

OPTIMIERUNG VON ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEMEN UNTER EINBEZUG VON INVESTITIONS- UND EINSATZENTSCHEIDUNGEN AM BEISPIEL VON GEWERBLICHEN VERBRAUCHERN

**Tom KARRAS*¹, Fabian SCHELLER*², Hendrik KONDZIELLA¹, Krischan
KEITSCH¹, Thomas BRUCKNER^{1,2}**

Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Neumarkt 9-19,
04109 Leipzig, {tom.karras | hendrik.kondziella|krischan.keitsch}@moez.fraunhofer.de

Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM),
Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, {scheller | bruckner}@wifa.uni-leipzig.de

Kurzfassung: In dieser Arbeit wird ein Mixed-Integer Linear Programming (MILP) Modell vorgestellt, um die Energiebezugskosten für die thermische und elektrische Lastdeckung von 13 Gewerbekunden zu minimieren. Das Ziel ist der kostenoptimale Energiebezug der Kunden durch das Netz oder durch die Installation dezentraler Technologien (Photovoltaik (PV), Blockheizkraftwerke (BHKW), Erdgas-Boiler, Elektro-Boiler, Wärmepumpe, elektrischer Speicher, thermischer Speicher). Diesbezüglich wurde das Modell genutzt um die Auswirkungen unterschiedlicher Tarifszenarien auf die Energiebezugskosten und die Technologieauswahl der Kundengruppen zu untersuchen. Es konnte gezeigt werden, dass die Kundengruppen durch den Einsatz dezentraler Technologien Kosteneinsparungen erzielen können. Variable Tarife erhöhen dabei sogar die potentiellen Kosteneinsparungen von einzelnen Kundengruppen.

Keywords: MILP, Investitionsmodell, Dezentrale Technologien, Gewerbekunden

1 Einleitung

Der steigende Einbezug dezentraler Erzeugungstechnologien (DER) stellt die konventionellen Geschäftsmodelle der Energieversorgungsunternehmen (EVU) vor neue Herausforderungen [1]. Im Rahmen dieser Entwicklung werden die Kunden zu sogenannten „Prosumern“, die ihren Energiebedarf teilweise selbst decken. Somit reduzieren sie ihren Energiebezug beim EVU. Die Einnahmen aus dem klassischen Geschäftsmodell des EVU reduzieren sich. Im Hinblick auf DER sind neue differenzierte und kundenorientierte Geschäftsmodelle notwendig, die innovative Energiedienstleistungen in der Wertschöpfung beinhalten [2]. Dabei ist die Kenntnis der Kundenbedürfnisse eine Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung von Energiedienstleistungsangeboten [3]. Eine vielversprechende Möglichkeit zur Kundenbindung bieten Contracting-Modelle. Diese Geschäftsmodelle basieren auf der Idee, die Kosten für die Energielieferung im Vergleich zur Ausgangssituation für die Kunden zu minimieren. Allerdings ergeben sich teilweise Umsetzungsschwierigkeiten durch ein geringes Kostensenkungspotential und die hohen Transaktionskosten für einzelne Kundengruppen. In diesem Sinne sind aus Versorgersicht zunächst ökonomisch relevante Kundengruppen zu identifizieren. Da kleine und mittlere gewerbliche Kundengruppen entsprechende Einsparungspotentiale aufweisen [4], bilden diese den Fokus der nachfolgenden Arbeit.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es mit Hilfe eines Investitionsmodells die Präferenzen der Kundengruppen für DER-Technologien sowie die Einsparungspotentiale durch DER-Anlagen zu untersuchen. Anhand dieser gewonnenen Informationen lassen sich die Kundengruppen und die Technologien für ein EVU ableiten, die bezüglich eines Contracting-Angebots ökonomisch am relevantesten erscheinen. Das Optimierungsmodell IRPinv (Integrierte Ressourcen Planung und Investitionskostenoptimierung) beantwortet somit Fragen hinsichtlich der Energiebezugskosten sowie der Präferenzierung von Technologien auf Basis des Lastgangs. Zusätzlich wird die Kapazität der eingesetzten DER-Anlagen dimensioniert und der optimale Betriebsfahrplan für ein Jahr ausgegeben.

2 Investitionsmodell IRPinv

2.1 Kundenorientierte Investitionsmodelle

Ziel von Investitionsmodellen ist es, die Auswahlentscheidungen für DER in Abhängigkeit zum Energiebedarf und der gewählten Zielfunktion darzustellen [5; 6]. In der vorliegenden Arbeit sollen mithilfe von IRPinv, die Kundenbedürfnisse der Gewerbekunden genauer analysiert werden. Das Kundenbedürfnis spiegelt in diesem Fall die kostenoptimale Bereitstellung von Energie wider, die durch DER selbst erzeugt oder beim EVU bezogen werden kann.

Existierende Investitionsmodelle unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Systemgrenzen, den verwendeten DER sowie den betrachteten Zielgrößen. In [6] wird ein Modell mit MILP verwendet. Die Auswahlkriterien sind dabei ökonomische sowie ökologische Aspekte. In ihrem Modell werden unterschiedliche Technologien einbezogen, wie Blockheizkraftwerke (BHKW), Photovoltaik-Anlagen, Windturbinen, Wärmepumpen und Boiler-Technologien [6]. In [5] stellt das Auswahlkriterium ebenfalls die kostenminimale Bereitstellung der Energie, aus den Investitions- und Betriebskosten dar. Jedoch verwenden sie Mixed-Integer Nonlinear Programming, um die optimale Dimensionierung der DER bestimmen zu können.

Einen alternativen Ansatz zur Bestimmung der optimalen DER bieten [7] in ihrem Modell zur optimalen Auswahl der DER in verschiedenen gewerblichen Gebäuden. Sie greifen nicht auf die lineare Programmierung zurück sondern nutzen die HEATMAP-Software, um die Auswahlentscheidung zu treffen [7]. Die betrachteten Gebäude sind ein Hotel, ein Krankenhaus, ein Ladengeschäft sowie ein Bürogebäude.

Ein weiteres Modell zur Investitionsentscheidung bezüglich DER bieten [8]. Wie bereits bei den anderen Modellen wird die Auswahlentscheidung anhand des ökonomischen Kriteriums der minimalen Energiebezugskosten getroffen. Als Anwendungsfall betrachten sie keine Kombination von Kunden, sondern beschränken sich auf einen Öko-Universitätscampus in Japan. In diesem können innerhalb des Modells verschiedene Technologien, wie Batteriespeicher, Wärmepumpen, BHKWs, PV-Anlagen, Windturbinen oder Gas-Boiler ausgewählt werden [8].

Im Vergleich zu den vorgestellten Arbeiten bezieht diese Arbeit sieben Technologien mit 13 Gewerbekundengruppen sowie eine umfangreiche Datengrundlage in die Analyse ein. Ein weiterer Unterschied in der Datenmodellierung liegt in der zeitlichen Auflösung. Während in den anderen Modellen mit einer stündlichen Auflösung gerechnet wird, ermöglicht IRPinv eine viertelstündliche Berechnung.

2.2 Mathematisches Modell

2.2.1 Modellgrenzen und Annahmen

Der Optimierungshorizont beträgt ein Jahr. In diesem Jahr liegen die Zeitreihen für die Lastgänge, die Umweltdaten sowie die Marktdaten in viertelstündlichen Werten vor, sodass sich insgesamt 35040 Zeitschritte ergeben. Die Lastgänge beschränken sich auf einen thermischen und elektrischen Bedarf an Endenergienutzung. Bei der Optimierung sind nur ökonomische Kriterien relevant. Ökologische Aspekte sowie Aspekte der Versorgungssicherheit werden nicht betrachtet.

Als Input für die DER werden zwei „Brennstoffarten“, elektrische Energie und Erdgas betrachtet, die beim EVU bezogen werden können. Zusätzlich ist der Bezug von thermischer Energie über das EVU möglich. Residuale Last, die nicht durch die DER gedeckt werden kann, darf nur vom EVU bezogen werden. Ein direkter Bezug über den Markt oder über bilaterale Verträge ist nicht zulässig. Die erzeugte Wärme des BHKWs ist abhängig von der erzeugten elektrischen Energie [5]. Die PV-Anlage ist in ihrer Größe durch die maximal nutzbare Dachfläche begrenzt.

Alle Input-Daten sind für das Optimierungsjahr konstant. Das bedeutet, dass Änderungen in den Preisen und Tarifen über das Jahr nicht berücksichtigt werden. Skaleneffekte, die sich aus der Kombination von Technologien ergeben, werden vereinfachend nicht berücksichtigt.

2.2.2 Zielfunktion

IRPinv trifft eine Auswahlentscheidung hinsichtlich dezentraler Energietechnologien anhand einer Kostenfunktion unter Beachtung der Strom- und Wärmelast. Das Optimierungsziel besteht in der Minimierung der Gesamtkosten zur Deckung des Energiebedarfs eines Kundengruppenvertreters. Für die energiewirtschaftliche Beschreibung wurde das Modell IRPinv in der Programmiersprache GAMS/CPLEX (General Algebraic Modeling System) implementiert, welches eine Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme in hoher zeitlicher Auflösung ermöglicht. Die Zielfunktion (1) ergibt sich aus dem Minimum der Summenbildung über die modellierten Mengen - Sichten s (Vertriebs-, Netz- und Marktseite), Zeitschritte t (1,...,35040), Monate m (Januar,...,Dezember), Sektoren u (Strom E , Wärme W , Gas G) sowie Technologien k (Stromspeicher ES , Wärmespeicher TS , Durchlauferhitzer EB , Gaskessel NGB , PV-Anlage PV , Wärmepumpe HP , Blockheizkraftwerk $BHKW$) - unter Einbezug der Investitionskosten C^{INV} , der Installationskosten C^{INS} , der Wartungskosten $C^{O\&M}$ sowie der Arbeitstarife bzw. Netzentgelte F^{CONT} , der Leistungstarife F^{CAPA} , der monatlichen Grundtarife F^{BASIC} , der kapazitätsspezifischen Förderung I^P , der Anlagenförderung I^{GEN} und der Einspeisevergütungen F^{FEED} [9]. Dabei stellen die Sichten eine akteursorientierte Abbildung dar. Dabei werden die Geschäftsfelder des Versorgers (Netzseite, Vertriebsseite) sowie die externe Umwelt (Marktseite) modelliert. Die Tarife und Netzentgelte berücksichtigen neben der bezogenen Energie auch die benötigten Brennstoffe. Die wichtigsten Entscheidungsvariablen für die Optimierung sind die erzeugte Energie, die installierten Module pro Technologie sowie die Speicherstände. Zusätzlich zu den Angaben im Text befindet sich im Kapitel 6 eine Nomenklatur der verwendeten Symbole und Bezeichner.

$$\min \left\{ C_{total} = \sum_s \sum_t \sum_m \sum_u \sum_k \left(C_{s,k}^{INV} + C_{s,k}^{INS} + C_{s,k}^{O\&M} + F_{s,t,u}^{CONT} + F_{s,m,u}^{CAPA} + F_{s,m,u}^{BASIC} - F_{s,t,u,k}^{FEED} \right) \right. \\ \left. - I_k^P - I_k^{GEN} \right\} \quad (1)$$

2.2.3 Nebenbedingungen

Die Nebenbedingungen spezifizieren das Modell und zeigen die Beschränkungen sowie die Abhängigkeit zwischen den einzelnen Parameter und Variablen auf. In der Gleichung der Energiebilanz (2) müssen die Nachfrage der Kundenseite (Demand Side DS) L^{DS} [kwh], die zusätzlich nachgefragte elektrische Energie der DER L^{DES} [kwh], die in die Speicher geladene Energie $Out^{DISCHARGE}$ [kwh] sowie die eingespeisten Energieüberschüsse L^{EXCESS} [kwh], in jedem Zeitschritt t durch die erzeugte Energie der DER Out^{DES} [kwh], die von den Speichern abgegebene Energie Out^{CHARGE} [kwh] oder die bezogene Energie beim EVU $L^{DEFICIT}$ [kwh] gedeckt werden.

$$L_{t,u}^{DS} = \sum_k (Out_{t,u,k}^{DISCHARGE} - Out_{t,u,k}^{CHARGE}) + \sum_k (Out_{t,u,k}^{DES}) \\ + L_{t,u}^{DEFICIT} - L_{t,u}^{EXCESS} - \sum_k (L_{t,u,k}^{DES}) \quad t = 1, 2, \dots, 35040; \forall k; u \in \{E, W\} \quad (2)$$

Das Boiler-Modell ist in eine strombezogener und gasbezogener Variante unterteilt. Die erzeugte thermische Energie (3) des Boilers ist abhängig vom Wirkungsgrad Eta_k^{DES} [#] und dem gas- bzw. dem elektrischen Energiebezug $L_{t,u,k}^{DES}$ [kwh].

$$Out_{t,u,k}^{DES} = Eta_k^{DES} \cdot L_{t,u,k}^{DES} \quad t = 1, 2, \dots, 35040; \forall u; k \in \{EB, NGB\} \quad (3)$$

Außerdem ist die erzeugte thermische Energie begrenzt durch die Leistung $P^{DES,max}$ [kw] und der Anzahl installierter Module GEN^{DES} [#]. Gemäß der Formel (4) kann nicht mehr Energie in der Zeitschrittlänge (Δt) erzeugt werden, als maximale Leistung $P_k^{DES,max}$ pro Module festgelegt wurde [10]. In dieser Arbeit wird für die Zeitschrittlänge eine ¼ [h] herangezogen

$$Out_{t,u,k}^{DES} \leq GEN_k^{DES} \cdot P_k^{DES,max} \cdot \Delta t \quad t = 1, 2, \dots, 35040; \forall u; k \in \{EB, NGB\} \quad (4)$$

Die Beschränkungen der Photovoltaikanlage (5) sind abhängig von der installierten Fläche A^{DES} [m²] und der Sonneneinstrahlung I^{ES} [W/m²] [11]. Außerdem beschränkt die maximal verfügbare Dachfläche $A^{DES,max}$ [m²] die Energieerzeugung in (6). Zusätzlich ist der Wirkungsgrad der Anlage entscheidend für die erzeugte elektrische Energie [6; 10]. Ebenso kann nach (7) nur so viel Energie erzeugt werden, wie Module installiert sind.

$$Out_{t,u,k}^{DES} \leq GEN_k^{DES} \cdot Eta_k^{DES} \cdot A_k^{DES} \cdot I_t^{ES} \cdot \Delta t \quad t = 1, 2, \dots, 35040; u \in \{E\}; k \in \{PV\} \quad (5)$$

$$A_k^{DES,max} \geq A_k^{DES} \cdot GEN_k^{DES} \quad k \in \{PV\} \quad (6)$$

$$Out_{t,u,k}^{DES} \leq GEN_k^{DES} \cdot P_k^{DES,max} \cdot \Delta t \quad t = 1, 2, \dots, 35040; u \in \{E\}; k \in \{PV\} \quad (7)$$

Die erzeugte Wärme der Wärmepumpe ist vom Wirkungsgrad COP^{DES} [#] abhängig (8). Diese wird bei Wärmepumpen als Performance-Koeffizient (Coefficient of Performance = COP) bezeichnet und ist abhängig von der Außentemperatur. Der Performance-Koeffizient beschreibt das Verhältnis von erzeugter Wärme und eingesetzter elektrischer Energie [12].

$$Out_{t,u,k}^{DES} = COP_{k,t,i}^{DES} \cdot L_{t,u,k}^{DES} \quad t = 1,2,...,35040; \forall i; u \in \{E, W\}; k \in \{HP\} \quad (8)$$

Weiterhin gilt die Beschränkung (9), dass nicht mehr thermische Energie erzeugt werden kann, als Leistung pro installiertem Modul vorhanden ist.

$$Out_{t,u,k}^{DES} \leq GEN_k^{DES} \cdot P_k^{DES,max} \cdot \Delta t \quad t = 1,2,...,35040; u \in \{W\}; k \in \{HP\} \quad (9)$$

Das BHKW ist die einzige Technologie, die gleichzeitig Wärme und Strom bereitstellen kann. Die erzeugte thermische Energie ist abhängig von der erzeugten elektrischen Energie. Dazu wird in der Gleichung (10) die erzeugte elektrische Energie mit der Wärmekennzahl WKZ^{DES} [#] verrechnet [6; 8]. Die Wärmekennzahl spiegelt das Verhältnis von Strom zu Wärme wider.

$$Out_{t,u_1,k}^{DES} = WKZ_k^{DES} \cdot Out_{t,u_2,k}^{DES} \quad t = 1,2,...,35040; u_1 \in \{W\}; u_2 \in \{E\}; k \in \{BHKW\} \quad (10)$$

Die erzeugte elektrische Energie wird durch den Gasbezug und den Wirkungsgrad nach Formel (11) bestimmt. Die installierte Kapazität der Anlage bestimmt sich durch die Formel (12).

$$Out_{t,u,k}^{DES} = Eta_k^{DES} \cdot L_{t,u,k}^{DES} \quad t = 1,2,...,35040; u \in \{E, G\}; k \in \{BHKW\} \quad (11)$$

$$Out_{t,u,k}^{DES} \leq GEN_k^{DES} \cdot P_k^{DES,max} \cdot \Delta t \quad t = 1,2,...,35040; u \in \{E\}; k \in \{BHKW\} \quad (12)$$

Der Speicher selbst erzeugt keine Energie, sondern dient zur zeitlichen Trennung von Erzeugung und Nutzung der Energie. Im IRPinv wird ein vereinfachtes SpeichermodeLL angenommen. Die gespeicherte Energie Out^{SOC} ist nach (13) durch die Kapazitätsobergrenze $SOC^{DES,max}$ und die Kapazität pro Modul in kWh CAP^{DES} [kwh] begrenzt. Zusätzlich gibt es bei den Speichern eine obere $SOC^{DES,max}$ [%] und untere Kapazitätsgrenze $SOC^{DES,min}$ [%] entsprechend der Gleichung (14), die nicht unterschritten werden darf [5].

$$Out_{t,u,k}^{SOC} \leq GEN_k^{DES} \cdot SOC_k^{DES,max} \cdot CAP_k^{DES} \quad t = 1,2,...,35040; u \in \{E, W\}; k \in \{ES, TS\} \quad (13)$$

$$Out_{t,u,k}^{SOC} \geq GEN_k^{DES} \cdot SOC_k^{DES,min} \cdot CAP_k^{DES} \quad t = 1,2,...,35040; u \in \{E, W\}; k \in \{ES, TS\} \quad (14)$$

In Formel (15) wird der Speicherstand für den Zeitschritt $t = 0$ initialisiert [13].

$$Out_{t,u,k}^{SOC} = 0 \quad t = 0; u \in \{E, W\}; k \in \{ES, TS\} \quad (15)$$

Der Speicherstand für den aktuellen Zeitschritt t ergibt sich aus den Energieverlusten des Speichers $Out^{SOC,Eta}$ und dem Speicherstand im vorherigen Zeitschritt $t - 1$. Davon werden in Formel (16) die Energieentnahmen abgezogen und Energieaufnahmen hinzugerechnet [8].

$$Out_{t,u,k}^{SOC} = Out_{t-1,u,k}^{SOC} + Out_{t,u,k}^{CHARGE} \cdot Eta_k^{DES} - Out_{t,u,k}^{DISCHARGE} \cdot \frac{1}{Eta_k^{DES}} \quad t = 1,2,...,35040; u \in \{E, W\}; k \in \{ES, TS\} \quad (16)$$

Für die Bestimmung der abgezinsten Förderungen und Investitionskosten aus der Zielfunktion ist es notwendig den Annuitätenfaktor der einzelnen Technologien (ANF_k^{DES}), aus dem Zinssatz (z) und der Lebensdauer der Technologie (L_k^{DES}) zu bestimmen [13]. Die Berechnungsvorschrift ist in Formel (17) abgebildet

$$ANF_k^{DES} = \frac{z}{1 - \frac{1}{(1+z)^{L_k^{DES}}}} \quad t = 1, 2, \dots, 35040; \forall k \quad (17)$$

3 Datenanalyse

3.1 Elektrische und thermische Lastprofile

Das Modell berücksichtigt 13 Kundengruppen, die sich aus der Kombination von elektrischen und thermischen Profilen zusammensetzen. Ausgangspunkt sind die elektrischen Standardlastprofile (SLP) [14]. Als Grundlage für die elektrischen Profile dient das jeweilige Standardlastprofil des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) [15]. Für die thermischen Profile wurde die Lastkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur nach Hellwig [16] bestimmt.

Weiterhin wurden die elektrischen und thermischen Lastprofile für die einzelnen Kundengruppen anhand des Kalenders für Sachsen und der Temperaturzeitreihe [17] für das Jahr 2013 ausgerollt. Die erhaltenen Kundenprofile wurden anhand der mitarbeiterspezifischen Jahresverbräuche [18] in Kombination mit der durchschnittlichen Mitarbeiteranzahl pro Unternehmen für kleine und mittlere Unternehmen [19] skaliert.

Tabelle 1: Übersicht der Kundengruppen in IRPinV

Kundengruppe	Abkürzung	Kundengruppe	Abkürzung
Bäckerei	BK	Gaststätte	GAST
Behörde	AMT	Beherbergung	BEH
Büro	BÜ	Freizeiteinrichtung	FREI
Einzelhandel	EZH	Prod. Gewerbe (Werktag)	WERK
Großhandel	GH	Prod. Gewerbe (Durchlaufend)	DURCH
Frisör-/ Kosmetikstudio	DL	Heime, Pflegeeinrichtungen	HEIM
Erwachsenenbildung	ERW		

3.2 Dezentrale Technologien

3.2.1 Technische Spezifikation

Tabelle 2: Technische Spezifikation der dezentralen Technologien zur Energieerzeugung

	PV-Anlage	Erdgas-Boiler	Elektro-Boiler	Wärmepumpe	BHKW
Wirkungsgrad (in %)	15,35	95,00	98,00	COP*	32,36
Lebensdauer (in a)	25	15	15	18	15
Modulleistung (in kW)	0,26	1	1	1	1
Wärmekennzahl	-	-	-	-	2,04
Maximale Dachfläche	45,00 m ²	-	-	-	-
Modulfläche	1,60 m ²	-	-	-	-

Im Modell stehen sieben verschiedene Technologien für die Kundengruppen zur Auswahl. Neben den beiden Speichertechnologien (elektrisch oder thermisch) dienen der Erdgas-Boiler, der Elektro-Boiler und die Wärmepumpe der Erzeugung thermischer Energie. Die PV-Anlage sowie das Blockheizkraftwerk (BHKW) erzeugen elektrische Energie. Zusätzlich kann das BHKW auch thermische Energie erzeugen. Die technischen Spezifikationen wurden anhand von Studien [20–22], Technologie-Reports [23–25] sowie Preis- und Produktblättern einzelner Herstellern [26–28] zusammengetragen. In der Tabelle 2 sind die einzelnen technischen Werte, für die Erzeugungsanlagen aufgelistet.

Für die Wärmepumpe bestimmt sich der Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Außentemperatur (A). Im Modell wurde ein dreistufiger Performance-Koeffizient (-7°C, 2°C, 10°C) verwendet wie in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Performance-Koeffizient (COP) der Wärmepumpe

Temperaturniveau	A-7	A2	A10
COP-Wärmepumpe	3,19	3,77	4,62

Die Speichertechnologien erhöhen die Flexibilität der Energieerzeugung bzw. des Energiebezugs aus dem Energienetz. Der Nutzungsgrad der Speichertechnologien ist vereinfacht dargestellt. Die Modulkapazität wird für die Speichertechnologien in kWh angegeben. Die Tabelle 4 enthält die einzelnen Werte für die jeweiligen Speicher.

Tabelle 4: Technische Spezifikation der Speichertechnologien

Technologie	Nutzungsgrad (in %)	Lebensdauer (in a)	Modulkapazität (in kWh)	Max-Min Speicherstand (in %)
Therm. Speicher	100,00	20,00	1,00	100-0
Elektr. Speicher	100,00	15,00	1,00	100-25

3.2.2 Ökonomische Daten

Die ökonomischen Daten beinhalten spezifische Investitionskosten in €/kW oder €/kWh bzw. €/Modul. Zusätzlich sind die relativen Installationskosten enthalten sowie die anteiligen Wartungskosten in Prozent. Die Wartungskosten setzen sich entsprechend [29] aus dem Aufwand für Instantsetzung und Wartung zusammen. Die ökonomischen Daten entstammen ebenfalls den Publikationen aus dem vorherigen Kapitel zu den technischen Eigenschaften. Zusätzlich wurden die Förderungen [30] sowie die Einspeisevergütungen [31; 32] für die PV-Anlage, das BHKW und die Wärmepumpe recherchiert.

3.3 Energietarife

Die jeweiligen Tarife setzen sich aus drei Hauptbestandteilen zusammen. Das sind zum einen die Arbeitspreise, die pro gelieferter kWh bezahlt werden sowie die monatlichen Grundpreise. Zum anderen wird in dem Modell der Kapazitäts- bzw. Leistungspreis berücksichtigt, der pro maximal bezogener Leistung in einem bestimmten Zeitraum gezahlt werden muss. Die Arbeitspreise sowie die Kapazitätspreise werden zusätzlich auf die Kosten für das Netz sowie die Kosten für die Beschaffung, inklusive aller Steuern, aufgeteilt. Für jede der drei Energietypen werden drei unterschiedliche Varianten der Tarifgestaltung angenommen. Die einfachste Art der Tarifgestaltung ist ein sogenannter Flat-Tarif. Dabei gibt es nur einen Preis für jeden beliebigen Zeitpunkt. Die zweite Variante ist ein Doppeltarif, der bei Werktagen zwischen Tag (8:00 bis 20:00 Uhr) und Nacht (20:00 bis 8:00 Uhr) unterscheidet. Die dritte Variante ist eine dynamische Tarifstruktur, bei der sich der Preis an den Spotmarktpreisen [33] der European Energy Exchange (EEX) zum Zeitpunkt (t), orientiert.

Die Grundlage des Arbeitspreises für Strom und Erdgas bildet der Monitoringbericht des Jahres 2013 [34]. Die Arbeits- und Kapazitätspreise entstammen dem Durchschnitt verschiedener Preisblätter deutscher Stadtwerke [35–38]. Aus [39] entstammen die Angaben zu den thermischen Tarifen.

3.4 Szenariobaum

Die Tarifvarianten bilden auch die Grundlage für die betrachteten Szenarien. Mit dem Modell wurden die Wirkungen von DER-Anlagen (Szenario B), anhand verschieden gestalteter Tarife (Szenario 1, Szenario 2, Szenario 3.1 und Szenario 3.2) untersucht, wie in der Abbildung 1 dargestellt.

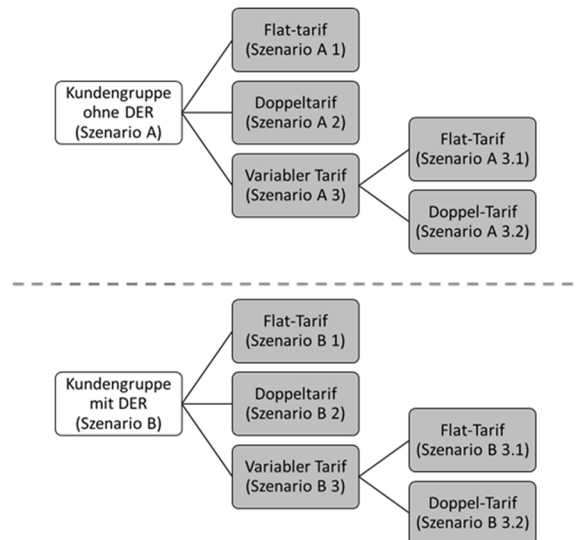


Abbildung 1: Szenarien-Baum der Tarifvarianten

4 Optimierungsergebnisse und Diskussion

4.1 Energiebezugskosten

Bei fast allen Kundengruppen liegen im Szenario A die Energiebezugskosten für die elektrische Energie über den Energiebezugskosten der thermischen Energie. Eine Ausnahme ist die Freizeiteinrichtung im Szenario A2. Hier liegen die thermischen über den elektrischen Energiebezugskosten. Durch den Einsatz von DER wird in allen Szenarien der thermische Energiebezug beim EVU auf ein Minimum reduziert. Dies wird das aktuelle Geschäftsmodell des Wärmemarktes strapazieren, weil die Erlöse aus den geringen nachgefragten Mengen nicht die Kosten für die Bereitstellung der Fernwärmeinfrastruktur decken werden. Zusätzlich zur elektrischen und thermischen Energie, beziehen alle Kundengruppen im Szenario B erhebliche Mengen an Erdgas zur Versorgung der BHKW-Anlagen. Dadurch kann das EVU unter Umständen die reduzierte Menge an thermischer Energie ausgleichen. Vorausgesetzt das EVU bietet die Erdgaslieferung im Versorgungsgebiet an. Die genauen Erlös- bzw. Gewinnauswirkungen für das EVU müssten weiter untersucht werden.

In der Abbildung 2 zeigt sich eine Preisänderung für die Energiebezugskosten zwischen den einzelnen Tarifvariationen im Szenario A. Während im Szenario A 2 die Kundengruppen mit einem Energiebezug am Wochenende und in den Abendstunden ihre Kosten reduzieren können, erhöhen sich die Kosten für die Kundengruppen mit einem erhöhten Bedarf am Werktag zwischen 8.00 und 20.00 Uhr. Im Szenario A 3.1 steigen für neun Kundengruppen die Energiebezugskosten im Vergleich zum Szenario A 1. Für die werktätig produzierenden Gewerbe im Szenario A 3.1 liegt der Preisanstieg bei ca. 114 Prozent. Im Szenario B 3.1 beträgt der Preisanstieg hingegen ca. 110 Prozent. Die relative Minderung des Preisanstieges für alle Kundengruppen zwischen den Szenarien A 3.1 und B 3.1 kann der Abbildung 3 entnommen werden. Dabei zeigt sich, dass alle Kundengruppen den Preisanstieg durch die Verwendung von dezentralen Anlagen verringern können. Für die Szenarien A 3.2 und B 3.2 zeigt sich ein ähnliches Bild. Hier können ebenfalls alle Kundengruppen eine Minderung des Preisanstieges erreichen. Sollten sich also die Tarife in Zukunft variabel gestalten, kann

beobachtet werden, dass die Gewerbekunden durch die Nutzung von DER-Anlagen die Preissteigerungen dämpfen können. Dies kann zu einem verstärkten Ausbau der DER bei Gewerbekunden führen.

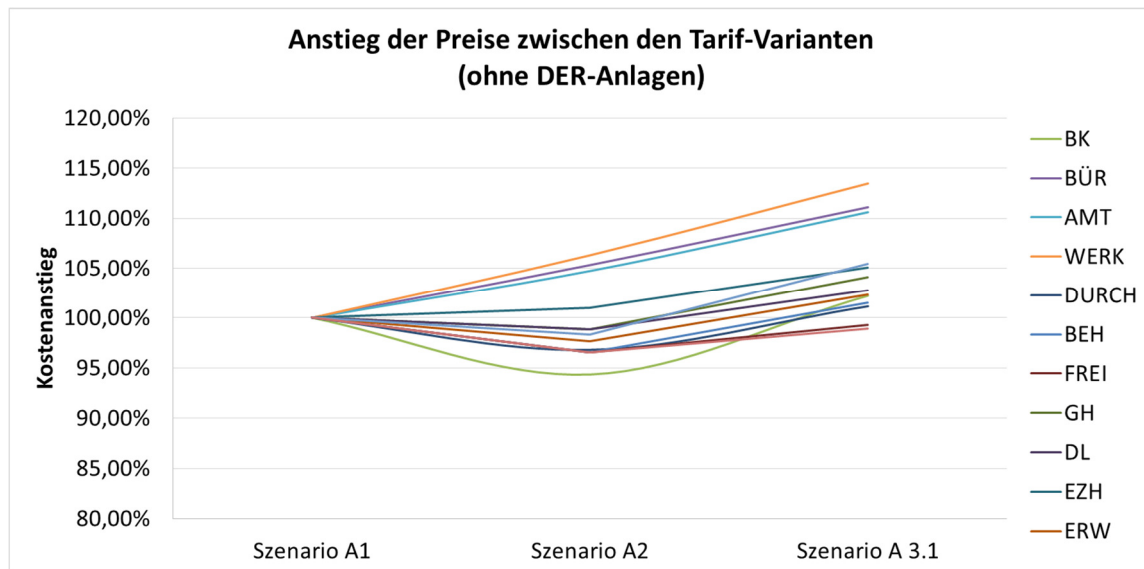


Abbildung 2: Preisanstieg zwischen den Szenarien A

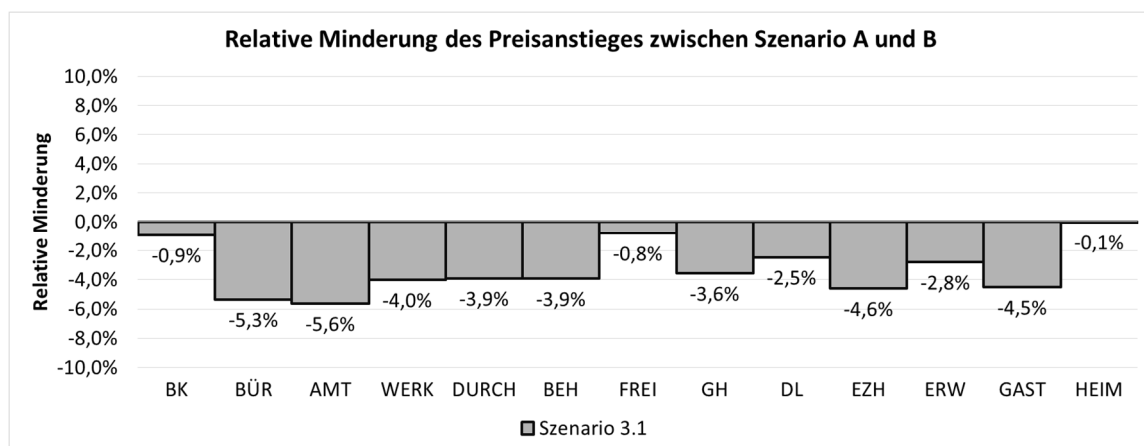


Abbildung 3: Relative Minderung des Preisanstieges durch DER-Anlagen

4.2 Kosteneinsparungen

Durch die Nutzung von DER können für alle Kundengruppen Kosteneinsparungen ermöglicht werden, die nach Abzug der Transaktionskosten im Contracting-Modell zwischen dem Kunden und dem EVU aufgeteilt werden können. Die Spanne der Einsparungen liegt zwischen 18 und 36 Prozent. Auch unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien, können für alle Kundengruppen positive Kosteneffekte, wie in Abbildung 4 dargestellt, beobachtet werden. Anhand der relativen Einsparungshöhe werden die Kundengruppen nach der Relevanz für das EVU unterschieden. Ausgangspunkt ist die Annahme, dass die Kundengruppen mit den höchsten relativen Einsparungen auch die geeignetsten Kundengruppen für die Adressierung von neuen Geschäftsmodellen sind. Grundidee ist, dass sich die höheren relativen Einsparungen für das EVU, nach Abzug der Transaktionskosten für das Geschäftsmodells, in einen höheren Gewinn umwandeln lassen. Aufbauend auf dieser Annahme lässt sich

feststellen, dass sich die Kundengruppen mit einem Energiebezug am Wochenende und in den Abendstunden am besten für die Adressierung von neuen Geschäftsmodellen eignen. Innerhalb dieser Kundengruppe stellen sich die Heime und die Beherbergung als besonders relevant heraus, da der ökonomische Vorteil für die Kundengruppe am größten ist. Die Kundengruppen mit einem überwiegend werktägigen Energiebezug zwischen 8.00 und 20.00 Uhr sind weniger für die Implementierung neuer Geschäftsmodelle geeignet. Innerhalb dieser Kundengruppen zeigt sich, dass die werktags produzierenden Gewerbe die geringsten Gewinnaussichten versprechen.

Zwischen den einzelnen Szenarien ergeben sich keine signifikanten Unterschiede in den vorherigen Aussagen zur Relevanz der einzelnen Kundengruppen. Der Wechsel der Szenarien führt in den Szenarien B 2 und B 3 zu einer Erhöhung der relativen Einsparungen gegenüber Szenario B 1, wodurch die Gewinnaussichten der „weniger relevanten“ Kundengruppen erhöht werden

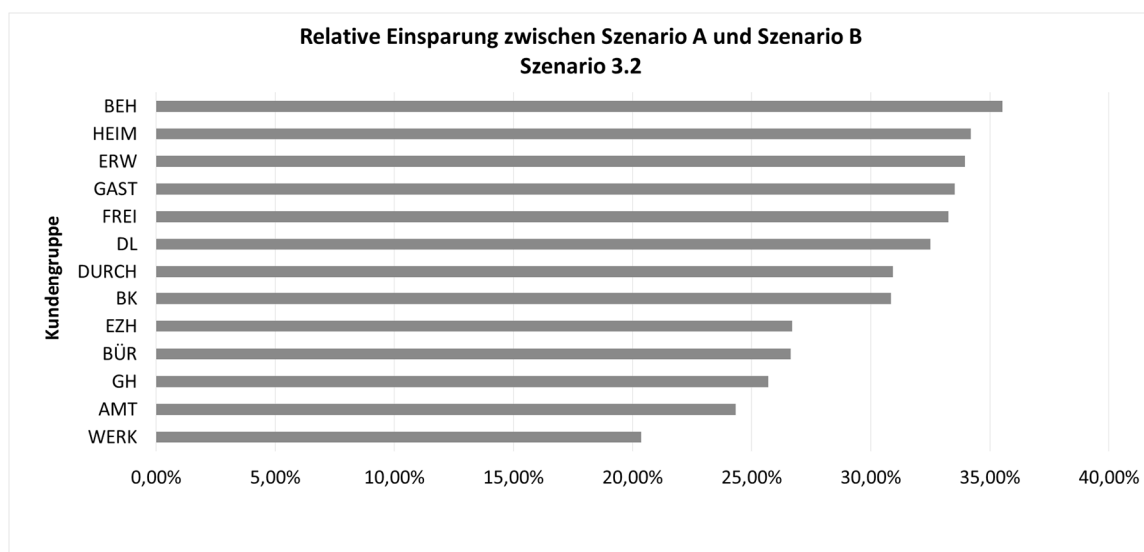


Abbildung 4: Relative Kosteneinsparungen durch DER-Anlagen - Szenario 3.2

4.3 Technologieauswahl

Durch das Modell zeigt sich, dass die BHKW-Technologie sowie der thermische Speicher die meist genutzten Technologien sind. Zusätzlich spielt die Wärmepumpe bei der Erzeugung eine zentrale Rolle. Der Elektro-Boiler wird im Szenario B 1 entsprechend der Abbildung 5 nur in geringem Umfang genutzt, findet aber in allen Kundengruppen Anwendung. Im Gegensatz dazu findet der Gas-Boiler keine Berücksichtigung bei den Kundengruppen.

Bei den Speichertechnologien kommt nur der thermische Speicher bei den Kundengruppen zur Anwendung. Die elektrischen Speicher sind mit den angesetzten Installationskosten zu teuer, wie durch Sensitivitätsanalysen anhand der Investitionskosten der elektrischen Speicher gezeigt werden konnte. Innerhalb der Szenarien zeigt sich, dass die thermische Speichertechnologie mit zunehmender Flexibilisierung der Tarife verstärkt genutzt wird und die Kapazität erweitert wird.

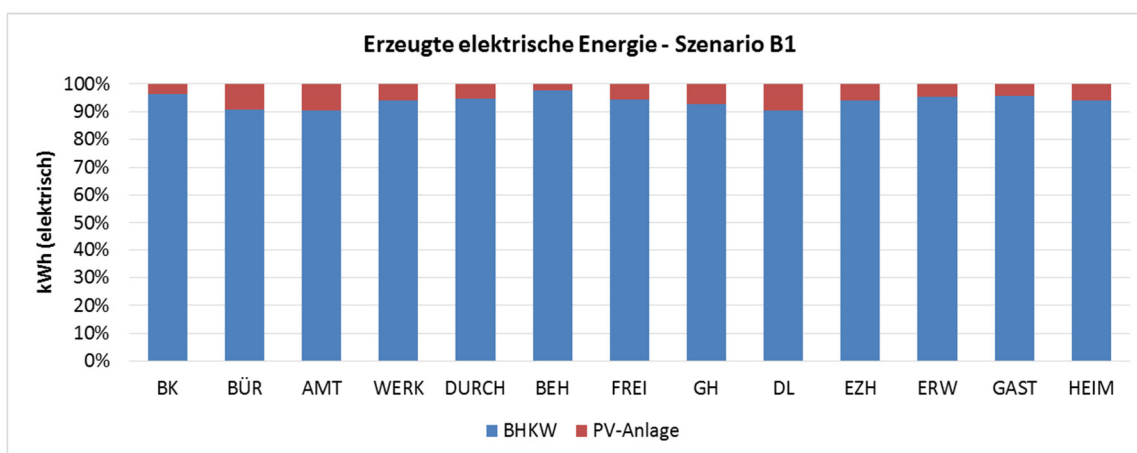


Abbildung 5: Erzeugte elektrische Energie der DER-Anlagen - Szenario B1

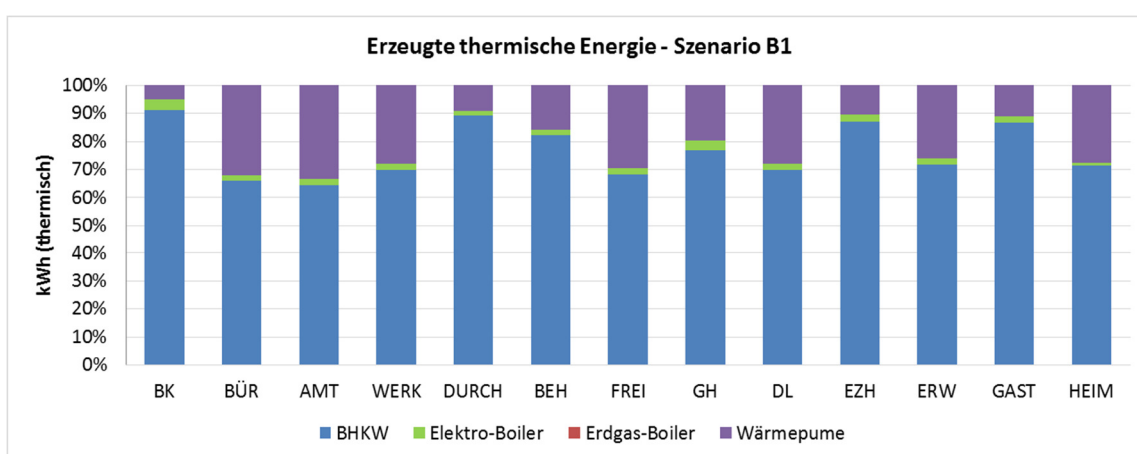


Abbildung 6: Erzeugte thermische Energie der DER-Anlagen - Szenario B1

Im Szenario B 2 nimmt für zehn Kundengruppen die installierte Kapazität für die Wärmepumpe ab. Sechs der 13 Kundengruppen installieren im Szenario B 2 mehr BHKW-Leistung. Im Szenario B 2 wird die PV-Leistung sowie die Leistung der Elektro-Boiler erhöht oder bleibt unverändert. Weiterhin werden bei fast allen Kundengruppen die Speicherkapazitäten im Szenario B 2 erhöht. Bei zehn von 13 Kundengruppen, kann im Szenario B 3.1 und B 3.2 ein Zuwachs an elektrischer BHKW-Leistung beobachtet werden. Dabei erhöhen jene Kundengruppen ihre BHKW-Leistung am deutlichsten, die ihren höchsten Energiebedarf am Werktag zwischen 8.00 Uhr und 20.00 Uhr aufweisen. Anders als im Szenario B 2 wird in den Szenarios B 3 keine zusätzliche PV-Leistung installiert. Gegenüber dem Szenario B 1 wird die PV-Leistung bei vier Kundengruppen, die einen Energiebezug am Wochenende und in den Abendstunden aufweisen, reduziert. Für die Erwachsenenbildung und die Freizeiteinrichtungen wird die installierte PV-Leistung auf null kW gemindert. Zwischen den Szenarien des variablen Tarifs präferieren die Kundengruppen des Szenarios B 3.1 die Wärmepumpe gegenüber dem Elektro-Boiler im Vergleich zum Szenario B1. Diese Präferenz kehrt sich im Szenario B 3.2 ins Gegenteil um.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Durch das Modell IRPinv konnten Kosteneinsparungen für alle Kundengruppen und alle Tarifszenarien nachgewiesen werden. Dabei konnte festgestellt werden, dass die Kundengruppen mit einem Energiebezug am Wochenende oder in den Abendstunden höhere Einsparpotentiale aufweisen. Diese Kundengruppen versprechen die größten Gewinnaussichten durch kundenorientierte Geschäftsmodelle. Unabhängig von den Einsparungen ist es notwendig zu untersuchen, wie viele Kunden einer Kundengruppe sich im Versorgungsgebiet des EVU befinden. Es wird für das EVU nicht zielführend sein, Geschäftsmodelle für Kundengruppen zu entwickeln, wenn diese nur in geringem Maße im Versorgungsgebiet vorliegen und nur geringe Anteile an den Umsätzen des EVU ausmachen.

Im Bereich der Technologien zeigt sich durch IRPinv eine Dominanz der BHKW-Anlagen und der thermischen Speichertechnologie. Dies liegt an dem hohen Grad der Flexibilität mit dem die BHKW-Technologie im IRPinv agiert. Grund dafür sind fehlende begrenzende Anfahrtkosten für das BHKW sowie eine fehlende Limitierung der Jahresbetriebsstunden. Das gute Abschneiden der thermischen Speicher lässt sich auf die hohen Investitionskosten der elektrischen Speicher zurückführen. Zusätzlich werden die Wärmepumpe sowie die PV-Anlagen zur Energieerzeugung genutzt. Diese Technologien sollten auch im Fokus der Contracting-Angebote stehen.

Der notwendige Bezug von Erdgas durch die BHKW-Anlage, erhöht die Attraktivität des Contracting-Modells für das EVU, weil neben der Anlage auch der Brennstoff vermarktet werden kann. Vorausgesetzt das EVU bietet die Erdgaslieferung in ihrem Versorgungsgebiet an. Einhergehend mit dem Bezug von Erdgas ist eine Reduktion der nachgefragten thermischen Energie auf ein Minimum. Die Auswirkungen des Minimalbezugs an thermischer Energie auf das Fernwärmeangebot sollte in weiteren Arbeiten untersucht werden.

In Bezug auf die untersuchten Tarif-Szenarien konnte gezeigt werden, dass sich die relativen Einsparungen durch die Doppeltarife und die variablen Tarife weiter erhöhen. Die BHKW-Technologie und der thermische Speicher erhöhen mit zunehmender Variabilität des Tarifs ihre Anteile an der Energieversorgung.

Eine Spezifizierung der einzelnen Technologiebestandteile kann die Ergebnisse von IRPinv in ihrer Qualität verbessern. Zusätzlich können, durch die Berücksichtigung prognostizierter Annahmen für die ökonomischen und technischen Parameter der DER-Anlagen, Abschätzungen für künftige Entwicklungen gegeben werden. Außerdem kann die Aussagekraft des Modells durch den Einbezug von ökologischen Aspekten und Aspekten der Versorgungssicherheit erhöht werden.

6 Nomenklatur

Δt	Zeitschrittlänge = 0,25 (¼ h Auflösung)	PV	PV-Anlage
t	Zeitschritt - insgesamt 35040	EB	Elektro-Boiler (Durchlauferhitzer)
k	Einzelne DER-Technologien die zur Auswahl stehen	NGB	Gas-Boiler (Gaskessel)
m	Monate des Optimierungsjahres	HP	Wärmepumpe
s	Sichtweise der Tarife – vertriebs- und netzseitig	$BHKW$	Blockheizkraftwerk
u	Energieformen - Elektrizität, Wärme, Gas	ES	Elektrischer Speicher
i	Außentemperatur	TS	Thermischer Speicher
z	Gesamte Energiebezugskosten (Zielfunktion)	C^{INV}	Kapitalkosten der DER-Anlage
E	Elektrizität (Energieform u)	$C^{O\&M}$	Anteil Wartungskosten
W	Wärme (Energieform u)	C^{INS}	Anteil der Installationskosten
G	Gas (Energieform u)	I^P	Förderung pro installierter Leistung
GEN^{DES}	Installierte DER-Anlagen	I^{Gen}	Förderung pro DER-Anlage
Out^{DES}	Erzeugte elektrische Energie der DER	$p^{DES,max}$	Modulleistung der DER-Anlage
L^{DES}	Nachgefragte Energie der DER	η^{DES}	Wirkungsgrad
L^{EXCESS}	Eingespeiste Energie	A^{DES}	Modulfläche der PV-Anlage
$L^{DEFICIT}$	Defizit an Energie	$A^{DES,max}$	Maximale Dachfläche für PV
Out^{SOC}	Ladezustand des Speichers	WKZ^{DES}	Wärmezahl BHKW
Out^{CHARGE}	Geladene Energie des Speichers	COP^{DES}	COP der Wärmepumpe
$Out^{DISCHARGE}$	Entladene Energie des Speichers	CAP^{DES}	Modulkapazität der Speicher
L^{DS}	Last der Kundengruppe	$SOC^{DES,max}$	Zulässige Entladungstiefe
F^{CONT}	Arbeitspreis Energietarif	$SOC^{DES,min}$	Maximaler Speicherstand pro Modul
F^{BASIC}	Basistarif Lieferung	ANF^{DES}	Annuitätenfaktor
F^{CAPA}	Kapazitätstarif Lieferung	$LIFE^{DES}$	Lebens- bzw. Nutzungsdauer
F^{FEED}	Einspeisevergütung für DER-Energie	sca_i	Zinssatz
I^{ES}	Globalstrahlung		

7 Literaturverzeichnis

- [1] Klose, F, Kofluk, M, Lehrke, S, Rubner, H (2010): Toward a Distributed-Power World: Renewables and Smart Grids Will Reshape the Energy Sector, o.A.
- [2] Graf Kerksenbrock, N, Ploss, M (2011): Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61(11):72–75.
- [3] Pabsch, M (2003): Aktuelle Contracting Marktentwicklung in Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53(9):554–556.
- [4] Marko, Wolfgang Arthur (2014): Small-Scale, Big Impact - Utilities New Business Models for "Energiewende".
- [5] Logenthiran, T, Srinivasan, D (2012): Optimal selection and sizing of distributed energy resources for distributed power systems. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 4(5):1–19.
- [6] Omu, A, Choudhary, R, Boies, A (2013): Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. Energy Policy, 61:249–266.
- [7] Ruan, Y, Liu, Q, Zhou, W, Firestone, R, Gao, W, Watanabe, T (2009): Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings. Applied Energy, 86(9):1641–1653.

- [8] Ren, H, Gao, W (2010): A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. *Applied Energy*, 87(3):1001–1014.
- [9] Siddiqui, A, Firestone, R, Ghosh, S, Stadler, M, Edwards, JL, Marnay, C (2003): *Distributed Energy Resources Customer Adoption Modeling with Combined Heat and Power Applications*, Berkley.
- [10] Mehleri, ED, Sarimveis, H, Markatos, NC, Papageorgiou, LG (2012): A mathematical programming approach for optimal design of distributed energy systems at the neighbourhood level. *Energy*, 44(1):96–104.
- [11] ECMWF (2013): ERA Interim Fields Daily Standortnr. 744. Globalstrahlung. http://apps.ecmwf.int/datasets/data/interim_full_daily/. Abgerufen am 10.11.2015.
- [12] Arthur Huber (2008): *Planung von gekoppelten Kälte- und Wärme- Erzeugungsanlagen mit Erdwärmesonden*. Weiterbildungskurs 235, Luzern.
- [13] Siddiqui, A, Marnay, C, Firestone, R, Zhou, N (2005): *Distributed Generation with Heat Recovery and Storage*, Berkley.
- [14] Stadtwerke Unna (2009): *Eigene Lastprofile*. http://www.gipsprojekt.de/featureGips/Gips.js?sessionId=608544D2EF4F0DEDA096478EC365E3B6?SessionMandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133041&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J. Abgerufen am 08.01.2015.
- [15] Fünfgelt, C, Tiedemann, R (2000): *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile. step-by-step*, Cottbus.
- [16] Hellwig, M (2003): *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. Dissertation, Institut für Energietechnik, Technische Universität München.
- [17] ECMWF (2011): ERA Interim, Daily Fields. Temperaturdaten. from http://data-portal.ecmwf.int/data/d/interim_daily/. Abgerufen am 12.08.2011.
- [18] Schlomann, B, Wohlfarth, K, Kleeberger, H, Hardi, L, Geiger, B, Pich, A, Gruber, E, Gerspacher, A, Holländer, E, Roser, A (2015): *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013*, Karlsruhe, München, Nürnberg.
- [19] Eurostat (2015): *Kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Daten*. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/structural-business-statistics/structural-business-statistics/sme>. Abgerufen am 13.08.2015.
- [20] Fürstenwerth, D, Waldmann, L, Sterner, M, Thema, M, Eckert, F, Moser, A, Schäfer, A, Drees, T, Rehtanz, C, Häger, U, Kays, J, Seack, A, Sauer, DU, Leuthold, Stöcker, Philipp: *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. Abgerufen am 23.10.2014.
- [21] Hewicker, C, Raadschelders, J, Werner, O, Ebert, M, Engelhardt, C, Mennel, T, Verhaegh, N (2013): *Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*, Bern.
- [22] Pleßmann, G, Erdmann, M, Hlusiak, M, Breyer, C (2014): *Global Energy Storage Demand for a 100% Renewable Electricity Supply*. *Energy Procedia*, 46:22–31.
- [23] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2015): *Erneuerbare Energien. Wärmepumpen mit Prüfnachweis*, Eschborn.

- [24] International Energy Agency (2014): Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity, Paris.
- [25] Klein, C, Rozanski, K, Gailfuß, M, Kukuk, J, Beck, T (2014): BHKW-Kenndaten 2014/15. Module, Anbieter, Kosten, Berlin.
- [26] Aleo Solar GmbH (2014): Solarmodul Aleo S19. Datenblatt, Prenzlau.
- [27] MHG Heiztechnik GmbH (2014): Preisinformationen 2014: Für alle MHG Wärmerezeuger und Komponenten, Buchholz i. d. Nordheide.
- [28] Pestalozzi Haustechnik (2014): Heizung Katalog 2014, Dietikon.
- [29] Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2012): VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung.
- [30] Bafa (2015): Zuschuss für Mini- KWK -Anlagen.
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/index.html. Abgerufen am 10.12.2015.
- [31] Bafa (2014): KWK -Zuschlag. Wie hoch ist die Förderung?
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/stromverguetung/kwk-anlagen_bis_50kw/kwk-zuschlag/index.html. Abgerufen am 10.12.2015.
- [32] Bundeswirtschaftsministerium (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. EEG 2014.
- [33] Energinet.dk (2015): Spotmarktpreis für Deutschland. Zeitraum vom 01.01.2013 bis 31.12.2013. <http://www.energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>. Abgerufen am 12.11.2015.
- [34] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2013, Bonn.
- [35] Mainova AG (2015): Strom - Grund- und Ersatzversorgung. Gewerbekunden, Frankfurt am Main.
- [36] RheinEnergie AG (2015): Preisblatt Strom Geschäftskunden. Stand: 1. April 2013, Köln.
- [37] Stadtwerke Freudenstadt (2014): Preisblatt Grundversorgung. seit 01.01.2014.
<https://www.stadtwerke-freudenstadt.de/de/Produkte/Strom/Produkte-privat/Preisblatt-Grundversorgung-ab-01.01.2014>. Abgerufen am 09.11.2015.
- [38] Stadtwerke Leipzig GmbH (2015): Preisblatt Grundversorgung Strom. Gewerbe, Leipzig.
- [39] AGFW (2014): Fernwärme-Preisübersicht. Stichtag: 01.10.2014, Frankfurt am Main.