

Working Paper Energie und Ressourcen

# Ein einzelwirtschaftliches Bewertungsmodell für Nachfrageflexibilisierung im Stromsektor

Autoren: *Mathias Gartner<sup>1</sup>, Johannes Kochems<sup>2</sup>, Stephan Seim<sup>2</sup>, Joachim Müller-Kirchenbauer<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> E.ON Inhouse Consulting GmbH; Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin

<sup>2</sup> Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin

<p><b>Key-Words:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilisierung</li> <li>- Stromnachfrage</li> <li>- Spotmärkte</li> <li>- zeitvariable Tarife</li> <li>- Modellierung</li> <li>- Optimierung</li> <li>- Mixed-integer linear programming (MILP)</li> </ul>	<p><b>Abstract:</b> In diesem Papier wird ein generischer Modellansatz zur Bewertung des monetären Einsparpotenzials von Lastflexibilisierungsmaßnahmen bei zeitvariabler Stromtarifstruktur entwickelt. Hierzu wird basierend auf einem Review von einzelwirtschaftlichen Modellen ein gemischt-ganzzahliger Ansatz (MILP) mit dem Ziel der Kostenminimierung entwickelt, der sich an Schwabeneder, Lettner und Burgholzer (2017) anlehnt. Eine Erprobung des Modellansatzes findet mit stündlichen bzw. viertelstündlich variierenden Tarifen statt, was einer Vermarktung der Lastflexibilität am Day-ahead-Markt oder Intraday-Markt in Deutschland entspricht. In diesem Papier werden verschiedene Parameterausprägungen untersucht und zentrale Sensitivitäten analysiert sowie ein Forschungsausblick gegeben.</p>
--	--

## Inhalt

1	Einleitung.....	2
2	Überblick über einzelwirtschaftliche Modellansätze .....	2
3	Methodik und Modell.....	3
3.1	Annahmen und Datenbasis .....	4
3.2	Entwicklung des Modells.....	4
3.3	Modellanwendung und Sensitivitätsanalysen.....	11
4	Ergebnisse und Diskussion .....	13
4.1	Basisfall und Parametersensitivitäten.....	13
4.2	Variation des Lastgangs und der Preisstruktur.....	14
4.3	Vergleich von Modellierungsvarianten und Optimierungszeiträumen.....	17
4.4	Diskussion.....	17
5	Fazit und Ausblick.....	19
5.1	Fazit .....	19
5.2	Ausblick.....	20
6	Danksagung und Förderhinweis.....	21
7	Literatur.....	22
8	Anhang.....	23

---

## 1 Einleitung

Die Energiewende in Deutschland geht einher mit einer deutlichen Zunahme fluktuierender erneuerbarer Erzeugung. Dies hat zur Konsequenz, dass ein Bedarf an Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der Fluktuationen resultiert, der sowohl angebots- als auch nachfrageseitig abgedeckt werden kann [1]. Während aus volkswirtschaftlicher Sicht bereits eine Reihe von Lastflexibilitätspotenzialabschätzungen für das gesamte Energiesystem existiert (z.B. [2]–[5]), herrscht einzelwirtschaftlich in vielen Fällen Unkenntnis über die Höhe vorhandener Lastflexibilitätspotenziale bzw. von Potenzialen für zukünftige Lastflexibilisierungsmaßnahmen. Ferner kommen in der vorhandenen Literatur häufig spezifisch auf den Einzelfall zugeschnittene Ansätze zur Bestimmung von Potenzialen zum Einsatz. Es mangelt dagegen an generischen und somit auf eine Vielzahl von Unternehmen bzw. Branchen übertragbaren Ansätzen (z.B. [6]–[8]).

Die benannten spezifischen Ansätze tragen dem Umstand Rechnung, dass die Quantifizierung der Lastflexibilisierungspotenziale abhängig von betriebsspezifischen Prozessketten sowie einer Vielzahl von Rahmenbedingungen und damit sehr aufwändig ist. Die Zielstellung in diesem Papier ist abweichend hiervon die Entwicklung eines generischen Ansatzes, mit dessen Hilfe untersucht werden kann, wie sich das monetäre, d. h. betriebswirtschaftliche Potenzial für Lastflexibilisierung in Abhängigkeit verschiedener Rahmenbedingungen verhält. Dieser Ansatz kann bei entsprechendem Potenzial auf Seiten der Betriebe die Motivation vergrößern, Lastflexibilisierung verstärkt in den Fokus detaillierterer Untersuchungen zu rücken. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht stellt Lastflexibilisierung eine potenzielle Erlösquelle bzw. einen Ansatz zur Strombezugskostenreduktion dar. Insofern ist eine Untersuchung der vorhandenen Potenziale aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sinnvoll. Der Bewertungsansatz bietet somit Anknüpfungspunkte für vertiefte unternehmensinterne Untersuchungen. Der vorliegende Ansatz lässt betriebliche Kostenpositionen in der Erschließung von Flexibilitätspotenzialen außer Acht und bildet damit eine obere Abschätzung des betriebswirtschaftlichen Potenzials ab.

Die Entwicklung des generischen Bewertungsansatzes erfolgt in diesem Papier basierend auf einer Bestandsaufnahme einzelwirtschaftlicher Bewertungsansätze. Der entwickelte Ansatz ist auf eine Vielzahl von Unternehmen und Branchen bzw. Anwendungen und Prozessen oder Technologien anwendbar. Betriebsseitig sind für den Ansatz lediglich Lastgangdaten sowie ggf. Informationen zur spezifischen (zeitvariablen) Tarifstruktur erforderlich. Die Modellanwendung erfolgt im vorliegenden Papier für exemplarische Abnahmefälle sowie eine gegebene kundenspezifische Endkundenstromtarifstruktur, bei der die leistungsabhängigen (Netzentgelt-)Zahlungen stark ins Gewicht fallen. Da für weitere Kundengruppen – insbesondere im Kleingewerbe und Haushaltssegment – abweichende Tarifstrukturen vorliegen können, bei denen leistungsabhängige Zahlungen weniger ausgeprägt sind, werden auch die sich isoliert aus den dynamischen arbeitsabhängigen Zahlungen ergebenden Flexibilisierungsanreize untersucht. Dieser Untersuchungsaspekt wird auch dadurch motiviert, dass in der Energiewirtschaft aktuell Tarifanpassungen zulasten von leistungsabhängigen Zahlungen und zugunsten von (arbeitsabhängigen) Dynamisierungen von Preiskomponenten diskutiert werden.

Das Papier ist wie folgt aufgebaut: Kapitel 2 gibt einen Überblick über einzelwirtschaftliche Modellansätze. In Kapitel 3 findet sich eine Beschreibung der Methodik sowie des verwendeten Modells. Ergebnisse für die durchgeführten Parametervariationen und Sensitivitätsbetrachtungen werden in Kapitel 4 dargestellt und eingeordnet. Das Papier schließt mit einem Fazit und Ausblick in Kapitel 5.

---

## 2 Überblick über einzelwirtschaftliche Modellansätze

In der Forschung existieren bereits einige Ansätze für die monetäre Quantifizierung von Einsparpotenzialen durch Lastmanagement auf Unternehmensseite (Tabelle 1). Während einige der Ansätze sehr speziell auf den jeweiligen industriellen Prozess ausgelegt sind, gibt es auch Ansätze, die auf ähnliche Prozesse angewendet werden können. Alle betrachteten Ansätze benutzen eine diskrete Zeitskala und

die Mehrheit der Ansätze stellt ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell dar, wobei die Zielfunktion meist eine Minimierung der Elektrizitätskosten anstrebt und zusätzliche Restriktionen eingeführt werden. Aufgrund der Komplexität dieser Modelle werden teilweise heuristische Lösungsverfahren verwendet, die nicht unbedingt zu optimalen Lösungen führen, jedoch deutlich geringere Rechenzeiten aufweisen. In verschiedenen Fallstudien können bei den betrachteten Day-ahead- bzw. Intraday-Preisen potenzielle monetäre Einsparungen von bis zu 32 % realisiert werden. Diese Werte sind stark von der Modellkonfiguration und von den verwendeten Preis- sowie Lastzeitreihen abhängig und können daher nicht verallgemeinert werden.

Tabelle 1: Einzelwirtschaftliche Bewertungsansätze zu monetären Einsparpotenzialen durch Nachfrageflexibilisierung

Autor und Jahr [Quelle]	Generisch/Speziell	Optimierung	Zielfunktion	Industrie/Fallstudie	Betrachtete Tarife*	Potenzielle Einsparungen
Ashok und Banerjee (2001) [9]	S	Ganzzahlige lineare Optimierung	Minimierung der Elektrizitätskosten	Getreidemühle	TOU	1 - 29 %
Babu und Ashok (2008) [10]	G	Gemischt-ganzzahlige nicht-lineare Optimierung	Minimierung der Elektrizitätskosten	Chloralkali-Elektrolyse	TOU	4 %
Su (2007) [11]	G	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung	Minimierung der Produktionskosten	Theoretisches Beispiel für Herstellung von „Widgets“	RTP (Day-Ahead)	7 – 8 %
Gholian, Mohsenian-Rad, Hua und Qin (2013) [12]	S	Binäre lineare Optimierung	Minimierung der Elektrizitätskosten	Ölraffinerie	RTP (Day-Ahead)	ca.14 %
Shrouf et al. (2014) [6]	G	Ganzzahlige lineare Optimierung	Minimierung der Elektrizitätskosten	Einzelne Maschine	RTP	4 - 32 %
Ding, Hong und Li (2014) [13]	S	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung	Minimierung der gesamten Energiekosten	Sauerstoffproduktion	RTP	2 - 20 %
Luo, Hong und Kim (2016) [7]	S	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung	Minimierung der Elektrizitätskosten	Automobilindustrie (Stanzprozess)	RTP	5 - 11,5 %
Geipel (2016) [14]	G	Dynamische Programmierung	Maximierung von Zahlungsströmen	Papierindustrie	RTP	ca. 0,1 - 1 %
Schwabeneder, Lettner und Burgholzer (2017) [15]	G	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung	Minimierung der Kosten des Energiebezugs am Spotmarkt	Virtuelles Kraftwerk	RTP	ca. 1 %

\*Abkürzungen: TOU: time of use-tariff; RTP: real-time pricing

### 3 Methodik und Modell

Im Folgenden wird das Optimierungsmodell zur monetären Quantifizierung von Einsparpotenzialen durch Nachfrageflexibilisierung dargelegt. Das Optimierungsmodell baut dabei auf dem Ansatz von Schwabeneder, Lettner und Burgholzer (2017) auf (s. auch Tabelle 1). Deren Herangehensweise ist generisch und fokussiert sich auf die Optimierung von Stromkosten durch Lastverschiebungen weitgehend unabhängig von den dahinterliegenden Prozessen bzw. Technologien. Das Modell kann somit für verschiedene industrielle und gewerbliche Unternehmen, aber z. B. auch Aggregatoren angewendet werden.

### 3.1 Annahmen und Datenbasis

Für das Optimierungsmodell werden folgende Annahmen und Festlegungen getroffen:

- Für die Modellierung wird eine diskrete Zeitskala in wahlweise viertelstündlicher oder stündlicher Auflösung verwendet.
- Die Elektrizitätskosten setzen sich aus einer Arbeits- und einer Leistungskomponente zusammen, welche die Elektrizitätskosten und Netzentgelte repräsentieren. Weitere Strompreisbestandteile, wie besondere Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern, werden zunächst nicht berücksichtigt. Sie können zukünftig noch durch eine Arbeits- sowie eine Leistungskomponente repräsentiert werden.<sup>1</sup>
- Es werden neben den oben genannten Elektrizitätskosten keine zusätzlichen (betrieblich bzw. technisch bedingten) Kosten, wie z. B. Speicherkosten oder zusätzliche An- und Abfahrkosten, sowie keine Wirkungsgradverluste bei der Lastverschiebung betrachtet.
- Eine Lastverschiebung findet um einen vorher festgelegten absoluten Leistungswert statt. Ein Lastabwurf wird nicht betrachtet.
- Es gibt keine weiteren Verfügbarkeitsrestriktionen als die Festlegung minimaler oder maximaler Lasten für den betrachteten generischen Anwendungsfall.

Nachfolgend ist die Datenbasis für die Modellparameter dargelegt (Tabelle 2). Die angegebenen Referenzwerte werden für den betrachteten Basisfall angenommen, anhand dessen eine erstmalige Überprüfung der Anwendbarkeit des Modellansatzes vorgenommen wird (Kapitel 3.3).

Tabelle 2: Parameter und Referenzwerte

Parameter	Referenzwert [Einheit]
Minimale Last	0 [kW]
Maximale Last	1.300 [kW]
Verschiebbare Last	100 [kW]
Abrufdauer	8 [1/4 h]
Maximale Verschiebedauer	16 [1/4 h]
Maximale Abrufhäufigkeit pro Tag	1
Minimale Pause zwischen zwei Abrufungen	-
Ursprünglich geplanter Stromverbrauch je Zeitpunkt t	Beispiellastgang für ein Kühlhaus aus 2016 mit einem Jahresstromverbrauch von 3.662.238 kWh
Arbeitspreis je Zeitpunkt t	Zeitreihe der gewichteten durchschnittlichen Strompreise des kontinuierlichen Intraday-Handels für 2016 [16]
Leistungspreis	55 [€/kW] bzw. 9 [€/kW] [17]

Die Abrufdauer beschreibt die Dauer eines Teilprozesses der Lastverschiebung, d. h. die Dauer einer Lasterhöhung bzw. einer Lastreduktion. Diese Dauer wird jeweils fixiert. Die maximale Verschiebedauer beschreibt die Dauer vom Beginn des ersten Teilprozesses der Lastverschiebung (z. B. Lasterhöhung) bis zum Beginn des zweiten Teilprozesses (z. B. Lastreduktion), der zur Kompensation der im ersten Teilprozess verschobenen Energiemenge dient.

### 3.2 Entwicklung des Modells

Das Optimierungsmodell wird in zwei verschiedenen Varianten modelliert. Bei der tageweisen Modellierungsvariante können Lastverschiebungen mit einer gegebenen maximalen Abrufhäufigkeit je Tag stattfinden. Bei der tagesübergreifenden Variante können Lastverschiebungen mit einer definierten minimalen Pause zwischen zwei Lastverschiebungen auch tagesübergreifend stattfinden. Im Folgenden wird zunächst die Implementierung der tageweisen Variante dargelegt. Diese wurde entwickelt,

<sup>1</sup> Bei Zeitinvariabilität dieser Preiskomponenten handelt es sich somit letztlich um eine Niveaushiftung des Preises. Bei einer (spotmarktbasieren) Dynamisierung dieser Preisbestandteile verschiebt sich die Anreizwirkung zugunsten von Flexibilisierungsanreizen der dynamischen Arbeitskomponente im weiteren Sinne.

da über die intertemporalen Restriktionen jeweils eine Verkettung vorheriger Variablenzustände erfolgt und somit mit zunehmendem Optimierungszeitraum bei einer tagesübergreifenden Optimierung auch die Komplexität und hiermit verbundene Rechenzeiten deutlich ansteigen (s. Kapitel 4.3). Insofern werden die Restriktionen in dieser Variante so formuliert, dass jeweils die Zustände eines Tages miteinander verknüpft werden und anschließend für den Folgetag eine erneute Verknüpfung erfolgt. Anschließend werden die zentralen Unterschiede zur tagesübergreifenden Modellierungsvariante erläutert. In der nachfolgenden Modellbeschreibung sind Parameter sind durch Fettdruck gekennzeichnet und Variablen in normaler Schriftstärke geschrieben.

### Tageweise Modellierungsvariante

**Zielfunktion:** Die Zielfunktion des Optimierungsmodells minimiert die Elektrizitätskosten, die sich aus einer Arbeits- und einer Leistungskomponente zusammensetzen. Die Summe der Arbeitspreiszahlungen wird im Folgenden als Arbeitskosten und die Summe der Leistungspreiszahlungen als Leistungskosten bezeichnet:

$$\min \left( \sum_{t=1}^{t_{max}} \mathbf{arbeitspreis}_t \cdot demand_t + \mathbf{leistungspreis} \cdot demand_{max} \right) \quad (3.1)$$

$\mathbf{arbeitspreis}_t$	Arbeitspreis zum Zeitpunkt t [€/MWh]
$t$	Zeit [15 min bzw. 1 h]
$t_{max}$	Anzahl der Zeitschritte im Betrachtungszeitraum
$demand_t$	optimierte Last zum Zeitpunkt t [kW]
$\mathbf{leistungspreis}$	Leistungspreis [€/kW]
$demand_{max}$	Viertelstundenmaximalwert der optimierten Last im betrachteten Zeitraum [kW]

**Maximale Last:** Die maximale optimierte Last wird über die Hilfsvariable  $demand_{max}$  bestimmt. Als Nebenbedingung gilt:

$$demand_{max} \geq demand_t \quad \forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max} \quad (3.2)$$

**Mindest- und Maximallast:** Die Mindestlast und die Maximallast zu einem Zeitpunkt t wird durch die Intervallgrenzen als nichtnegative reelle Zahl definiert:

$$demand_t \in \mathbb{R}_0^+ \mid \mathbf{d}_{min} \leq demand_t \leq \mathbf{d}_{max} \quad (3.3)$$

$\mathbf{d}_{min} \in \mathbb{R}_0^+$	Mindestlast [kW]
$\mathbf{d}_{max} \in \mathbb{R}_0^+$	Maximallast [kW]

Die Mindestlast ist als Parameter definiert und beträgt für die Betrachtungen in diesem Artikel durchgängig Null. Die Maximallast wird ebenfalls als Parameter definiert und kann prinzipiell frei gewählt werden. Die Maximallast sollte größer oder gleich der ursprünglich geplanten Maximallast<sup>2</sup> sein:

$$\mathbf{d}_{max} \geq \mathbf{demand}_{planned,max} \quad (3.4)$$

<sup>2</sup> Bei dieser Maximallast kann es sich auch um eine hypothetische Spitzenlast handeln, die die eigentliche Lastspitze übersteigt.

$demand_{planned,max}$  Ursprünglich geplante Maximallast [kW]

Um numerische Fehler zu vermeiden, wird diese Parameterbedingung vor jedem Modelllauf überprüft.

**Energiebilanzneutralität der Lastverschiebung:** Bei der Lastverschiebung bleibt die Summe des ursprünglich geplanten Stromverbrauchs gleich der Summe des optimierten Stromverbrauchs für jeden betrachteten Tag. Zur Vereinfachung der Lesbarkeit werden alle Restriktionen, die jeweils eine Summation über einen Tag enthalten nachfolgend als Summation über  $t = 1$  bis  $t = t_d$  dargestellt. Diese werden jeweils für jeden Tag des Betrachtungszeitpunkts gebildet. In der tagesübergreifenden Modellierungsvariante erfolgt stattdessen eine Summation über *alle* Zeitschritte, d. h. für diese ist in der nachfolgenden Notation  $t_d$  durch  $t_{max}$  zu ersetzen und es wird jeweils nur eine Nebenbedingung anstelle einer separaten Nebenbedingung für jeden Tag eingeführt.

$$\sum_{t=1}^{t_d} demand_t = \sum_{t=1}^{t_d} demand_{planned,t} \quad (3.5)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

$d$  Tag

$t_d$  Anzahl der Zeitschritte je Tag

$demand_{planned,t}$  Ursprünglich geplante Last zum Zeitpunkt t [kW]

**Einführung von Hilfsvariablen für Lasterhöhungen und -reduktionen:** Um die Lastverschiebungen zu modellieren werden die zwei Hilfsvariablen *inc* und *red* eingeführt. Es gilt:

$$demand_t = demand_{planned,t} + inc_t - red_t \quad (3.6)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$$inc_t \in \mathbb{R}_0^+ \quad (3.7)$$

$$red_t \in \mathbb{R}_0^+ \quad (3.8)$$

$inc_t$  Lasterhöhung zum Zeitpunkt t [kW]

$red_t$  Lastreduktion zum Zeitpunkt t [kW]

Wegen der geforderten Energiebilanzneutralität gilt weiterhin:

$$\sum_{t=1}^{t_d} inc_t = \sum_{t=1}^{t_d} red_t \quad (3.9)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

**Einführung binärer Hilfsvariablen:** Für die Modellierung der Hilfsvariablen *inc* und *red* werden die binären Hilfsvariablen *inc\_start*, *inc\_active*, *red\_start* und *red\_active* in Anlehnung an Schwabeneder, Lettner und Burgholzer (2017) eingeführt. Eine Lasterhöhung („increase“) findet immer dann statt, wenn *inc\_active* dem Wert 1 entspricht. Bei der ersten Zeiteinheit einer Aktivierung entspricht *inc\_start* ebenfalls dem Wert 1. Gleiches gilt bei der Lastreduktion für die Hilfsvariablen *red*, *red\_active* und *red\_start*. Die verschiebbare Last **load<sub>shift</sub>** gibt an, wie hoch die Lasterhöhung bzw. -reduktion ist:

$$inc_t = inc\_active_t \cdot load\_shift \quad (3.10)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$$red_t = red\_active_t \cdot load\_shift \quad (3.11)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$$inc\_active_t \in \{0, 1\} \quad (3.12)$$

$$red\_active_t \in \{0, 1\} \quad (3.13)$$

- $load\_shift \in \mathbb{R}_0^+$  Verschiebbare Last [kW]  
 $inc\_active_t$  Binäre Hilfsvariable für die Lasterhöhung zum Zeitpunkt t  
 $red\_active_t$  Binäre Hilfsvariable für die Lastreduktion zum Zeitpunkt t

**Kein gleichzeitiges Auftreten von Lasterhöhung und -reduktion:** Weiterhin dürfen zu einem beliebigen Zeitpunkt t Lasterhöhung und Lastreduktion nicht gleichzeitig auftreten. Es gilt:

$$inc\_active_t + red\_active_t \leq 1 \quad (3.14)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

**Restriktion der Abrufdauer:** Die Abrufdauer wird über den Parameter  $load\_shift\_calloff\_time$  festgelegt. Der Zusammenhang zwischen  $inc\_start$  und  $inc\_active$  sowie  $red\_start$  und  $red\_active$  wird dann wie folgt bestimmt:

$$\sum_{t=1}^{t_d} inc\_active_t = \sum_{t=1}^{t_d} inc\_start_t \cdot load\_shift\_calloff\_time \quad (3.15)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

$$\sum_{t=1}^{t_d} red\_active_t = \sum_{t=1}^{t_d} red\_start_t \cdot load\_shift\_calloff\_time \quad (3.16)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

- $inc\_start_t$  Binäre Hilfsvariable für die Lasterhöhung zum Zeitpunkt t  
 $red\_start_t$  Binäre Hilfsvariable für die Lastreduktion zum Zeitpunkt t  
 $load\_shift\_calloff\_time$  Abrufdauer

**Verkettung der binären Variablen:** Damit die binären Hilfsvariablen  $inc\_active$  nebeneinander liegen, werden sie über die binäre Hilfsvariable  $inc\_start$  verbunden. Über folgende Nebenbedingungen wird dies realisiert:

$$inc\_start_t \leq inc\_active_{t+i} \quad (3.17)$$

$$\forall i \in \mathbb{N} \mid 0 \leq i \leq load\_shift\_calloff\_time - 1$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max} - (load\_shift\_calloff\_time - 1)$$



$$red\_start_t \leq red\_active_{t+i} \quad (3.18)$$

$$\forall i \in \mathbb{N} \mid 0 \leq i \leq load\_shift\_calloff\_time - 1$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max} - (load\_shift\_calloff\_time - 1)$$

**Vermeidung neuer Lastverschiebungen am Ende:** Weiterhin dürfen inc\_start und red\_start nicht am Ende der Zeitskala bzw. am Ende des Tages liegen, denn sonst würde der jeweils letzte Wert auf der Zeitskala für inc\_start bzw. red\_start reserviert und die verbleibenden inc\_active- bzw. red\_active-Variablen würden sich einen optimalen Punkt an anderer Stelle suchen. Es müssen demnach folgende Nebenbedingungen gelten:

$$inc\_start_t = 0 \quad (3.19)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid t_d - (load\_shift\_calloff\_time - 1) \leq t \leq t_d$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

$$red\_start_t = 0 \quad (3.20)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid t_d - (load\_shift\_calloff\_time - 1) \leq t \leq t_d$$

$$\forall a \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

**Mindestabstand bis zur Kompensation:** Der Mindestabstand zwischen inc\_start bzw. red\_start-Variablen muss mindestens der Abrufdauer entsprechen, denn sonst könnte es zu Überlagerungen bei den Abrufungen kommen. Um diese Überlagerungen zu vermeiden muss also ein Mindestabstand in den Nebenbedingungen berücksichtigt werden:

$$load\_shift\_calloff\_time-1 \quad (3.21)$$

$$\sum_{i=0}^{load\_shift\_calloff\_time-1} inc\_start_{t+i} \leq 1$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_d - (load\_shift\_calloff\_time - 1)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

$$load\_shift\_calloff\_time-1 \quad (3.22)$$

$$\sum_{i=0}^{load\_shift\_calloff\_time-1} red\_start_{t+i} \leq 1$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_d - (load\_shift\_calloff\_time - 1)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

**Maximale Abrufhäufigkeit:** Die maximale Abrufhäufigkeit wird nur bei der tageweisen Betrachtung berücksichtigt und mit dem Parameter max\_load\_shifts\_per\_day eingegeben. Die Nebenbedingung ist wie folgt festgelegt:

$$\sum_{t=1}^{t_d} inc\_start_t \leq max\_load\_shifts\_per\_day \quad (3.23)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$



$$\sum_{t=1}^{t_d} red\_start_t \leq \mathit{max\_load\_shifts\_per\_day} \quad (3.24)$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

**max\_load\_shifts\_per\_day** Maximale Abrufhäufigkeit pro Tag

**Indifferenz der Abrufreihenfolge:** Die Vorgabe einer Abrufreihenfolge stellt sicher, dass eine Lastreduktion bzw. Lasterhöhung zunächst ausgeglichen wird, bevor eine erneute Lastreduktion bzw. Lasterhöhung stattfindet. Dabei kann auch festgelegt werden, ob zuerst jeweils eine Lasterhöhung bzw. eine Lastreduktion stattfinden soll oder ob es indifferent ist, welches der beiden zuerst stattfindet. Für letztere Variante ergeben sich die folgenden Nebenbedingungen:

$$\sum_{i=1}^t inc\_start_i - red\_start_i \leq 1 \quad (3.25)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_d$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

$$\sum_{i=1}^t inc\_start_i - red\_start_i \geq -1 \quad (3.26)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_d$$

$$\forall d \in \mathbb{N} \mid 1 \leq d \leq \frac{t_{max}}{t_d}$$

**Maximale Verschiebedauer:** Die maximale Verschiebedauer wird über den Parameter **max\_load\_shift\_duration** (abgekürzt mit **mlsd**) zu Beginn festgelegt. Der Wert gibt an, um wie viel Zeiteinheiten die Last maximal verschoben werden kann, bis der Ausgleichsprozess beginnt (s. Kapitel 3.1). In der folgenden mathematischen Formulierung der Nebenbedingungen wird die Subtraktion der Variablen red\_start von der Variablen inc\_start zum jeweiligen Zeitpunkt t mit irs abgekürzt. Die Formel wurde iterativ entwickelt, wobei im Sinne einer kompakten Darstellung hier auf die detaillierte Herleitung verzichtet wird:

$$\sum_{i=1}^{t+mlsd} (mlsd + 1) \cdot (irs_i) - \sum_{j=1}^{mlsd} j \cdot (irs_{t+j}) \leq \mathit{mlsd} \quad (3.27)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max} - \mathit{mlsd}$$

$$\sum_{i=1}^{t+mlsd} (mlsd + 1) \cdot (irs_i) - \sum_{j=1}^{mlsd} j \cdot (irs_{t+j}) \geq -\mathit{mlsd} \quad (3.28)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max} - \mathit{mlsd}$$

$$irs = inc\_start - red\_start \quad (3.29)$$

## Anpassungen in der tagesübergreifenden Modellierungsvariante

Nachfolgend werden im Sinne einer kompakten Darstellung ausschließlich die Abweichungen zur tageweisen Modellierungsvariante dargelegt. Erneut sei darauf verwiesen, dass für eine tagesübergreifende Modellierung der Parameter  $t_d$  durch  $t_{max}$  zu ersetzen ist und anstelle der Einführung separater Nebenbedingungen je Tag jeweils eine einzelne Nebenbedingung einzuführen ist. Somit verringert sich zwar die Zahl der Nebenbedingungen, die Komplexität steigt jedoch durch die Einführung weiterer Binärvariablen und die Verkettung aller Zeitschritte in den meisten Nebenbedingungen erheblich an (s. hierzu Kapitel 4.3).

**Einführung einer minimalen Pause zwischen Verschiebezyklen:** Bei der tagesübergreifenden Modellierungsvariante wird eine minimale Pause anstatt der maximalen Abrufhäufigkeit pro Tag modelliert. Hierfür wird der Parameter **min\_pause** eingeführt. Zur Modellabbildung ist die Einführung weiterer Binärvariablen erforderlich. Zunächst wird eine zusätzliche binäre Hilfsvariable  $non\_active$ , die den Wert 1 annimmt, wenn keine Lasterhöhung bzw. Lastreduktion stattfindet, definiert:

$$inc\_active_t + red\_active_t + non\_active_t = 1 \quad (3.30)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$non\_active_t$  Binäre Hilfsvariable für das Ausbleiben einer Lastveränderung zum Zeitpunkt  $t$

Anschließend wird eine binäre Hilfsvariable  $dummy\_irs\_odd$  eingeführt, die zu Beginn jeder Lastverschiebung – jedoch nicht beim Lastausgleich – den Wert 1 annimmt:

$$dummy\_irs\_odd_t \leq non\_active_{t-i} \quad (3.31)$$

$$\forall i \in \mathbb{N} \mid 1 \leq i \leq min\_pause$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$dummy\_irs\_odd_t$  Binäre Hilfsvariable für die Bestimmung jeder ungeraden Lasterhöhung bzw. Lastreduktion

Damit wird zu Beginn jeder Lastverschiebung ( $dummy\_irs\_odd_t = 1$ ) sichergestellt, dass zu den vorherigen  $i$  Zeitpunkten keine Lastverschiebung stattfindet ( $non\_active_{t-i} = 1$ ).

Im Folgenden wird die Herleitung der Hilfsvariable  $dummy\_irs\_odd$  erläutert. Hierfür werden die Hilfsvariablen  $irs\_plus$ ,  $sum\_irs$  und  $sum\_irs\_absolute$  eingeführt. Die Hilfsvariable  $irs\_plus$  gibt an, ob zu einem bestimmten Zeitpunkt  $t$  eine Lasterhöhung oder eine Lastreduktion startet:

$$irs\_plus_t = inc\_start_t + red\_start_t \quad (3.32)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$irs\_plus_t$  Binäre Hilfsvariable für den Start einer Lasterhöhung bzw. Lastreduktion zum Zeitpunkt  $t$

Die Hilfsvariable  $sum\_irs\_absolute$  nimmt den Wert 1 an, wenn eine Lastverschiebung startet und den Wert 0, sobald die Lastverschiebung wieder ausgeglichen wird. Die Variable ist dabei abhängig von sämtlichen Vorgängerwerten und wird wie folgt definiert:

$$sum\_irs\_absolute_t = \left| \sum_{i=1}^t inc\_start_i - red\_start_i \right| \quad (3.33)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$sum\_irs\_absolute_t$  Binäre Hilfsvariable für den Betrag der Summe aller Lasterhöhungen abzüglich Lastreduktionen bis zum Zeitpunkt  $t$

Die Hilfsvariable  $dummy\_irs\_odd$  nimmt immer dann den Wert 1 an, wenn auch  $sum\_irs\_absolute$  und  $irs\_plus$  zum jeweiligen Zeitpunkt  $t$  den Wert 1 annehmen. Hierdurch ergibt sich die Forderung, dass die Summe aus  $irs\_plus$ ,  $sum\_irs\_absolute$  und  $dummy\_irs\_odd$  stets ungleich zwei, d. h. entweder 0, 1 oder 3 sein muss:

$$dummy\_irs\_odd_t \leq irs\_plus_t \quad (3.34)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

$$irs\_plus_t + sum\_irs\_absolute_t + dummy\_irs\_odd_t \neq 2^3 \quad (3.35)$$

$$\forall t \in \mathbb{N} \mid 1 \leq t \leq t_{max}$$

Das Optimierungsmodell wurde in der Programmiersprache Python unter Nutzung des Modellierungspackages PuLP implementiert und mithilfe des Solvers Gurobi gelöst. Für die Berechnungen wurde ein Computer mit Intel Core i5-4300U 1,90 GHz Prozessor mit integrierter Intel HD Graphics Family und einem Arbeitsspeicher von 4 GB DDR3-RAM benutzt. Zum Vergleich der tagesübergreifenden mit der tageweisen Optimierung wurden Rechnungen auf einem leistungsstärkeren Computer mit Intel Core i7-5960X 3,00 GHz Prozessor mit AMD Radeon HD 5450 Grafikkarte und einem Arbeitsspeicher von 32 GB DDR3-RAM verwendet.

### 3.3 Modellanwendung und Sensitivitätsanalysen

Bei der Anwendung des Modells steht einerseits eine Analyse der Auswirkungen von Parametervariationen und -sensitivitäten sowie von abweichenden Lastgängen und Preisstrukturen auf die erzielten Kosteneinsparungen im Fokus und andererseits sollen die unterschiedlichen Modellierungsvarianten auf Rechenzeiten sowie Ergebnisdifferenzen untersucht werden. Für ersteres wird ein explorativer Ansatz gewählt, in dem in Ceteris Paribus-Betrachtungen jeweils lediglich ein Parameter bzw. Inputdatum geändert wird. Tabelle 3 fasst die mit dem Modell analysierten Anwendungsfälle zusammen.

In einem ersten Schritt erfolgt eine Anwendung des Modells in der tageweisen Optimierungsvariante für einen *Basisfall* mit den in Kapitel 3.1 dargelegten Referenzwerten. Die Inputdaten umfassen Lastgangdaten eines beispielhaften Unternehmens sowie eine vorgegebene (historische) viertelstündliche Preiszeitreihe für ein Jahr. Für den Basisfall in der tageweisen Optimierungsvariante werden anschließend zentrale Parametersensitivitäten untersucht. Hierfür wird für die relevanten Parameter die Einflussstärke im Rahmen einer *Sensitivitätsanalyse* quantifiziert. Für die Parameter *Abrufdauer*, *maximale Verschiebedauer*, *maximale Abrufhäufigkeit pro Tag*, *verschiebbare Leistung* und *Leistungspreis* werden die Auswirkungen auf die erzielten Stromkosteneinsparungen untersucht. Einsparmöglichkeiten in Bezug auf die *Arbeitskosten* werden gesondert untersucht, um hierdurch Effekte für Kundengruppen mit geringen Leistungspreisen oder Grundpreisen sowie Effekte einer (spotmarktbasierten) Dynamisierung von Strompreiskomponenten qualitativ abbilden und untersuchen zu können.

Anschließend werden Modellläufe mit in ihrer zeitlichen Charakteristik maßgeblich *abweichenden Lastgängen* (normalisierte anonymisierte Realdaten) durchgeführt, die näherungsweise auf denselben

<sup>3</sup> Für die Abbildung der Ungleichheitsbedingung wird für das verwendete Python-Modellierungspackage PuLP ein Workaround mit weiteren Binärvariablen benötigt, da sich diese nicht direkt abbilden lässt. Im Sinne einer kompakten Darstellung wird auf weiterführende Ausführungen hierzu verzichtet, da die Modellstruktur durch die Ungleichheitsbedingung hinreichend beschrieben ist.

Jahresenergiebezug wie der Lastgang des Basisfalls skaliert wurden. Hierfür werden normalisierte industrielle wie gewerbliche Lastgangdaten verwendet. Alle sonstigen Parameter entsprechen denjenigen des Basisfalls. Im Fokus der Analysen stehen die Auswirkungen auf die erzielten Kosteneinsparungen bei abweichenden *Laststrukturen*.

Ferner wird der Effekt einer Variation der *Preisstrukturen* untersucht. Hierfür werden für die tageweise Modellierungsvariante die 52 Montage aus dem Jahr 2016 der Referenzpreiszeitreihe hinsichtlich ihrer Einsparungen bei den Arbeitskosten, d. h. der Arbeitspreiszahlungen multipliziert mit dem jeweiligen Verbrauch, untersucht. Hierbei wird die Stärke eines linearen Zusammenhangs für die Einsparungen der Arbeitskosten mit den Faktoren „Standardabweichung des Strompreises“ sowie „durchschnittlicher Strompreis“ geprüft. Die Last wurde dabei auf konstant 500 kW gesetzt und der Leistungspreis wurde vernachlässigt. Damit gibt es keine lastseitigen Einschränkungen für die Verschiebungen. Alle weiteren Parameter entsprechen den Referenzwerten.

In einem letzten Analyseschritt wird die *tageweise* mit der *tagesübergreifenden* Modellierungsvariante verglichen. Hierzu werden für beide Modellierungsvarianten Modellläufe mit identischem Optimierungszeitraum durchgeführt und die Abweichungen hinsichtlich der erzielten Kosteneinsparungen sowie die aufgetretenen Rechenzeiten analysiert. Hierbei wird die Länge des Modellierungszeitraums sukzessive erhöht, um zu analysieren, ob sich eine Systematik von Abweichungen mit zunehmendem Optimierungszeitraum feststellen lässt und welche Modellkonfiguration sich im Spannungsfeld zwischen Belastbarkeit der Ergebnisse und Rechenaufwand als geeignet erweist. In insgesamt sechs Modellläufen erfolgt so die Betrachtung eines Zeitraums von zwei Tagen, drei Tagen und vier Tagen.

Tabelle 3: Übersicht über die Modellanwendungsfälle

Bezeichnung des Anwendungsfalls	Modellierungsvariante und Betrachtungshorizont	Beschreibung	Analysefokus
Basisfall	Tageweise für 1 Jahr	Basislastgang, gegebene Preiszeitreihe und Referenzwerte für sonstige Parameter	(Gesamt-)Kosteneinsparung
Parametersensitivitäten	Tageweise für 1 Jahr	Betrachtung der Einflüsse der Parameter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrufdauer</li> <li>• maximale Verschiebedauer</li> <li>• maximale Abrufhäufigkeit pro Tag</li> <li>• verschiebbare Leistung</li> <li>• Leistungspreis</li> </ul> Ceteris Paribus-Betrachtungen und Referenzwerte für die nicht variierten Parameter	Einfluss auf Kosteneinsparung (Gesamtkosten und nur Arbeitskosten)
Variation des Lastgangs	Tageweise für 1 Jahr	Analyse der Auswirkungen abweichender Laststrukturen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kühlhaus (Referenz)</li> <li>• industrieller Lastgang (in etwa gleichmäßige Auslastung)</li> <li>• industrieller Lastgang (höhere Fluktuationen)</li> <li>• gewerblicher Lastgang (wochenweise Fluktuation)</li> <li>• Synthetisch; Bandlast</li> </ul> Referenzwerte für sonstige Parameter	Einfluss auf (Gesamt-)Kosteneinsparung
Variation der Preisstruktur	Tageweise für jeweils 1 Tag	Analyse der Auswirkungen von unterschiedlichen Preisniveaus und -strukturen durch Überprüfung von 52 exemplarischen Montagen	Einfluss auf Arbeitskosteneinsparung durch Überprüfung von Korrelationen

Bezeichnung des Anwendungsfalls	Modellierungsvariante und Betrachtungshorizont	Beschreibung	Analysefokus
Vergleich der Modellierungsvarianten	Tageweise und tagesübergreifend für abweichende Zeiträume	Untersuchung der Rechenzeiten und Ergebnisabweichungen zwischen der tageweisen und der tagesübergreifenden Modellierungsvariante für abweichende Zeiträume im Basisfall; betrachtete Zeiträume: <ul style="list-style-type: none"> <li>• zwei Tage</li> <li>• drei Tage</li> <li>• vier Tage</li> </ul>	Rechenzeiten und Differenzen zwischen den Ergebnissen der Kostenminimierung

## 4 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die zentralen Ergebnisse der in Kapitel 3.3 dargelegten Modellanwendungen dargelegt. Ferner erfolgt eine Diskussion zur Einordnung der Ergebnisse und es wird auf Limitationen des Modells selbst sowie der durchgeführten Anwendungen hingewiesen.

### 4.1 Basisfall und Parametersensitivitäten

#### Basisfall

Für den Basisfall wurden bei Ansatz der Referenzwerte (Tabelle 2) die folgenden Ergebnisse generiert (Tabelle 4). Durch Lastverschiebungen lassen sich für diesen Fall ca. 2,61 % der gesamten Stromkosten einsparen, wobei die Einsparungen bei den Leistungskosten mit 4,17 % höher ausfallen als die bei den Arbeitskosten, die um 1,68 % reduziert werden.

Tabelle 4: Ergebnisse des Basisfalls (ursprüngliche Werte zum Vergleich)

Größe	Wert	Ursprünglicher Wert
Stromkosten [€]	165.076,21	169.497,23
Einsparung Stromkosten [€]	4.421,02	-
Einsparung Stromkosten [%]	2,61	-
Maximaler Leistungsbezug	1.104	1.152
Leistungskosten [€]	60.720	63.360
Einsparung Leistungskosten [€]	2.640	-
Einsparung Leistungskosten [%]	4,17	-
Arbeitskosten [€]	104.356,21	106.137,23
Einsparung Arbeitskosten [€]	1.781,02	-
Einsparung Arbeitskosten [%]	1,68	-

#### Parametersensitivitäten

Im Folgenden wird der Einfluss der Parameter *Leistungspreis (leistungspreis)*, *verschiebbare Leistung (load\_shift)*, *maximale Abrufhäufigkeit pro Tag (max\_load\_shifts\_per\_day)*, *Abrufdauer (load\_shift\_calloff\_time)* und *maximale Verschiebedauer (max\_load\_shift\_duration)* auf die möglichen monetären Einsparungen durch Nachfrageflexibilisierung untersucht. Die monetären Einsparungen können dabei in drei Kategorien unterschieden werden:

- Einsparung der Stromkosten (Gesamtkosten),
- Einsparung der Leistungskosten (Leistungspreis multipliziert mit der maximalen (viertelstündlichen) Bezugsleistung) und
- Einsparung der Arbeitskosten (Arbeitspreis multipliziert mit dem Stromverbrauch).

Als Vergleichswerte dienen jeweils die ursprünglichen Strom-, Leistungs- bzw. Arbeitskosten, die ohne jegliche Lastverschiebung im betrachteten Optimierungszeitraum auftreten. Die jeweiligen Kennwerte und ermittelten Sensitivitäten sind detailliert in der Datentabelle Tabelle 7 im Anhang dargelegt. Die Einflüsse auf den Strompreis sind in Abbildung 1 dargestellt. Deutlich ersichtlich ist, dass der Leistungspreis für den analysierten Verbrauchsfall den dominierenden Einflussfaktor darstellt und sich durch eine Reduktion der maximalen viertelstündlichen Bezugsleistung somit deutlich größere Einflüsse ergeben, als bei einer Veränderung der sonstigen Parameter.

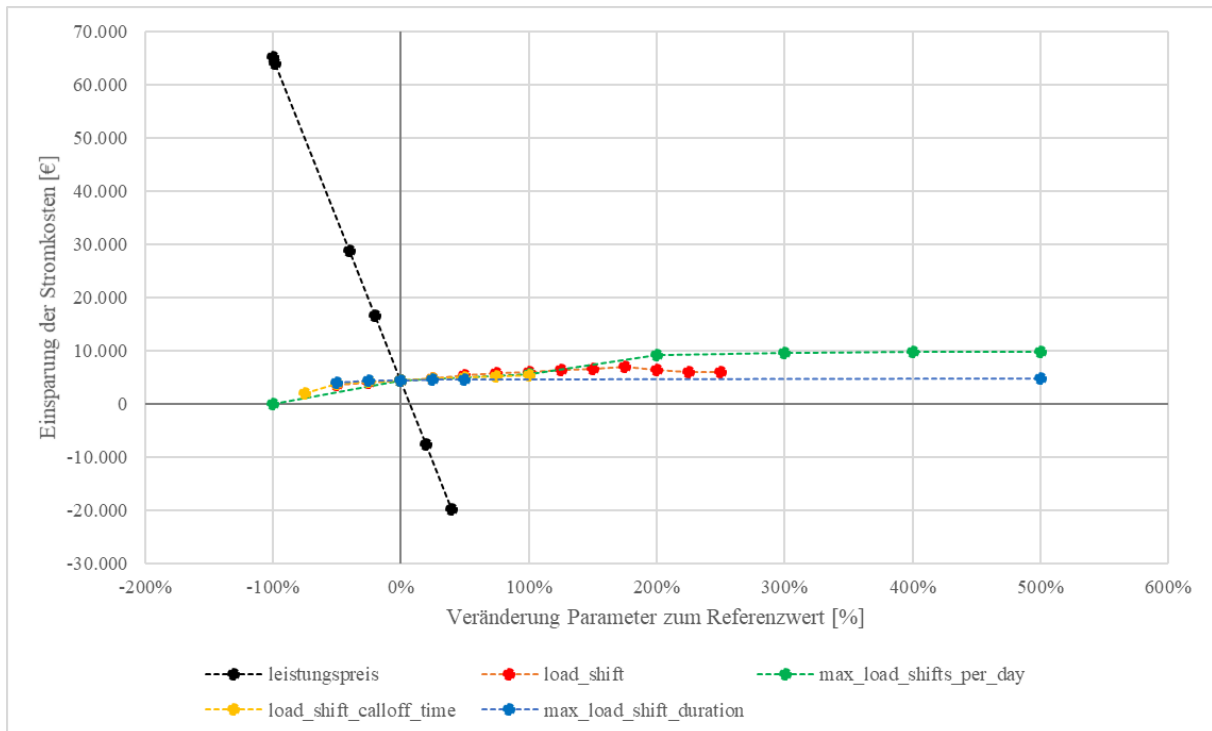


Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse für die Einsparung von Stromkosten

Auf die Einsparung von Arbeitskosten, d. h. der von der bezogenen Strommenge abhängigen Zahlungen, hat der Leistungspreis dagegen keinen Einfluss. Hier wirken sich in abnehmender Einflusstärke die Parameter *verschiebbare Leistung (load\_shift)*, *maximale Abrufhäufigkeit pro Tag (max\_load\_shifts\_per\_day)*, *Abrufdauer (load\_shift\_calloff\_time)* sowie *maximale Verschiebedauer (max\_load\_shift\_duration)* aus.

#### 4.2 Variation des Lastgangs und der Preisstruktur

##### Variation des Lastgangs

Anknüpfend an obige Betrachtungen wird der Einfluss von maßgeblich abweichenden Lastgängen, die näherungsweise auf denselben Jahresenergiebezug skaliert wurden, auf Einsparungen der Arbeits-, Leistungs- und Stromkosten untersucht. Zusätzlich zum Beispiellastgang wurden vier weitere Lastgänge untersucht, deren wesentliche Eigenschaften in Tabelle 5 zusammengefasst sind.

Tabelle 5: *Untersuchte Lastgänge*

Lastgang	Industrie/Eigenschaft/Beschreibung	Jahresverbrauch [kWh]	Minimallast [kW]	Jahreshöchstleistung [kW]	Standardabweichung Last [kW]	Durchschnittliche Last [kW]
1	Kühlhaus (Beispiel-lastgang als Referenz)	3.662.238	0	1.152	163,21	416,92
2	industrieller Lastgang (in etwa gleichmäßige Auslastung)	3.662.196	11	486	90,88	416,92
3	industrieller Lastgang (höhere Fluktuationen)	3.662.329	20	580	126,98	416,93
4	gewerblicher Lastgang (Wochenweise Fluktuation)	3.662.285	90	586	62,79	416,93
5	Synthetisch; Bandlast	3.662.928	417	417	0	417

In Abbildung 2 sind die (auf Basis der Lastgänge aus Tabelle 5 berechneten) Einsparungen der Arbeitskosten bei Berücksichtigung und bei Vernachlässigung des Leistungspreises dargestellt.<sup>4</sup> Die vollständigen Berechnungsergebnisse sind in Tabelle 8 im Anhang enthalten. Auffällig ist, dass sich für die Lastgänge 1 und 4 verhältnismäßig hohe Einsparungen der Arbeitskosten auch ohne die Vernachlässigung des Leistungspreises ergeben. Bei Lastgang 2 lassen sich unter Berücksichtigung des Leistungspreises deutlich geringere Einsparungen erzielen. Für den hypothetischen Bandlastgang 5 sind unter Hinzunahme des Leistungspreises keinerlei Einsparungen der Arbeitskosten generierbar. Ein gerichteter Zusammenhang zwischen Einsparungen der Arbeitskosten unter Berücksichtigung des Leistungspreises und der Standardabweichung des verwendeten Lastgangs konnte an dieser Stelle noch nicht nachgewiesen werden.

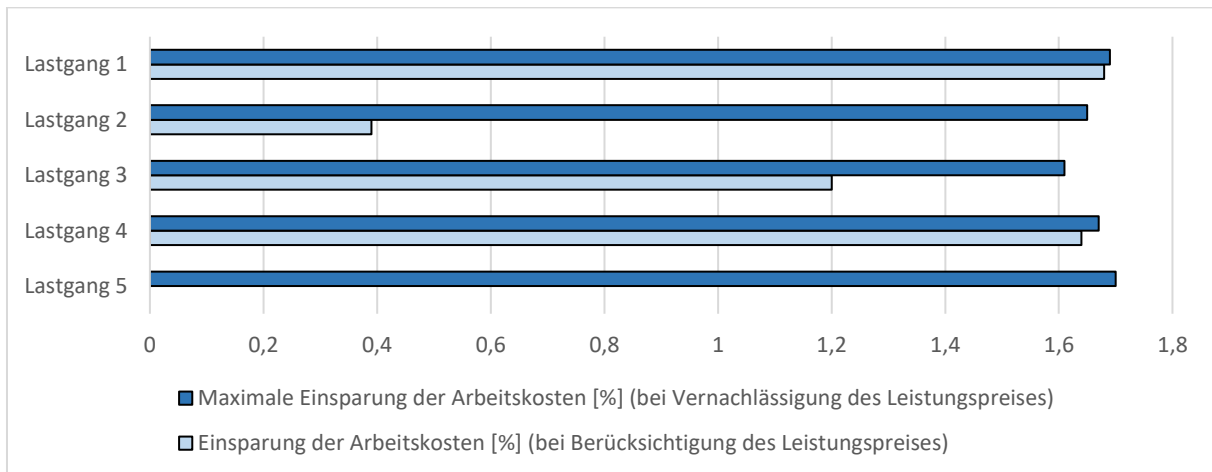


Abbildung 2: *Einsparungen der Arbeitskosten bei Variation des Lastgangs*

### Variation der Preisstruktur

Die Strompreise haben ebenfalls einen Einfluss auf die monetären Einsparungen durch Nachfrageflexibilisierung. Im Folgenden werden die Einflüsse des durchschnittlichen Strompreises und der Standardabweichung des Strompreises (als Näherung für dessen Fluktuation) betrachtet. Hierfür werden

<sup>4</sup> Diese Betrachtungen wurden durchgeführt, um Effekte für Kundengruppen mit geringen Leistungspreisen oder Grundpreisen sowie Effekte einer (spotmarkt-basierten) Dynamisierung von Strompreiskomponenten qualitativ abbilden und untersuchen zu können.



die 52 Montage aus dem Jahr 2016 der Referenzpreiszeitreihe untersucht. Der Leistungspreis wird dabei vernachlässigt. Alle weiteren Parameter entsprechen den Referenzwerten aus Tabelle 2. Zusätzlich werden die Einsparungen der Arbeitskosten bei einer maximalen Abrufhäufigkeit von zwei Abrufen pro Tag berechnet.

In Abbildung 3 wird der Zusammenhang zwischen dem durchschnittlichen Strompreis und den (absoluten) Einsparung der Arbeitskosten für eine zulässige Abrufung pro Tag untersucht. Auch hier wird ein gerichteter Einfluss unterstellt. Es ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß  $R^2$  von nahe 0, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die Größen nicht korreliert sind und das durchschnittliche Strompreisniveau somit keinen Einfluss auf die erzielbaren Einsparungen an Arbeitskosten hat. Die vollständigen Ergebnisse für die dargestellten Korrelations- bzw. Regressionsanalysen sind in Tabelle 9 im Anhang dargestellt.

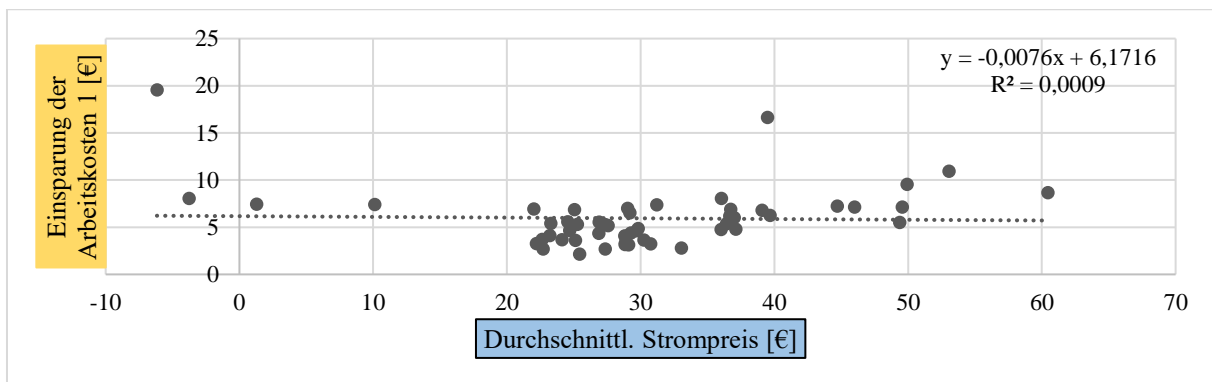


Abbildung 3: *Einsparung der Arbeitskosten [€] bei (maximal) einmaligem Abruf pro Tag im Verhältnis zum durchschnittlichen Strompreis [€]*

In Abbildung 4 und Abbildung 5 wird der Zusammenhang zwischen der Standardabweichung des Strompreises und der (absoluten) Einsparung der Arbeitskosten in Abhängigkeit von  $t$  für eine bzw. zwei zulässige Abrufungen pro Tag untersucht. Hierzu wird ferner angenommen, dass sich die Standardabweichung des Strompreises auf die Einsparung der Arbeitskosten auswirkt und somit ein gerichteter Zusammenhang besteht. Für beide Fälle ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß von  $R^2 > 0,85$ , wodurch die Annahme eines deutlichen positiven linearen Zusammenhangs nahe gelegt wird.

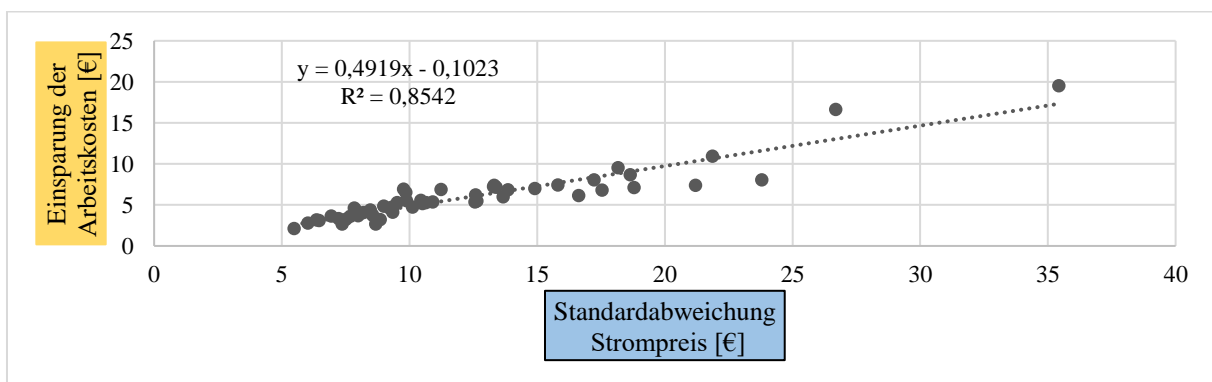


Abbildung 4: *Einsparung der Arbeitskosten [€] bei (maximal) einmaligem Abruf pro Tag im Verhältnis zur Standardabweichung des Strompreises [€]*

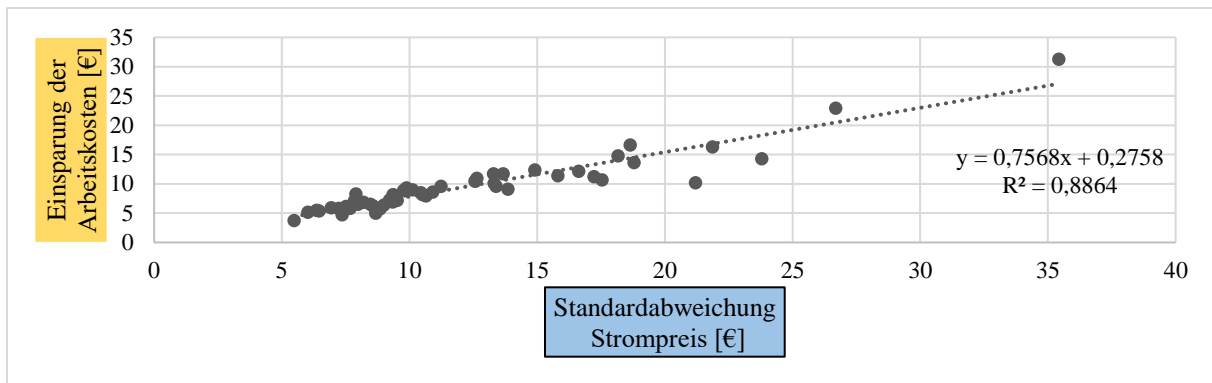


Abbildung 5: *Einsparung der Arbeitskosten [€] bei (maximal) zweimaligem Abruf pro Tag im Verhältnis zur Standardabweichung des Strompreises [€]*

### 4.3 Vergleich von Modellierungsvarianten und Optimierungszeiträumen

Im Folgenden werden die Berechnungszeiten der tageweisen Modellierung mit der tagesübergreifenden Modellierung verglichen. Hierfür werden beide Modellierungsvarianten derart parametrisiert, dass sie eine vergleichbare Anzahl von Lastverschiebungen generieren und sich lediglich deren zeitliche Aktivierung unterscheidet. Der betrachtete Optimierungszeitraum wird beginnend mit einem Zeitraum von einem Tag sukzessive erhöht. Im Fokus der Analyse stehen einerseits die Differenzen der ermittelten Kosteneinsparungen sowie andererseits die Rechenzeiten. Nachfolgende Tabelle 6 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen. Eine detaillierte Ergebnisübersicht ist in Tabelle 10 im Anhang zu finden. Zwischen den Modellierungsvarianten zeigen sich Differenzen im zweistelligen Bereich hinsichtlich der erzielbaren Stromkosteneinsparungen. Die tagesübergreifende Variante ermittelt – bei der vorgenommenen Parametrierung – systematisch geringere Einsparungen. Die Stärke der Abweichungen nimmt mit zunehmendem Betrachtungszeitraum zu. Hinsichtlich der Modelllösungszeiten zeigt sich bei der tagesübergreifenden Variante ein sehr rascher Zuwachs mit Zunahme der Länge des Optimierungszeitraums.

Tabelle 6: *Vergleich der Modellierungsvarianten hinsichtlich Ergebnisdifferenzen und Lösungszeiten*

Betrachtungszeitraum [Tage]	Modellierungsvariante	Absolute Differenz der Stromkosten [€]	Relative Differenz der Stromkosten [€]	Modelllösungszeit [s]
1	tageweise	-1,32	-18,36 %	0,39
1	tagesübergreifend			4,06
2	tageweise	-3,83	-23,63 %	0,68
2	tagesübergreifend			330
3	tageweise	-6,18	-25,30 %	0,99
3	tagesübergreifend			1.196
4	tageweise	-5,91	-18,69 %	1,44
4	tagesübergreifend			7.453

### 4.4 Diskussion

#### Diskussion der Ergebnisse

**Parametersensitivitäten:** Der Einfluss der verschiedenen Sensitivitätsparameter auf Strom-, Leistungs- und Arbeitskosten ist unterschiedlich hoch. Den mit Abstand größten Einfluss auf die Stromkosten hat der Leistungspreis. Dies ist auf die Modellparametrierung bzw. das Preissystem zurückzuführen, da der Leistungspreis der Netzentgelte für größere Endabnehmer und insbesondere für solche mit Benutzungsstunden von mehr als 2.500 Stunden pro Jahr stark ins Gewicht fallen kann [18]. Dieser Effekt

wird in den Beispielbetrachtungen dadurch verstärkt, dass statische Komponenten der Arbeitskosten nicht berücksichtigt wurden (s. Kapitel 3.1).

Die Arbeitskosten werden durch die folgenden Faktoren beeinflusst, welche nach abnehmender Einflussstärke sortiert sind: (1) *verschiebbare Last*, (2) *maximale Abrufhäufigkeit pro Tag*, (3) *Abrufdauer* und (4) *maximale Verschiebedauer*.

**Variation des Lastgangs:** Es zeigt sich, dass die Struktur des Lastgangs maßgebliche Auswirkungen auf die erzielbaren Einsparungen haben kann. Dies betrifft insbesondere die erzielbaren Einsparungen an Arbeitskosten, welche für die betrachteten Fälle Lastgang 2 und Lastgang 5 deutlich geringer ausfallen, da diese hier in Konflikt mit der Vergrößerung der maximalen viertelstündlichen Bezugsleistung stehen. Hier bestätigt sich der starke Einfluss des Leistungspreises im heutigen Preisregime. Insofern sind für Lastverschiebungen insbesondere solche Prozesse bzw. diejenigen Zeiten interessant, für die keine Erhöhung der individuellen (zeitungleichen) Höchstleistung droht. Dies ließe sich unter anderem über die Distanz der durchschnittlichen Last von der individuellen Jahreshöchstlast ausdrücken und sollte in anknüpfenden Analysen weiter untersucht werden.

**Variation des Strompreises:** Für den Zusammenhang zwischen den Faktoren „durchschnittlicher Strompreis“ bzw. „Standardabweichung des Strompreises“ und den absoluten monetären Einsparungen bei den Arbeitskosten sind für die betrachteten Tage zwei zentrale Schlussfolgerungen zu ziehen:

1. Erwartungsgemäß kann kein linearer Zusammenhang zwischen dem durchschnittlichen Strompreis und den absoluten Einsparungen der Arbeitskosten festgestellt werden.
2. Es kann ein stark ausgeprägter linearer Zusammenhang zwischen der Standardabweichung des Strompreises und den absoluten Einsparungen der Arbeitskosten nachgewiesen werden. Bei einer größer werdenden Standardabweichung des Strompreises steigen also die absoluten Einsparungen der Arbeitskosten. Es liegt nah, dass die Standardabweichung des Strompreises sehr stark positiv mit den zur Optimierung der Arbeitskosten genutzten Preisspreads korreliert. Frühere Ergebnisse von Schwabeneder, Lettner und Burgholzer (2017) werden dadurch bestätigt.

**Vergleich der Modellierungsvarianten:** Beim Vergleich der Modellierungsarten wird deutlich, dass die tagesübergreifende Modellierung eine deutlich höhere Rechenzeit sowie einen deutlich schnelleren Rechenzeitanstieg aufweist als die tageweise Modellierung. Dies lässt sich auf eine Erhöhung der Modellkomplexität durch Einführung weiterer Binärvariablen sowie die intertemporale Verkettung aller vorherigen Zustände innerhalb der Nebenbedingungen zurückführen. Zudem wurde erkennbar, dass bei der vorgenommenen Parametrierung relative Abweichungen zwischen den ermittelten Kosteneinsparungen im zweistelligen Prozentbereich ermittelt wurden, welche mit zunehmender Länge des Betrachtungszeitraums ansteigen. Die tagesübergreifende Modellierungsvariante liefert hierbei für die vorgenommene Parametrierung deutlich niedrigere Werte. Dies kann aber auch darauf zurückzuführen sein, dass die Parametrierung derart gewählt wurde, dass eine vergleichbare Anzahl an Lastverschiebungen resultiert. Insofern erfolgt kein Vergleich vollkommen gleichwertiger Alternativen: Während in der tageweisen Modellierungsvariante lediglich die Anzahl der Lastverschiebungen limitierend wirkt und diese zu beliebigen Zeiten innerhalb eines Tages erfolgen kann, können durch die Forderung einer minimalen Pause bestimmte für Lastmanagement „attraktive“ Zeiten mit hohen bzw. niedrigen Preisen zusätzlich nicht ausgenutzt werden, da sie die Vorgabe der minimalen Pause verletzen würden. Potenzielle Kosteneinsparungen durch Verschiebungen zwischen zwei Tagen können diesen Nachteil nicht kompensieren.

In der tagesübergreifenden Version lässt sich eine minimale Pause im Sinne einer Regenerationsdauer zwischen den Abrufungen abbilden. Dies kann für Prozesse sinnvoll sein, die eine gewisse Sperrzeit zur Regeneration des Speicherlevels bzw. Temperaturniveaus erfordern, etwa zur Berücksichtigung von

thermischen Speicherfähigkeiten bei Kühlanwendungen, Warmwasserspeichern oder Wärmepumpen. Zudem kann eine Verschiebung zwischen zwei Tagen erfolgen, wie beispielsweise eine Verschiebung eines Teils der verfügbaren Wärmepumpenleistung über einen Tag hinweg. Die tageweise Modellierungsvariante geht dagegen von typischen tageszeitlichen Abläufen bzw. Prozessen aus, was etwa den Schichtbetrieb eines produzierenden Gewerbes verhältnismäßig gut approximieren kann.

## Limitierungen

Industrielle Prozesse weisen sehr heterogene Charakteristika auf, was den Vergleich oder die Übertragbarkeit bestimmter Eigenschaften erschwert. Optimierungsmodelle sind demzufolge auch oft prozessspezifisch konzipiert und müssen durch entsprechende Nebenbedingungen z. B. an bestimmte Produktionsprozesse angepasst werden (s. hierzu den Überblick in Kapitel 2). Das entwickelte generische Optimierungsmodell ist in der Breite anwendbar. Meist sind diese generischen Modelle jedoch ungenauer in Hinblick auf eine optimale Berechnung im Einzelfall. Aus dem generischen Modell ergeben sich folgende weitere Limitierungen:

- Die hier definierten Stromkosten beinhalten z. B. keine besonderen Netzentgelte, Umlagen, Abgaben oder Steuern.
- Zur Vereinfachung werden keine zusätzlichen Kosten, wie z. B. Anfahrkosten, betrachtet. Wirkungsgradverluste werden ebenfalls vernachlässigt.
- Lastverschiebungen finden um einen vorher festgelegten absoluten Wert statt, der über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt.
- Das Modell basiert auf Vergangenheitswerten und bekannten Werten für Preise und Lastinanspruchnahmen. Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Strompreise und der Lastinanspruchnahme werden nicht berücksichtigt.

Die Limitationen des Modells legen nahe, dieses für überschlägige Abschätzungen bei der Prüfung von preisbasierten Lastmanagementmaßnahmen zu verwenden. Jedoch empfiehlt sich die Anknüpfung von Analysen, die die Spezifika des Prozesses und der Tarif- bzw. Vertragsstruktur detaillierter abbilden.

---

## 5 Fazit und Ausblick

In diesem Papier wurde ein generisches Modell zur Bewertung von monetären Einsparpotenzialen durch Lastflexibilisierung entwickelt, was auf Seiten gewerblicher und industrieller Energieverbraucher als Anreiz und Ausgangsbasis dienen kann, das Thema der verbraucherseitigen Lastflexibilisierung näher in den Fokus zu rücken. Durch seine generische Formulierung soll eine breite Anwendbarkeit und Erweiterbarkeit gewährleistet werden. Das Modell ist formuliert als gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell (MILP) mit dem Ziel der Strombezugskostenminimierung und anwendbar bei Vorliegen von zeitvariablen Tarifen für beliebige Lasten. Das Modell wurde erprobt für gegebene Lastgänge sowie stündliche oder viertelstündliche Auflösungen der Preiszeitreihe, wodurch quasi eine Optimierung der Lastinanspruchnahme durch Teilnahme am Day-ahead- oder Intraday-Markt für den Stromgroßhandel oder eine Antizipation eines zeitvariablen Strombezugspreises unter Annahme perfekter Voraussicht abbildbar ist.

### 5.1 Fazit

Für den in diesem Papier entwickelten Modellansatz wurde zunächst ein Basisfall betrachtet und es wurden verschiedene Parametersensitivitäten analysiert. Hierbei wurden folgende Ergebnisse generiert:

- Im Basisfall lassen sich Einsparungen der Stromkosten um 2,6 % realisieren, wobei die Einsparungen bei den Leistungskosten stärker ins Gewicht fallen, als die bei den Arbeitskosten.

- Die Höhe des Leistungspreises, d. h. der Leistungskomponente der Netzentgelte, stellt für den betrachteten Beispielfall aufgrund der Höhe leistungsbezogener Netzentgelte den zentralen Einflussfaktor dar. Dies spiegelt wiederum die Struktur existierender Tarifstrukturen für Kunden in Deutschland, die an der Mittelspannungsebene oder höheren Spannungsebenen angeschlossen sind und mehr als 2.500 Benutzungsstunden aufweisen, wider.
- Wird der Einfluss von leistungsbezogenen Preiskomponenten ausgeblendet, indem diese auf 0 gesetzt werden, so wirken sich – sortiert nach absteigender Einflussstärke – die Einflussfaktoren *verschiebbare Last*, *maximale Abrufhäufigkeit pro Tag*, *Abrufdauer* und *maximale Verschiebedauer* am stärksten auf erzielte Kosteneinsparungen aus.

In einem nächsten Schritt wurde separat je eine Variation der Lastgänge und Preisstrukturen vorgenommen, wobei nachfolgende Erkenntnisse generiert werden konnten:

- Die Laststruktur wirkt sich insbesondere auf die Höhe der erzielbaren Einsparungen bei den Arbeitskosten aus. Sofern durch Lastverlagerungen eine Vergrößerung der individuellen Höchstlast droht, sinken die erzielbaren Einsparungen bei den Arbeitskosten deutlich. Bei einer hypothetischen Bandlast werden keinerlei Einsparungen erzielt, da jegliche Einsparung eine Vergrößerung der individuellen Leistungsspitze zur Folge hätte.
- Es konnte ein starker positiver linearer Zusammenhang zwischen der Standardabweichung des Strompreises und den erzielbaren Einsparungen bei den Arbeitskosten festgestellt werden. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass die realisierten Preisspreads das Erlöspotenzial von Lastverschiebungen maßgeblich determinieren. Beim Durchschnittspreis konnte kein Einfluss auf die erzielbaren Einsparungen festgestellt werden.

Es wurden zwei Modellierungsvarianten entwickelt: eine tageweise, die jeweils aufeinanderfolgende Tage separat optimiert und eine zulässige Anzahl an Lastverschiebungen pro Tag vorgibt, sowie eine tagesübergreifende, die eine minimale Pause zwischen zwei aufeinanderfolgenden Lastverschiebungen fordert. Der Vergleich der beiden Modellierungsvarianten lieferte folgende Ergebnisse:

- Die tagesübergreifende Modellierungsvariante weist enorm hohe Rechenzeiten sowie einen rasanten Rechenzeitzuwachs auf, der die Betrachtung auf maximal vier aufeinanderfolgende Tage begrenzt.
- Die erzielten Kosteneinsparungen liegen in der tagesübergreifenden Modellierungsvariante aufgrund der vorgegebenen minimalen Pause zwischen zwei Lastverschiebungen systematisch geringer als in der tageweisen Modellierungsvariante. Die Stärke der Abweichungen nimmt mit längeren Betrachtungszeiträumen zu.

## 5.2 Ausblick

Forschungsseitig ergeben sich vielfältige Anknüpfungspunkte. So könnte eine Weiterentwicklung des Modellansatzes im ersten Schritt darin bestehen, eine sinnvolle Parametrierung für unterschiedliche Anwendungsfälle und Branchen vorzugeben. Insbesondere für industrielle und gewerbliche Kunden ergeben sich hier aufgrund der Verfügbarkeit zeitvariabler Tarife Anknüpfungspunkte. Ferner könnten verschiedenartige zeitlich variable Tarifstrukturen vorgegeben werden, auch um den Einfluss zukünftig denkbarer Veränderungen des regulatorischen Rahmens abzubilden. Diese könnten etwa in Form einer Dynamisierung einzelner Tarifelemente [19] oder Anpassungen in Bezug auf die Erhebung von Leistungspreisen, beispielsweise durch die Einführung von Kapazitätspreisen oder anschlussabhängigen Komponenten [20] bestehen. Die grundlegenden Effekte hieraus werden im Papier durch eine die Gesamtkostenbetrachtung ergänzende isolierte Betrachtung der Arbeitskosten adressiert, wobei eine detaillierte Betrachtung additiver Strompreiskomponenten Bestandteil anknüpfender Forschungen sein sollte.

Ferner ergeben sich methodische Anknüpfungspunkte, insbesondere zur Reduktion von Modellkomplexitäten und der damit einhergehenden Verringerung von Rechenzeiten. Entsprechende Erweiterungen sind im Rahmen von weiterführenden Forschungsarbeiten angedacht.

In einem weiteren Schritt ergeben sich forschungsseitige Anknüpfungspunkte für einzelwirtschaftlich ausgerichtete Forschungen zur Beantwortung folgender Forschungsfragen:

- Wie wirken sich Erlöspotenziale, beispielsweise an Regelleistungsmärkten oder im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten, auf das Kalkül aus und wie lassen diese sich im Modell integrieren?
- Wie wirken sich Unsicherheiten sowie entsprechende Risikopräferenzen aus und wie lassen sie sich im Modell abbilden?
- Wie ließe sich ein realitätsnahes mehrstufiges Optimierungskalkül abbilden, das die zeitliche Abfolge von Termin-, Regelleistungs- sowie Spotmärkten (inklusive einer Untergliederung in Day-ahead-Markt und Intraday-Märkte) ggf. in Kombination mit betrieblichen Planungsprozessen berücksichtigt?
- Wie lassen sich Wechselwirkungen mit Stromnetzen und deren Flexibilitätsanforderungen aus Netzsicht im Modell berücksichtigen und welche Auswirkung haben diese?
- Wie sind die potenziellen Einsparungen betrieblich bzw. einzelwirtschaftlich zu bewerten, auch in Hinblick auf vorhandene Investitions- und Maßnahmenalternativen sowie hinsichtlich Rückwirkungen auf Produktions- bzw. Konsumprozesse und unter Integration der möglicherweise entstehenden betrieblichen Kosten durch Lastflexibilisierung?

Neben den in diesem Papier im Fokus stehenden einzelwirtschaftlichen Auswirkungen einer flexiblen Lastinanspruchnahme stellen sich eine Reihe von Forschungsfragen hinsichtlich der Auswirkungen von Lastflexibilität auf das gesamte Strom- bzw. Energiesystem:

- Welcher Flexibilitäts- bzw. Lastflexibilisierungsbedarf ergibt sich im Strom- bzw. Energiesystem?
- Welche Interdependenzen bestehen zwischen nachfrage- und erzeugungsseitiger Flexibilisierung sowie einer Flexibilisierung durch Energiespeicher?
- Inwiefern entsteht eine Kannibalisierung von Erlös- bzw. Kostenreduktionspotenzialen durch Abschwächen von Preisspreads infolge gleichzeitigen Agierens einer Vielzahl von Akteuren und wie kann sich dies wiederum für den einzelnen auswirken?

---

## 6 Danksagung und Förderhinweis

Der vorliegende Artikel ist im Rahmen des durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Kopernikus-Projekts „Systemintegration“: Energiewende-Navigationssystem (ENavi) (Förderkennzeichen 03SFK4N0) entstanden. Die Autoren möchten sich für die Finanzierung der Arbeiten bedanken.



## 7 Literatur

- [1] G. Papaefthymiou, K. Grave, und K. Dragoon, „Flexibility options in electricity systems“, Ecofys, Berlin, 2014.
- [2] dena, „dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.“, Berlin, Nov. 2010.
- [3] H. C. Gils, „Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage“, Universität Stuttgart, 2015.
- [4] T. Langrock u. a., „Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“, Umweltbundesamt (BET, Trianel), Dessau-Roßlau, 19/2015, 2015.
- [5] M. Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung“, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [6] F. Shrouf, J. Ordieres-Meré, A. García-Sánchez, und M. Ortega-Mier, „Optimizing the production scheduling of a single machine to minimize total energy consumption costs“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 67, S. 197–207, März 2014.
- [7] Z. Luo, S.-H. Hong, und J.-B. Kim, „A Price-Based Demand Response Scheme for Discrete Manufacturing in Smart Grids“, *Energies*, Bd. 9, Nr. 8, S. 650, Aug. 2016.
- [8] A. Gholian, H. Mohsenian-Rad, und Y. Hua, „Optimal Industrial Load Control in Smart Grid“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Bd. 7, Nr. 5, S. 2305–2316, Sep. 2016.
- [9] S. Ashok und R. Banerjee, „An optimization mode for industrial load management“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 16, Nr. 4, S. 879–884, Nov. 2001.
- [10] C. A. Babu und S. Ashok, „Peak Load Management in Electrolytic Process Industries“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 23, Nr. 2, S. 399–405, Mai 2008.
- [11] C. L. Su, „Optimal Demand-Side Participation in Day-Ahead Electricity Markets“, University of Manchester, Manchester, 2007.
- [12] A. Gholian, H. Mohsenian-Rad, und and, „Optimal industrial load control in smart grid: A case study for oil refineries“, in *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2013, S. 1–5.
- [13] Y. M. Ding, S. H. Hong, und X. H. Li, „A Demand Response Energy Management Scheme for Industrial Facilities in Smart Grid“, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Bd. 10, Nr. 4, S. 2257–2269, Nov. 2014.
- [14] J. Geipel, „Marktanalyse von Demand Response Maßnahmen“, 2016.
- [15] D. Schwabeneder, G. Lettner, B. Burgholzer, und T. Wien, „Ökonomische Analyse des Demand-Response-Potentials von aggregierten Lasten am Spotmarkt“, S. 15.
- [16] EPEX Spot, „EPEX Spot Intraday Trading - Germany/Austria. Weighted Average Prices for 2016“. 2017.
- [17] Stromnetz Berlin, „Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH gültig ab 01.01.2018“. 2018.
- [18] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität (Stand: Dezember 2015)“, Bonn, 2015.
- [19] Ecofys, „Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage“, Agora Energiewende, Berlin, Kurzstudie, 2014.
- [20] Consentec und Fraunhofer ISI, „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende“, BMWi, Aachen; Karlsruhe, Schlussbericht.





Tabelle 8: *Einsparungen der Arbeitskosten bei Variation des Lastgangs*

d_min/ d_max	leistungs- preis	load_ shift	max_load_shi fts_per_day	Stromkosten [€]	Einsparung Stromkosten [€]	Einsparung Stromkosten [%]	demand_max	Leistungs- kosten [€]	Einsparung Leistungs- kosten [€]	Einsparung Leistungs- kosten [%]	Arbeitskosten n [€]	Einsparung Arbeitskosten n [€]	Einsparung Arbeitskosten n [%]
UN1 - ohne Optimierung	0/ 1300	55	100	169.497,23	0,00	0,00%	1.152	63.360	0	0,00%	106.137,23	0,00	0,00%
UN1 - Optimierung	0/ 1300	55	100	165.076,21	4.421,02	2,61%	1.104	60.720	2.640	4,17%	104.356,21	1.781,02	1,68%
UN1 - Optimierung (ohne LK)	0/ 1300	0	100	104.342,36	65.154,87	38,44%		0	63.360	100,00%	104.342,36	1.794,87	1,69%
UN2 - ohne Optimierung	0/ 1300	55	100	132.111,47	0,00	0,00%	486	26.730	0	0,00%	105.381,47	0,00	0,00%
UN2 - Optimierung	0/ 1300	55	100	131.702,98	408,49	0,31%	486	26.730	0	0,00%	104.972,98	408,49	0,39%
UN2 - Optimierung (ohne LK)	0/ 1300	0	100	103.639,54	28.471,93	21,55%		0	26.730	100,00%	103.639,54	1.741,93	1,65%
UN3 - ohne Optimierung	0/ 1300	55	100	136.919,50	0,00	0,00%	580	31.900	0	0,00%	105.019,50	0,00	0,00%
UN3 - Optimierung	0/ 1300	55	100	135.658,23	1.261,27	0,92%	580	31.900	0	0,00%	103.758,23	1.261,27	1,20%
UN3 - Optimierung (ohne LK)	0/ 1300	0	100	103.327,78	33.591,72	24,53%		0	31.900	100,00%	103.327,78	1.691,72	1,61%
UN4 - ohne Optimierung	0/ 1300	55	100	140.904,19	0,00	0,00%	586	32.230	0	0,00%	108.674,19	0,00	0,00%
UN4 - Optimierung	0/ 1300	55	100	139.015,83	1.888,36	1,34%	584	32.120	110	0,34%	106.895,83	1.778,36	1,64%
UN4 - Optimierung (ohne LK)	0/ 1300	0	100	106.863,91	34.040,28	24,16%		0	32.230	100,00%	106.863,91	1.810,28	1,67%
UN5 - ohne Optimierung	0/ 1300	55	100	129.393,01	0,00	0,00%	417	22.935	0	0,00%	106.458,01	0,00	0,00%
UN5 - Optimierung	0/ 1300	55	100	129.393,01	0,00	0,00%	417	22.935	0	0,00%	106.458,01	0,00	0,00%
UN5 - Optimierung (ohne LK)	0/ 1300	0	100	104.647,72	24.745,29	19,12%	517	0	22.935	100,00%	104.647,72	1.810,29	1,70%

Tabelle 9: Einsparung der Arbeitskosten für die 52 Montage in 2016

Feiertag	#	Tag	Durchschnittl. Strompreis [€]	Standardabw. Strompreis [€]	Min. Strompreis [€]	Max. Strompreis [€]	Min-Max Diff	Durchschnittl. Stromverbrauch [kW]	Standardabw. Stromverbrauch [kW]	Arbeitskosten (mspd = 0) [€]	Arbeitskosten (mspd = 1) [€]	Arbeitskosten (mspd = 2) [€]	Einsparung Arbeitskosten (mspd = 1) [€]	Einsparung Arbeitskosten (mspd = 2) [€]	Einsparung Arbeitskosten (mspd = 1) [%]
	1	04.01.2016	44.69	13.28	0.76	62.67	61.91	500	0	536.27	529.04	524.55	7.23	11.72	1.35
	2	11.01.2016	25.26	9.51	1.24	51.34	50.1	500	0	303.17	297.89	295.98	5.28	7.19	1.74
	3	18.01.2016	39.68	12.59	9.53	62.34	52.81	500	0	476.1	469.87	465.56	6.23	10.54	1.31
	4	25.01.2016	26.89	9.88	8.15	48.17	40.02	500	0	322.67	317.15	313.33	5.52	9.34	1.71
	5	01.02.2016	24.55	10.44	1.16	50.94	49.78	500	0	294.55	288.98	286.04	5.57	8.51	1.89
	6	08.02.2016	1.29	15.81	-55.44	28.29	83.73	500	0	15.48	8.06	4.09	7.42	11.39	47.93
	7	15.02.2016	29.8	8.99	6.08	45.59	39.51	500	0	357.56	352.7	351.18	4.86	6.38	1.36
	8	22.02.2016	10.11	21.2	-84.15	37.48	121.63	500	0	121.36	113.97	111.15	7.39	10.21	6.09
	9	29.02.2016	28.8	8.2	6.81	53.47	46.66	500	0	345.65	341.57	338.79	4.08	6.86	1.18
	10	07.03.2016	27.56	10.5	5.91	86.33	80.42	500	0	330.72	325.57	322.54	5.15	8.18	1.56
	11	14.03.2016	23.2	9.34	2.89	52.17	49.28	500	0	278.4	274.29	271.48	4.11	6.92	1.48
	12	21.03.2016	26.86	7.9	12.28	44.48	32.2	500	0	322.36	318	314.07	4.36	8.29	1.35
x	13	28.03.2016	-6.17	35.42	-102.87	46.88	149.75	500	0	-74.04	-93.58	-105.33	19.54	31.29	-26.39
	14	04.04.2016	22.19	7.51	7.27	37.52	30.25	500	0	266.35	263.1	260.17	3.25	6.18	1.22
	15	11.04.2016	23.28	10.9	-1.29	42.77	44.06	500	0	279.47	274.09	270.85	5.38	8.62	1.93
	16	18.04.2016	29.18	9.85	8.44	71.92	63.48	500	0	350.23	343.7	341.37	6.53	8.86	1.86
	17	25.04.2016	25.42	5.48	11.89	43.09	31.2	500	0	305.08	302.94	301.33	2.14	3.75	0.70
	18	02.05.2016	24.12	7.98	9.07	39.44	30.37	500	0	289.48	285.8	282.96	3.68	6.52	1.27
	19	09.05.2016	29.03	14.9	-0.17	75.51	75.68	500	0	348.45	341.45	336.08	7	12.37	2.01
x	20	16.05.2016	22.7	8.67	3.38	40.41	37.03	500	0	272.45	269.77	267.43	2.68	5.02	0.98
	21	23.05.2016	30.75	8.85	6.16	44.42	38.26	500	0	369.02	365.81	363.26	3.21	5.76	0.87
	22	30.05.2016	25.05	13.85	-9.2	42.2	51.4	500	0	300.71	293.86	291.61	6.85	9.1	2.28
	23	06.06.2016	28.84	7.22	6.53	52.53	46	500	0	346.09	342.75	340.25	3.34	5.84	0.97
	24	13.06.2016	28.82	6.35	11.52	40.81	29.29	500	0	345.91	342.75	340.38	3.16	5.53	0.91
	25	20.06.2016	22	9.76	-12.44	42.77	55.21	500	0	264.04	257.11	255.12	6.93	8.92	2.62
	26	27.06.2016	24.69	7.83	5.33	41.47	36.14	500	0	296.35	291.71	289.26	4.64	7.09	1.57
	27	04.07.2016	29.7	9.21	12.83	50.28	37.45	500	0	356.43	351.82	349.19	4.61	7.24	1.29
	28	11.07.2016	27.37	10.64	0.53	48.17	47.64	500	0	328.52	323.25	320.57	5.27	7.95	1.60
	29	18.07.2016	30.24	6.93	14.87	47.69	32.82	500	0	362.91	359.27	356.96	3.64	5.95	1.00
	30	25.07.2016	33.03	6.02	20.02	48.76	28.74	500	0	396.4	393.61	391.2	2.79	5.2	0.70
	31	01.08.2016	27.35	7.36	9.36	43.05	33.69	500	0	328.31	325.64	323.57	2.67	4.74	0.81
x	32	08.08.2016	22.63	8.56	2.05	38.45	36.4	500	0	271.57	267.86	265.3	3.71	6.27	1.37
x	33	15.08.2016	25.11	7.67	0.31	39.02	38.71	500	0	301.34	297.74	295.53	3.6	5.81	1.19
	34	22.08.2016	29.26	8.46	6.23	41.92	35.69	500	0	351.14	346.76	344.6	4.38	6.54	1.25
	35	29.08.2016	36	10.12	17.28	59.99	42.71	500	0	432.11	427.36	423.09	4.75	9.02	1.10
	36	05.09.2016	36.72	11.23	11.23	55.15	43.92	500	0	440.75	433.87	431.16	6.88	9.59	1.56
	37	12.09.2016	39.48	26.69	10.38	178.99	168.61	500	0	473.82	457.19	450.91	16.63	22.91	3.51
	38	19.09.2016	31.19	13.31	1.13	52.8	51.67	500	0	374.3	366.92	364.21	7.38	10.09	1.97
	39	26.09.2016	37	13.66	12.59	73.14	60.55	500	0	444.09	438.1	432.37	5.99	11.72	1.35
x	40	03.10.2016	29.09	6.46	11.69	44.02	32.33	500	0	349.14	346.02	343.72	3.12	5.42	0.89
	41	10.10.2016	49.55	18.79	20.95	98.21	77.26	500	0	594.61	587.48	580.94	7.13	13.67	1.20
	42	17.10.2016	49.92	18.16	21.36	105.95	84.59	500	0	599.13	589.61	584.33	9.52	14.8	1.59
	43	24.10.2016	45.98	13.38	14.16	66.36	52.2	500	0	551.86	544.72	542.27	7.14	9.59	1.29
x	44	31.10.2016	37.11	9.35	20.78	61.52	40.74	500	0	445.4	440.62	437.2	4.78	8.2	1.07
	45	07.11.2016	39.06	17.54	-0.99	64.38	65.37	500	0	468.78	461.99	458.11	6.79	10.67	1.45
	46	14.11.2016	36.42	12.56	6.89	59.87	52.98	500	0	437.13	431.78	426.65	5.35	10.48	1.22
	47	21.11.2016	36.03	17.22	-4.47	60.76	65.23	500	0	432.45	424.39	421.18	8.06	11.27	1.86
	48	28.11.2016	36.66	16.62	1.45	73.92	72.47	500	0	439.93	433.77	427.75	6.16	12.18	1.40
	49	05.12.2016	60.45	18.64	31.31	95.66	64.35	500	0	725.43	716.76	708.77	8.67	16.66	1.20
	50	12.12.2016	53.05	21.86	10.22	115.42	105.2	500	0	636.67	625.73	620.32	10.94	16.35	1.72
	51	19.12.2016	49.37	12.64	26.38	81.89	55.51	500	0	592.49	586.99	581.51	5.5	10.98	0.93
x	52	26.12.2016	-3.76	23.79	-55.62	41.13	96.75	500	0	-45.23	-53.29	-59.53	8.06	14.3	-17.82

Tabelle 10: Ergebnisse des Vergleichs der Modellierungsvarianten

	Parametrierung							Einsparungen und Ergebnisdifferenzen				Rechenzeiten			
	d_min/d_max	leistungspreis	load_shift	load_shift	# Lastverschiebung	min_p_ause	load_shi_ft_callof_f_time	max_load_shift_dur_ation	Stromkosten [€]	Einsparung Stromkosten [€]	Einsparung Stromkosten [%]	Ergebnisdifferenz Stromkosteneinsparung tagesübergreifend / tageweise [€]	Ergebnisdifferenz Stromkosteneinsparung tagesübergreifend / tageweise [%]	Modellaufbau [s]	Lösungszeit [s]
1d_01_11_ohne Optimierung	0/1300	0	100	100	0	-	8	16	173,06	0,00	0,00%			0,32	0,18
1d_01_11_tageweise optimiert	0/1300	0	100	100	2	-	8	16	165,87	7,19	4,15%	-1,32	-18,36%	0,32	0,39
1d_01_11_tagesübergreifend optimiert	0/1300	0	100	100	2	28	8	16	167,19	5,87	3,39%			0,45	4,06
2d_01_11_ohne Optimierung	0/1300	0	100	100	0	-	8	16	380,63	0,00	0,00%			0,62	0,35
2d_01_11_tageweise optimiert	0/1300	0	100	100	4	-	8	16	364,42	16,21	4,26%	-3,83	-23,63%	0,61	0,68
2d_01_11_tagesübergreifend optimiert	0/1300	0	100	100	4	28	8	16	368,25	12,38	3,25%			1,30	330,00
3d_01_11_ohne Optimierung	0/1300	0	100	100	0	-	8	16	566,99	0,00	0,00%			0,91	0,55
3d_01_11_tageweise optimiert	0/1300	0	100	100	6	-	8	16	542,56	24,43	4,31%	-6,18	-25,30%	0,91	0,99
3d_01_11_tagesübergreifend optimiert	0/1300	0	100	100		28	8	16	548,74	18,25	3,22%			2,57	1.196,00
4d_01_11_ohne Optimierung	0/1300	0	100	100	0	-	8	16	843,40	0,00	0,00%			1,25	0,72
4d_01_11_tageweise optimiert	0/1300	0	100	100	8	-	8	16	811,78	31,62	3,75%	-5,91	-18,69%	1,23	1,44
4d_01_11_tagesübergreifend optimiert	0/1300	0	100	100		28	8	16	817,69	25,71	3,05%			4,17	7.453,00