Parameter	Wert
Lade-, Entladewirkungsgrad	99 %
Selbstentladung pro Tag	1,5 %
Kapazität	8 MWh <sub>th</sub>
Entladeleistung	900 kW <sub>th</sub>

Tabelle 2 Annahmen zum Eisspeicher

Weiterhin wird angenommen, dass der Kältebedarf mit Hilfe von drei Kompressions-Kältemaschinen (KM) gedeckt wird. KM 1 ist in der Lage, den Eisspeicher zu beladen, während KM 2 und KM 3 lediglich Kälte zum direkten Verbrauch bereitstellen können. Der Stromverbrauch der Kältemaschinen hängt neben der Kältelast von der Außentemperatur und der Vorlauf-temperatur ab. Wie in Abbildung 3 zu sehen ist, arbeitet die Kältemaschine effizienter, je niedriger die Außentemperatur und je höher die Vorlauf-temperatur ist. Die Kältemaschine ist ausgelegt, 1 p.u. Kälteleistung  $P_{th}$  bei einer Außentemperatur von 35 °C zu erzeugen, wobei 1 p.u. an elektrischer Leistung bezogen wird.

Der Kältebedarf der Liegenschaft ist von der Außentemperatur, dem Wochentag und der Uhrzeit abhängig. Es wird angenommen, dass Kälte zur Klimatisierung erst ab einer Außentemperatur von 20 °C und hauptsächlich an Arbeitstagen benötigt wird. Viele Prozesse müssen ebenfalls nur an Arbeitstagen zwischen 7 Uhr und 19 Uhr gekühlt werden. Allerdings gibt es auch eine Grundlast, die immer gedeckt werden muss. Der Kältebedarf sowie die angenommenen Leistungen der Kältemaschinen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Preiskomponente	$c_{el,ref}$	$c_{el,1}$	$c_{el,2}$	$c_{el,3}$
Entgelte, Umlagen und Steuern	$4,66 \frac{ct}{kWh}$			
Beschaffung und Vertrieb	$3,4 \frac{ct}{kWh}$	$-2 \text{ bis } 8 \frac{ct}{kWh}$ (abhängig von Börsenstrompreis)		
EEG-Umlage	$6,34 \frac{ct}{kWh}$		$0 \text{ bis } 12,68 \frac{ct}{kWh}$ (abhängig von Börsenstrompreis)	$0 \text{ bis } 12,68 \frac{ct}{kWh}$ (abhängig von Residuallast)
Gesamt	$14,4 \frac{ct}{kWh}$	$9 \text{ bis } 19 \frac{ct}{kWh}$	$2,66 \text{ bis } 25,34 \frac{ct}{kWh}$	$2,66 \text{ bis } 25,34 \frac{ct}{kWh}$

**Tabelle 3** Komponenten der untersuchten Strompreismodelle

Es wird angenommen, dass in der Liegenschaft ein Eispeicher vorhanden ist, der die in Tabelle 2 zusammengefassten Eigenschaften besitzt. Der Eispeicher nutzt den Phasenübergang zwischen flüssig und fest, um latente Kälteenergie zu speichern. Dadurch ist die Energiedichte etwa achtmal höher als bei vergleichbaren Kaltwasserspeichern [13]. Der Eispeicher kann hier nur durch KM1 beladen werden, indem die Kältemaschine Kälte mit einer Vorlauftemperatur von  $-5\text{ }^\circ\text{C}$  produziert.

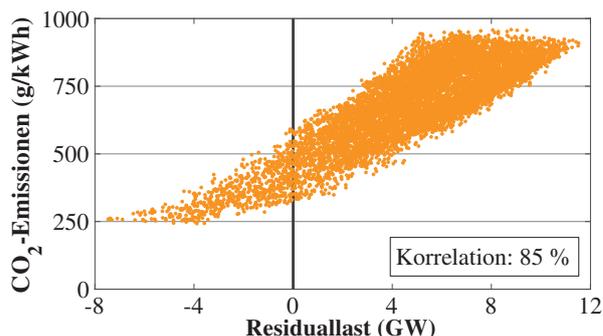
### 3 Strompreismodelle

Es werden drei flexible Strompreismodelle betrachtet und mit einem konstanten Strompreis  $c_{el,ref}$  verglichen. Bei allen Strompreismodellen werden konstante Entgelte, Umlagen und Steuern angenommen. Dazu gehören unter anderem die Netzentgelte, die Stromsteuer und die KWK-Umlage.

Bei den Strompreisen  $c_{el,1}$ ,  $c_{el,2}$  und  $c_{el,3}$  wird ein flexibler Preis für Beschaffung und Vertrieb verwendet, der vom Börsenstrompreis abhängt. Der Day-Ahead-Börsenstrompreis wird dazu mit einer Marge von 15 % für den Stromversorger beaufschlagt. Wie in [11] wird der Preis für Beschaffung und Vertrieb nach oben bei  $8 \frac{ct}{kWh}$  begrenzt, um extrem hohe Strompreise zu verhindern. Entsprechend dazu wird eine untere Grenze bei  $-2 \frac{ct}{kWh}$  eingeführt. In den Jahren 2015 und 2016 lag in weniger als 0,5 % der Stunden der Strompreis außerhalb dieser Grenzen [14].

Während beim Strompreis  $c_{el,1}$  eine konstante EEG-Umlage angenommen wird, wird diese bei den Preismodellen  $c_{el,2}$  und  $c_{el,3}$  dynamisiert. Die EEG-Umlage hat beim konstanten Strompreis  $c_{el,ref}$  einen Anteil von 44 %. Der Anteil des Preises für Beschaffung und Vertrieb beträgt hingegen nur knapp 24 %. Dadurch kann mit einer zusätzlichen Dynamisierung der EEG-Umlage ein Großteil des Strompreises flexibilisiert werden. Dies führt zu höheren Anreizen, Lastverschiebung durchzuführen oder Speicher einzusetzen.

Bei  $c_{el,2}$  wird gemäß [10] der Börsenstrompreis als Index für die EEG-Umlage herangezogen. Die EEG-Umlage entspricht damit dem 1,2-fachen des Börsenstrompreises, minimal jedoch  $0 \frac{ct}{kWh}$ . Maximal soll die dynamisierte EEG-Umlage das Doppelte der Umlage für Standardlastprofilkunden betragen, für das Jahr 2016 also  $12,68 \frac{ct}{kWh}$ .



**Abbildung 4** Korrelation von Residuallast und CO<sub>2</sub>-Emissionen in der 50Hertz-Regelzone im Jahr 2016 (eigene Darstellung, mit Daten von [14] und [15])

Um einen Anreiz zu schaffen, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, wird bei  $c_{el,3}$  die EEG-Umlage so dynamisiert, dass sie mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen der 50Hertz-Regelzone korreliert. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der 50Hertz-Regelzone sind abhängig von den eingesetzten Kraftwerken. Da die Erzeugungsleistung der eingesetzten Kraftwerke nicht am Vortag veröffentlicht wird, ist es nicht möglich, darüber die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu prognostizieren. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen allerdings Prognosen für die Regelzonenlast und die erneuerbare Erzeugung aus Wind und Photovoltaik auf [14]. Wie aus Abbildung 4 zu erkennen ist, korreliert in der 50Hertz-Regelzone die Residuallast stark mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. Unter Residuallast wird dabei die Regelzonenlast verstanden, die nicht von erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Dementsprechend wird die EEG-Umlage bei  $c_{el,3}$  so dynamisiert, dass sie linear von der Residuallast in der 50Hertz-Regelzone abhängt. Bei einer Residuallast von 0 GW beträgt sie  $0 \frac{ct}{kWh}$ , bei 12 GW  $12,68 \frac{ct}{kWh}$ . Wie bei  $c_{el,2}$  ist die Umlage auf den Bereich zwischen  $0 \frac{ct}{kWh}$  und  $12,68 \frac{ct}{kWh}$  beschränkt. In Tabelle 3 sind die untersuchten Strompreismodelle gegenübergestellt.

### 4 Energiemanagementsystem

Zur Untersuchung der Strompreismodelle wurde ein Energiemanagementsystem entwickelt. Dies ist in Abbildung 5 dargestellt. Neben den Anlagen-Parametern werden Pro-

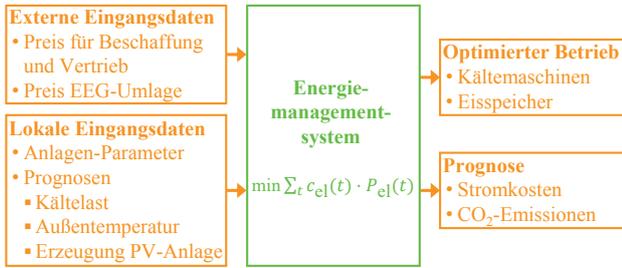


Abbildung 5 Energiemanagementsystem zur Analyse der Strompreismodelle

gnosen der Kältelast, der Außentemperatur sowie der Erzeugung der PV-Anlage als lokale Eingangsdaten verwendet. Der Preis für Beschaffung und Vertrieb sowie die Höhe der EEG-Umlage sind externe Eingangsdaten. Das Energiemanagementsystem optimiert daraufhin den Einsatz der Kältemaschinen und des Eisspeichers. Ziel ist es, die Kosten für den Strombezug zu minimieren. Am Ende können Stromkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet werden.

## 5 Ergebnisse

Die Strompreismodelle werden anhand des vorgestellten Systems untersucht. Dabei wird die Kälteversorgung für das Jahr 2016 mit einer Auflösung von einer Stunde hinsichtlich minimaler Strombezugskosten optimiert. Zunächst wird der Fall betrachtet, dass der Liegenschaft keine PV-Anlage zur Verfügung steht. Anschließend werden die Auswirkungen einer lokalen PV-Anlage mit 100 kW<sub>p</sub> und 250 kW<sub>p</sub> betrachtet.

### 5.1 Standardfall ohne Eigenerzeugung

Abbildung 6 zeigt exemplarisch für einen Frühlingstag die Nutzung des Eisspeichers bei Verwendung der verschiedenen Strompreise. Während beim konstanten Strompreis  $c_{el,ref}$  der Eisspeicher nicht eingesetzt wird, wird er bei den anderen drei Strompreisen in den frühen Morgenstunden geladen, um im Verlauf des Tages wieder entladen zu werden. Dies liegt daran, dass die drei flexiblen Strompreise morgens zwischen 0 Uhr und 5 Uhr deutlich niedriger sind als zwischen 6 Uhr und 12 Uhr. Der Unterschied ist dabei bei  $c_{el,2}$  am größten, da hier die dynamisierte EEG-Umlage den Unterschied des Börsenstrompreises verstärkt. Dementsprechend wird an diesem Tag bei  $c_{el,2}$  der Eisspeicher auch auf über 2 MWh<sub>th</sub> aufgeladen, während er bei  $c_{el,1}$  und  $c_{el,3}$  nur bis etwa 1 MWh<sub>th</sub> beladen wird. Aufgrund einer höheren Residuallast steigt die EEG-Umlage bei  $c_{el,3}$  abends um 18 Uhr stark an, sodass der Eisspeicher nachmittags noch einmal geladen wird.

Die jährlichen Stromkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Liegenschaft sind in Abbildung 7 für die untersuchten Preismodelle dargestellt. Wird  $c_{el,1}$  verwendet, also nur ein flexibler Börsenstrompreis an die Liegenschaft weitergereicht, können im Vergleich zum konstanten Strompreis  $c_{el,ref}$  lediglich etwa 2% der jährlichen Stromkosten eingespart werden. Die Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen beträgt 1%. Anders verhält es sich bei der Verwendung von

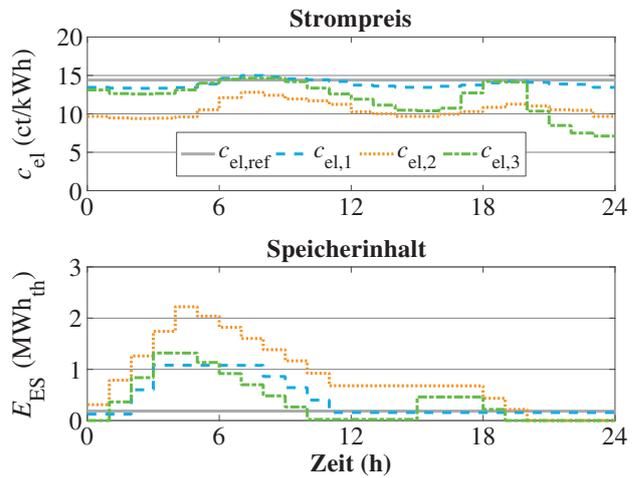


Abbildung 6 Nutzung des Eisspeichers an einem Frühlingstag in Abhängigkeit der Strompreismodelle

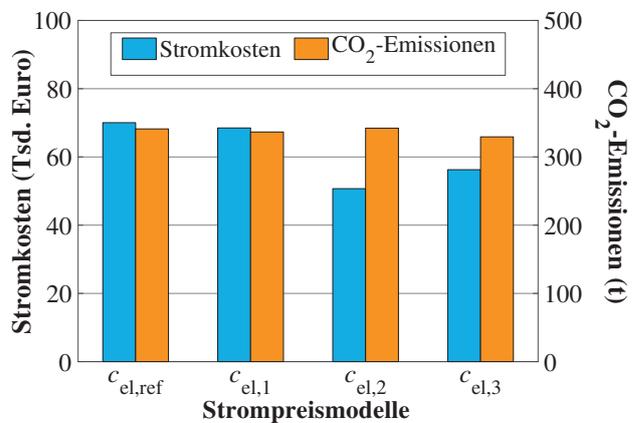


Abbildung 7 Jährliche Stromkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Strompreismodelle

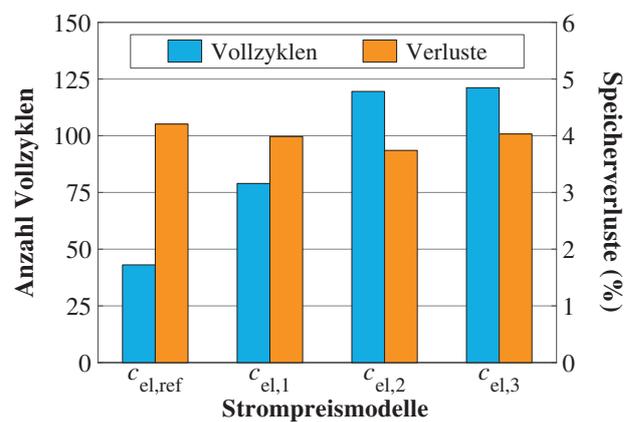


Abbildung 8 Anzahl der Vollzyklen sowie die Verluste des Eisspeichers für unterschiedliche Strompreismodelle

$c_{el,2}$ . Da hier neben dem Börsenstrompreis auch die EEG-Umlage dynamisiert ist, können hiermit knapp 28% der jährlichen Stromkosten im Vergleich zu einem konstanten Strompreis eingespart werden. Allerdings führt dies zu einem leichten Anstieg bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies ergibt sich daraus, dass der Eisspeicher öfter verwendet wird. Durch die Verluste beim Laden und Entladen sowie

durch die Selbstentladung ergibt sich insgesamt ein höherer Stromverbrauch. Das Preismodell  $c_{el,3}$  führt schließlich zu circa 20 % niedrigeren Stromkosten als bei  $c_{el,ref}$ . Zusätzlich werden hier auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Liegenschaft um 4 % reduziert.

Abbildung 8 kann entnommen werden, dass der Eisspeicher bei Verwendung von  $c_{el,3}$  am meisten und bei Verwendung von  $c_{el,ref}$  am wenigsten genutzt wird. Bei Verwendung des konstanten Strompreises werden 43 Vollzyklen erreicht. Das heißt, in den Eisspeicher wird im gesamten Jahr so viel Energie geladen, wie es der 43-fachen Kapazität des Eisspeichers entspricht. Bei  $c_{el,2}$  und  $c_{el,3}$  werden mit 119 und 121 dagegen deutlich mehr Vollzyklen erreicht. Etwa 43 % des Kältebedarfs wird bei diesen beiden Preismodellen durch die Entladung des Eisspeichers gedeckt. Dies wird dadurch verursacht, dass bei  $c_{el,ref}$  der Eisspeicher nur dann genutzt wird, wenn die Kältemaschine den Eisspeicher bei einer niedrigen Außentemperatur effizient beladen kann. Bei den flexiblen Strompreismodellen kann zusätzlich noch die Differenz zwischen niedrigen und hohen Strompreisen in verschiedenen Zeitintervallen genutzt werden.

Die Verluste des Eisspeichers sind bei allen betrachteten Preismodellen ähnlich hoch und liegen zwischen 3,7 % und 4,2 %. Je länger die Energie im Eisspeicher verbleibt, desto höher sind die Verluste, verursacht durch die Selbstentladung. Demzufolge ist bei  $c_{el,2}$  mit 30 Stunden die durchschnittliche Zeit zwischen Beladung und Entladung am kürzesten, bei  $c_{el,3}$  liegt sie mit 35 Stunden nur geringfügig darüber.

### 5.2 Auswirkungen einer lokalen PV-Anlage

Die Stromerzeugung aus der lokalen PV-Anlage steht der Liegenschaft kostenlos zur Verfügung, da keine Installationskosten betrachtet werden. Wird überschüssiger Strom exportiert, wird dieser mit dem Satz für Nichtwohngebäude von  $8,91 \frac{ct}{kWh}$  vergütet [16]. Die Untersuchungen werden mit zwei PV-Anlagen mit 100 kW<sub>p</sub> und 250 kW<sub>p</sub> durchgeführt.

Die Verhältnisse zwischen den Strompreismodellen bezüglich der jährlichen Stromkosten und der CO<sub>2</sub>-Emissionen ändern sich durch die Installation einer PV-Anlage nur geringfügig, wie in den Abbildungen 9 und 10 zu sehen ist. Bei einer PV-Anlage mit 100 kW<sub>p</sub> sind die jährlichen Stromkosten bei  $c_{el,2}$  um 28 % und bei  $c_{el,3}$  um 20 % geringer als bei einem konstanten Strompreis. Dies entspricht denselben Werten wie im Fall ohne Eigenerzeugung. Bei einer PV-Anlage mit 250 kW<sub>p</sub> können bei  $c_{el,2}$  um 31 % und bei  $c_{el,3}$  um 23 % geringere jährliche Stromkosten im Vergleich zu  $c_{el,ref}$  ausgemacht werden. Wie beim Fall ohne Eigenerzeugung liegt die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei  $c_{el,3}$  im Vergleich zum Referenzstrompreis für beide PV-Anlagen bei 4 %.

Die absoluten Werte der jährlichen Stromkosten und der CO<sub>2</sub>-Emissionen ändern sich, da der Strom aus der lokalen PV-Anlage zur Verfügung steht und infolgedessen nicht eingekauft werden muss. Überdies sind die absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen niedriger, da Photovoltaik keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht und damit CO<sub>2</sub>-intensiver Strom

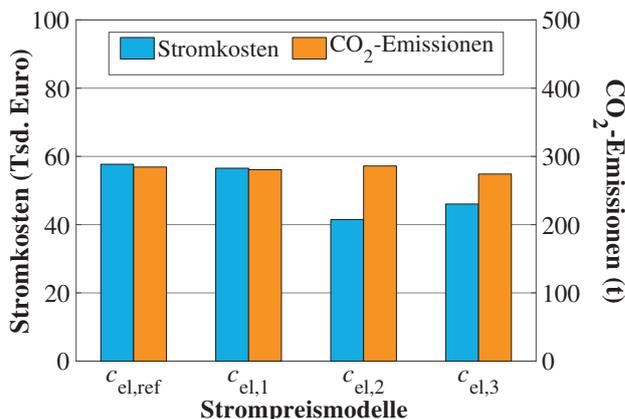


Abbildung 9 Jährliche Stromkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Strompreismodelle mit einer lokalen PV-Anlage mit 100 kW<sub>p</sub>

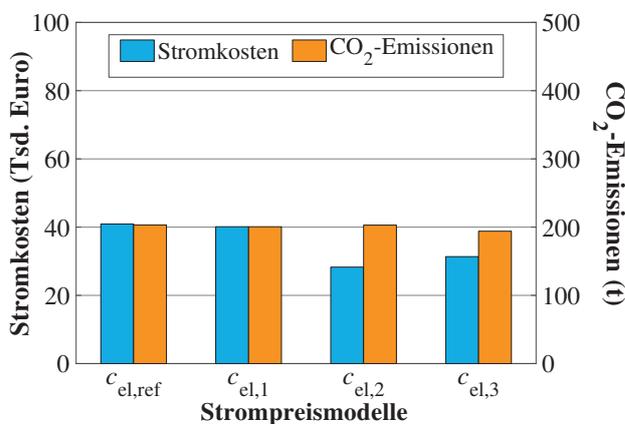


Abbildung 10 Jährliche Stromkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Strompreismodelle mit einer lokalen PV-Anlage mit 250 kW<sub>p</sub>

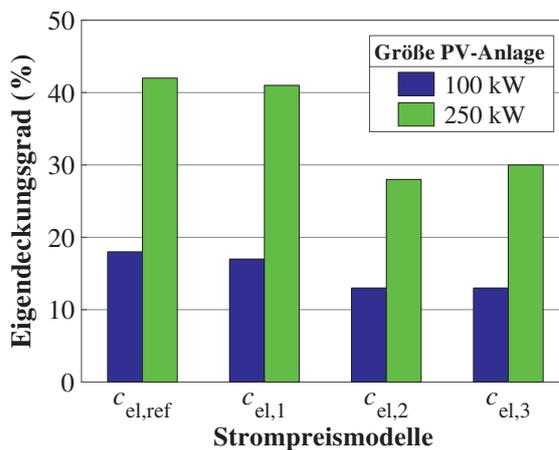


Abbildung 11 Eigendeckungsgrad der Liegenschaft für zwei PV-Anlagen bei verschiedenen Strompreismodellen

aus dem Stromnetz ersetzt wird. Im Vergleich zu dem in Abbildung 7 dargestellten  $c_{el,3}$  ohne Eigenerzeugung werden bei Verwendung von  $c_{el,3}$  mit einer PV-Anlage mit 250 kW<sub>p</sub> etwa 44 % der jährlichen Stromkosten und 41 % der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart.

Abbildung 11 stellt den Eigendeckungsgrad bei Verwendung der verschiedenen Strompreismodelle für die beiden Größen der PV-Anlage gegenüber. Unter dem Eigendeckungsgrad wird der Anteil des Stromverbrauchs verstanden, der durch die lokale PV-Anlage gedeckt wird. Bei einer Anlage mit  $100 \text{ kW}_p$  wird bei den Preismodellen  $c_{el,ref}$  und  $c_{el,1}$  ein Eigendeckungsgrad von über 17 % erreicht. Werden dagegen die Preismodelle  $c_{el,2}$  und  $c_{el,3}$  verwendet, ergibt sich lediglich ein Eigendeckungsgrad von etwa 13 %. Dies liegt daran, dass hier mehr eigenerzeugter Strom aus der PV-Anlage exportiert wird, da die veranschlagten  $8,91 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  für den verkauften Strom teilweise höher sind als die Kosten für den Strombezug. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die  $250 \text{ kW}_p$ -Anlage. Hier steigt der Eigendeckungsgrad bei  $c_{el,ref}$  und  $c_{el,1}$  auf über 40 %, bei  $c_{el,2}$  und  $c_{el,3}$  auf knapp 30 %.

## 6 Zusammenfassung

In diesem Paper werden am Beispiel einer Liegenschaft mit Eisspeicher drei flexible Strompreismodelle im Vergleich zu einem Modell mit konstantem Strompreis analysiert. Mithilfe des Eisspeichers können Kältebedarf und Kälteerzeugung voneinander entkoppelt werden. Das Beladen und Entladen des Eisspeichers wird für jedes Strompreismodell so optimiert, dass minimale Stromkosten entstehen. Je nach Strompreismodell und somit unterschiedlicher Nutzung des Eisspeichers variieren auch die  $\text{CO}_2$ -Emissionen. Zwei der drei flexiblen Strompreismodelle enthalten zusätzlich zum flexiblen Börsenstrompreis eine dynamisierte EEG-Umlage, was eine erhöhte Variabilität des Strompreises zur Folge hat. Die Dynamisierung der EEG-Umlage erfolgt zum einen abhängig vom Börsenstrompreis und zum anderen basierend auf der Residuallast in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz. Die Höhe der Residuallast korreliert mit den  $\text{CO}_2$ -Emissionen der Energieerzeugung und kann daher als Maß für diese betrachtet werden.

Die durchgeführte Analyse für eine Liegenschaft mit Lastverschiebungspotential über einen Eisspeicher verdeutlicht, wie eine Dynamisierung der EEG-Umlage im Strompreis die  $\text{CO}_2$ -Emissionen reduzieren kann. Das Strompreismodell, bei dem die EEG-Umlage abhängig von der Residuallast dynamisiert wird, führt im Fall ohne eigene Stromerzeugung aus Photovoltaik zu circa 20 % niedrigeren Stromkosten und 4 % niedrigeren  $\text{CO}_2$ -Emissionen als bei einem konstanten Strompreis. Im Vergleich zu den beiden anderen flexiblen Strompreismodellen sind hier die höchsten Einsparungen bei den  $\text{CO}_2$ -Emissionen zu verzeichnen. Wird eigener Strom aus Photovoltaik erzeugt, ändern sich die Verhältnisse zwischen den Strompreismodellen im Hinblick auf jährliche Stromkosten und  $\text{CO}_2$ -Emissionen nur geringfügig. Die absoluten  $\text{CO}_2$ -Emissionen sind allerdings bei allen Strompreismodellen unter Berücksichtigung von lokal erzeugtem Strom aus Photovoltaik geringer. Im besten Fall können damit 41 % der jährlichen  $\text{CO}_2$ -Emissionen gegenüber dem Szenario ohne Eigenerzeugung eingespart werden.

## 7 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) für die Förderung des Forschungsprojekts „Energienetz Berlin Adlershof“ (Förderkennzeichen 03ET1038G).

## 8 Literatur

- [1] BMU: Klimaschutzplan 2050. Berlin, 2016
- [2] VDE ETG: VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende. Frankfurt a. M., 2012
- [3] Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, 2014
- [4] VDE ETG: VDE-Studie: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Frankfurt a. M., 2015
- [5] VDE ETG: VDE-Studie: Demand Side Integration. Frankfurt a. M., 2012
- [6] BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende. Berlin, 2015
- [7] I. Georgievski, V. Degeler, G. A. Pagani, T. A. Nguyen, A. Lazovik and M. Aiello: Optimizing Energy Costs for Offices Connected to the Smart Grid. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 3, No. 4, Dez. 2012, pp. 2273-2285
- [8] S. Li, D. Zhang, A. B. Roget and Z. O'Neill: Integrating Home Energy Simulation and Dynamic Electricity Price for Demand Response Study. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 5, No. 2, März 2014, pp. 779-788
- [9] BDEW: BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017. Berlin, 2017
- [10] Ecofys Germany: Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Berlin, 2014
- [11] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Strommarkt-Flexibilisierung – Hemmnisse und Lösungskonzepte. Bochum, 2015
- [12] Frontier Economics: Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage. London, 2016
- [13] T. Urbaneck: Kältespeicher: Grundlagen, Technik, Anwendung, München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2012.
- [14] ENTSO-E Transparency Platform: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [15] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie. München, 2010
- [16] Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017