

Abschlussbericht des Forschungsvorhabens

Konzeptionierung netzunabhängiger Betriebsweisen großer PV-Anlagen in Geschäftsgebäuden

(Kurztitel: *pVNEUN.0*)

gefördert unter dem AZ: 33718 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU)

Verfasser: Thomas Duschner, M.Sc. (THI)
Mathias Ehrenwirth, M.Eng. (THI)
Dr. Christoph Trinkl (THI)
Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner (THI)
Andreas Klier (Anumar GmbH)

Verbundpartner: Technische Hochschule Ingolstadt
Institut für neue Energie-Systeme
Esplanade 10, D-85049 Ingolstadt

Anumar GmbH
Frühlingstraße 31, D-85055 Ingolstadt

Ort und Datum: Ingolstadt, den 02.12.2019

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	33718/01	Referat	24/0	Fördersumme	92.456 €
Antragstitel		Konzeptionierung netzunabhängiger Betriebsweisen großer PV-Anlagen in Geschäftshäusern (pvNEUN.0)			
Stichworte		Energie, Fotovoltaik			
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
22 Monate	05.04.2017	31.01.2019	1		
Bewilligungsempfänger	Technische Hochschule Ingolstadt Institut für neue Energie-Systeme (InES) Esplanade 10 85049 Ingolstadt			Tel	0841/9348-2270
				Fax	
				Projektleitung	Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner
				Bearbeiter	Thomas Duschner M.Sc.
Kooperationspartner	Anumar GmbH Frühlingsstraße 31 85055 Ingolstadt				
Zielsetzung und Anlass des Vorhabens					
<p>Der Wandel des Energieversorgungssystems in ein System basierend auf rein regenerativen Energiequellen erfordert eine Anpassung der bisherigen Betriebsweisen, der zugehörigen Technologien sowie deren Regelung. Um der dabei im elektrischen Bereich auftretenden Netzproblematik (Netzkapazität, Netzausbau und Abregelung) entgegenzuwirken, wird es zunehmend wichtiger, die Verbraucherseite in den Betrieb des Energiesystems durch eine intelligente Regelung miteinzubeziehen (Demand-Side-Management). Eine geeignete Technologie für das Demand-Side-Management ist die Photovoltaikanlage. Mit diesem Forschungsvorhaben ist geplant, den Ansatz des Demand-Side-Managements auf große Photovoltaikanlagen in Kombination mit Geschäftshäusern anzuwenden, um somit einen wirtschaftlichen und netzentlastenden Betrieb von Großanlagen zu ermöglichen. Im vorliegenden Projekt werden Photovoltaikanlagen angestrebt, welche die Grundlast der Gebäude deutlich überschreiten, um damit einen signifikanten Deckungsanteil zu generieren. Im Gegensatz zu kleineren Aufdachanlagen sind bei großen Anlagen aber die Besitzverhältnisse, Kostenaufteilung und die Nutzung nicht klar definiert.</p>					
Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden					
<p>Bei dem Vorhaben handelt es sich um eine Studie basierend auf Simulationen. Für die Simulation muss zuerst eine Datenbasis geschaffen werden (z.B. thermische und elektrische Lastprofile). Die Untersuchung erfolgt für zwei Typgebäude. Ein Typgebäude besteht aus reinen Büroräumen. Dieses Gebäude hat, bedingt durch die Vielzahl an elektrischen Geräten, einen hohen Strombedarf und nur an sehr heißen Tagen einen Kühlbedarf. Der Bedarf besteht dabei allerdings großteils an Wochentagen. Im zweiten Typgebäude befinden sich im unteren Bereich des Geschäftshauses vorrangig Ladengeschäfte, u. a. auch ein Supermarkt mit hohem Kühlbedarf auch an Wochenenden. Für die Gebäude werden verschiedene Systemansätze untersucht. Untersuchungsgegenstand ist dabei die systemtechnische Analyse von Konfigurationen und Betriebsweisen zur 100-prozentigen Nutzung des erzeugten PV-Stroms, bei einer Dimensionierung der PV-Anlage, welche die Grundlast deutlich überschreitet. Aus diesem Grund muss eine optimierte Regelstrategie implementiert werden. Es werden zwei grundsätzliche Ansätze der Regelung verfolgt: die vorrangige Nutzung für die elektrischen Komponenten sowie die vorrangige Nutzung für thermische Zwecke. Für die Konzepte erfolgt auch eine Adaptivitätsprüfung durch eine Anpassung der Lastprofile. Neben einer wirtschaftlichen Bewertung erfolgt auch eine Untersuchung auf rechtlicher Ebene, da oftmals rechtliche Rahmenbedingungen eine technische Umsetzung unterbinden.</p>					
Deutsche Bundesstiftung Umwelt • An der Bornau 2 • 49090 Osnabrück • Tel 0541/9633-0 • Fax 0541/9633-190 • http://www.dbu.de					

Ergebnisse und Diskussion

Mittels einer mathematischen Optimierung werden modellendogen und unter ökologischen Gesichtspunkten Systemkonzepte für die beiden zu untersuchenden Typgebäude entwickelt und analysiert. Aufgrund der Verwendung der Methodik der mathematischen Optimierung unterscheiden sich die angedachten Regelstrategien sowohl systemseitig als auch mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit nicht. Grund hierfür ist die Tatsache, dass Eigenverbrauch unter den gegebenen Umständen grundsätzlich wirtschaftlich ist, weshalb hohe Eigenverbrauchsquoten innerhalb der Optimierung immer angestrebt werden, ungeachtet davon, ob sie durch thermische oder elektrische Komponenten erzielt werden.

Werden die Resultate betrachtet, zeigt sich, dass es unabhängig vom Gebäudetyp wirtschaftlich ist, das gesamte Potential an PV-Fläche zu nutzen, was der Einspeisevergütung geschuldet ist. Obwohl es hinsichtlich der Aufteilung des Strom- und Wärmebedarfs Unterschiede bei den Typgebäuden gibt, bestehen hinsichtlich der Systemkonfigurationen und den Systemleistungen nur geringe Variationen. Erfolgt die Optimierung nur unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, werden in beiden Fällen etwa 25 % der erzeugten Energie eingespeist. Eine Nutzung von PV-Strom für thermische Zwecke ist kaum gegeben. Dies ändert sich, sobald innerhalb der Optimierung hinterlegt wird, dass keine Einspeisung erfolgen soll. In diesem Fall wird vermehrt Wärme durch den Heizstab bereitgestellt. Die erzeugte Energie entspricht in etwa der Menge, welche im Basisfall eingespeist wird. Dementsprechend wird auch der Heizstab zu annähernd 100 % solar gedeckt. Der netzunabhängige Betrieb lässt sich mit Mehrkosten von ca. 2 % realisieren. Die spezifischen Energiekosten bleiben demzufolge nahezu unverändert.

Für die Überprüfung der Funktionalität der Systemkonfiguration bei sich ändernden Rahmenbedingungen wird für die Adaptionsprüfung der Gesamtbedarf beider Gebäude halbiert. Wird keine spezielle Regelstrategie verfolgt, resultiert eine Netzeinspeisung in Höhe von etwa 50 % des Solarstroms. Da neben den zusätzlichen Erlösen auch die bedarfsgebundenen Kosten sinken, ergeben sich nur marginale Änderungen mit Blick auf die Wärme- und Stromkosten. Einen leichten Anstieg verzeichnen diese Kosten, wenn ein Eigenverbrauch von 100 % angestrebt wird, jedoch nur bei Typgebäude 1 (nur Bürogebäude). Grund hierfür ist der in diesem Fall notwendige Batteriespeicher. Da bei Typgebäude 1 durch die geringere Grundlast weniger PV-Strom direkt verbraucht werden kann, muss hier der Speicher größer dimensioniert werden. Die höheren Anschaffungskosten des Speichers können durch die Eigenverbrauchssteigerung nicht vollends kompensiert werden. Aus diesem Grund nehmen die spezifischen Kosten leicht zu. Die Systeme mit PV-Anlage ergeben dabei nicht nur einen ökonomischen Vorteil von ca. 25 %, auch die Umweltbelastungen werden in einer ähnlichen Größenordnung gesenkt.

Rechtlich bildet das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien den Grundrahmen für die Entwicklung nachhaltiger Stromerzeugungsanlagen in Deutschland. Während sich im Bereich der Eigenversorgung die Förderkulisse stetig verbessert, sinken die gesetzlich geregelten Vergütungen bei Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die Thematik des Eigenverbrauches bringt jedoch auch Probleme mit sich. So muss zwischen Erzeuger und Verbraucher eine formelle Personenidentität bestehen sowie ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang, und der Strom muss zeitgleich zu seiner Erzeugung verbraucht werden. Zusätzlich bedarf der Anlagenbetreiber entsprechenden Nutzungsverträgen für die belegten Flächen und einer dinglichen Sicherung des Nutzungsrechtes.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Duschner, T.; Ehrenwirth, M., Klärner, M.; Trinkl, C.; Zörner, W. (2018): *Vergleich von Energieversorgungskonzepten für Geschäftsgebäude mit großen PV-Anlagen unter verschiedenen Zielgrößen*. In: Conexio GmbH (Hrsg.): PV-SYMPOSIUM 2018. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 25.-27.04.2018.

Fazit

Mit geringfügigen Mehrkosten ist ein netzunabhängiger Betrieb von großen PV-Anlagen in verschiedenen Geschäftsgebäuden möglich. Ein PV-System sollte dabei aus ökonomischen als auch ökologischen Gründen immer eingesetzt werden. Selbst bei veränderten Verbräuchen ergeben sich nur marginale Änderungen bei den spezifischen Energiekosten. Ein Batteriespeicher ist hierbei nur in Extremfällen notwendig und für den Fall, dass keine Einspeisung erfolgen soll. Eine entsprechende Systemkonfiguration mit intelligenter Regelung kann dabei einen großen Einfluss ausüben.

Inhalt

Symbolverzeichnis	iii
Abkürzungsverzeichnis	iv
Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis.....	v
1 Einleitung	1
2 Ermittlung von Gebäudelasten	5
2.1 Spezifische Energiekennwerte	5
2.2 Gebäudegrößen.....	6
2.3 Erzeugung von Zeitreihen	7
2.4 Struktur der untersuchten Typgebäude	9
3 Methodischen Vorgehen	10
3.1 Lineare Optimierung	10
3.2 Modellbasis	10
3.3 Mathematische Beschreibung	12
3.3.1 Zielfunktion.....	12
3.3.2 Nebenbedingungen.....	14
3.3.3 Anpassung an Fragestellung.....	15
3.4 Einbindung von Regelstrategien	16
3.5 Datenbasis Komponenten und Rohstoffe	19
4 Konzeptionierung	20
4.1 Basiskonzept.....	20
4.2 Konzept für 100 % Eigenverbrauch	24
4.3 Abgleich zum Referenzsystem.....	27
5 Adaptionsprüfung.....	29
6 Rechtliche Bewertung	33
6.1 Rechtliche Rahmenbedingungen.....	33
6.1.1 Allgemeines.....	33
6.2 Eigenversorgung.....	34
6.2.1 Begriffsdefinition	34
6.2.2 Privilegierung des Eigenverbrauchs.....	35
6.2.3 Sonderfall Mieterstrommodell	36
6.2.4 Sonstiger Rechtsrahmen.....	37
7 Schlussfolgerungen und Ausblick.....	37
A. Simulationsergebnisse der zugrunde gelegten Varianten.....	40

A.1.	Typgebäude 1	40
A.1.1.	Basisregelung	40
A.1.2.	100 %-Konzept.....	40
A.1.3.	Referenzsystem	40
A.1.4.	Adaptionsprüfung Basisregelung	41
A.1.5.	Adaptionsprüfung 100 %-Konzept.....	41
A.2.	Typgebäude 2	41
A.2.1.	Basisregelung	41
A.2.2.	100 %-Konzept.....	41
A.2.3.	Referenzsystem	42
A.2.4.	Adaptionsprüfung Basisregelung	42
A.2.5.	Adaptionsprüfung 100 %-Konzept.....	42
8	Literaturverzeichnis.....	44

Symbolverzeichnis

Parameter	Einheit	Beschreibung
β_p^{inv0}	€	Anfangsinvestition des Prozesses
β_p^{inv1}	€	Barwert der Ersatzbeschaffung des Prozessen
β_p^{rest}	€	Restwert des Prozesses
β_s^{inv0}	€	Anfangsinvestition des Speichers
β_s^{inv1}	€	Barwert der Ersatzbeschaffung des Speichers
β_s^{rest}	€	Restwert des Speichers
γ_{buy}	€/kWh	Strompreis
γ_{gas}	€/kWh	spezifische Kosten für Rohstoff Gas
γ_{sell}	€/kWh	Einspeisevergütung
δ_p^{fix}	€/kW	spezifische Fixkosten für den Prozess
δ_p^{var}	€/kWh	spezifische variable Kosten für den Prozess
δ_s^{fix}	€/kW	spezifische Fixkosten für den Speicher
δ_s^{var}	€/kWh	spezifische variable Kosten für den Speicher
η_p	%	Prozesswirkungsgrad
η_s^{in}	%	Beladewirkungsgrad Speicher
η_s^{our}	%	Entladewirkungsgrad Speicher
a	-	Annuitätenfaktor $a = (q - 1) / (1 - q^{(-T)})$
A_N	€	Gesamtannuität
$A_{N,K}$	€	kapitalgebundene Kosten
$A_{N,V}$	€	bedarfsgebundene Kosten
$A_{N,B}$	€	betriebsgebundene Kosten
$A_{N,E}$	€	Erlöse
b	-	Barwertfaktor $b = (1 - (r/q)^T) / (q - r)$
B_r	kWh	Bedarf eines Rohstoffes
b_p^{use}	-	Indikator für Prozessnutzung
b_p^{in}	-	Indikator für Prozesseingang
b_p^{our}	-	Indikator für Prozessausgang
b_s^{in}	-	Indikator für Speichereingang
b_s^{our}	-	Indikator für Speicherausgang
E_{buy}	kWh	elektrische Energie aus dem Stromnetz zugekauft
E_{gas}	kWh	Energie aus dem Gasnetz zugekauft
E_{sell}	€/kWh	Eingespeiste Energie
E_p^{out}	kWh	Erzeugte Energie des Prozesses
E_s^{in}	kWh	Eingespeicherte Energie
E_s^{out}	kWh	Ausgespeicherte Energie
E_s^{lad}	kWh	Ladezustand des Speicher
E_s^{selbst}	%	Selbstentladung des Speicher

Parameter	Einheit	Beschreibung
$f_{Hs/Hi}$	-	Umrechnungsfaktor Primärenergiebedarf
k_p	kW	Prozesskapazität
k_s	kW	Speicherkapazität
k_p^{min}	kW	minimale Prozesskapazität (allgemein)
k_p^{mas}	kW	maximale Prozesskapazität
\underline{k}_p	kW	minimale Prozesskapazität (bei Prozessnutzung)
k_s^{mas}	kW	maximale Speicherkapazität
$p \in P$	-	spezifischer Prozess
q	%	Zinssatz
$Q_{p,in}$	kWh	Primärenergie
$Q_{p,in,j}$	kWh	Primärenergiebedarf des Energieträgers j
r	%	Preisänderungsfaktor
$r \in R$	-	spezifische Rohstoff
$s \in S$	-	spezifische Speichertechnologie
$t \in T$	-	spezifischer Zeitschritt im Betrachtungszeitraum
z_p^{per}	kW	periodischer Prozesseingang

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMVBI	Bundesamt für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung
CBECS	Commercial Building Energy Consumption Survey
DSM	Demand-Side-Management
EIA	Energy Information Administration
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
LP	Linear Programming
MILP	Mixed Integer Linear Programming
NREL	National Renewable Energy Lab
OpenEI	Open Energy Information
PV	Photovoltaik

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Untersuchung	4
Abbildung 2: Typische Verteilung des Strombedarfs eines Lebensmittelgeschäfts in den USA [12]	6
Abbildung 3: Gebäudestruktur der untersuchten Gebäudemodelle SuperMarket (links) und des MediumOffice (rechts) [19]	8
Abbildung 4: Grundstruktur des Optimierungsmodells und die zugehörigen Komponenten..	12
Abbildung 5: Vergleich der Lastgänge der unterschiedlichen Varianten für den 2. Januar	18
Abbildung 6: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse	22
Abbildung 7: Solare Deckungsanteile der einzelnen Komponenten für die untersuchten Typgebäude	23
Abbildung 8: Solare Deckungsanteile der einzelnen Komponenten bei 100 % Eigenverbrauch	25
Abbildung 9: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse bei 100 % Eigenverbrauch.....	26
Abbildung 10: Wirtschaftliche Einsparung und CO ₂ -Minderung gegenüber Referenzsystem ohne PV-Anlage	27
Abbildung 11: Umweltrelevante Einsparungen der Systemkonzepte gegenüber Referenzsystem ohne PV-Anlage.....	29
Abbildung 12: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse bei Halbierung des Energiebedarfs	30
Abbildung 13: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse bei Halbierung des Energiebedarfs und 100 % Eigenverbrauch.....	32
Abbildung 14: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2018 [44]	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennzahlen erhobener Energiewerte [9].....	5
Tabelle 2: Verteilung von Büroflächen über unterschiedliche große Gebäude [16].....	7
Tabelle 3: Aufteilung der Gebäudefläche hinsichtlich der Stockwerkszahl (in Millionen) [16]7	
Tabelle 4: Angenommene Energiemengen für das Typgebäude reiner Büroflächen (Typgebäude 1)	9
Tabelle 5: Angenommene Energiemengen für das Typgebäude mit Supermarkt (Typgebäude 2)	9
Tabelle 6: Eingesetzte Rohstoffe im Optimierungsmodell	11
Tabelle 7: Portfolio an eingesetzten Prozessen	11
Tabelle 8: Berücksichtigte Speichertechnologien	12

Tabelle 9: Finanzmathematische Parameter der betrachteten Prozesse (Betrachtungszeitraum 20 Jahre)	20
Tabelle 10: Wirtschaftlichste Systemkonfiguration für die Typgebäude.....	21
Tabelle 11: Annuitäten der untersuchten Systemkonzepte	21
Tabelle 12: Systemkonfiguration für 100 % Eigenverbrauch	24
Tabelle 13: Gegenüberstellung der Annuitäten der untersuchten Systemkonzepte bei 100 % Eigenverbrauch.....	26
Tabelle 14: Primärenergiefaktoren und CO ₂ -Äquivalente relevanter Energieträger [41].....	28
Tabelle 15: Annuitätenvergleich bei Adaptionsprüfung im Basisfall	31
Tabelle 16: Speicherkapazitäten nach Halbierung des Energiebedarfs und 100 % Eigenverbrauch.....	31
Tabelle 17: Annuitätenvergleich bei Adaptionsprüfung und 100 % Eigenverbrauch.....	33

1 Einleitung

Eine der zentralen Technologien für die Bereitstellung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien stellt die Photovoltaik (PV)-Anlage dar. Sie erlebte in den letzten Jahren den stärksten Zubau aller regenerativen Energieerzeuger und trägt derzeit zu ca. 7 % zum jährlichen Nettostromverbrauch bei [1]. Damit ergeben sich zwei Problematiken. So handelt es sich bei Photovoltaikanlagen häufig um kleinere Dachanlagen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien findet demzufolge hauptsächlich dezentral statt, was auch daran ersichtlich ist, dass diese Photovoltaikanlagen vorrangig in die Mittelspannungs- (25 %) und Niederspannungsebene (69 %) einspeisen [2, 3]. Das stellt insbesondere Netzbetreiber vor neue Herausforderungen, da diese nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Versorgungssicherheit gewährleisten müssen, wobei das größte Problem die Spannungsanhebung von Photovoltaikanlagen am Einspeisepunkt darstellt. Die entstehenden Kosten für den Um- und Ausbau der Netze sind ein wichtiger Faktor für die Gesamtkostenentwicklung der deutschen Stromversorgung [4].

Die zweite Problematik ist der wirtschaftliche Betrieb von PV-Anlagen. Bei Altanlagen ist dieser durch die für 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung in der Regel gegeben. Aufgrund des im Jahr 2012 eingeführten „atmenden Deckels“ für die Einspeisevergütung nimmt diese je nach Zubaurate jedoch stetig ab, was dazu führt, dass ab einem gewissen Zeitpunkt eine Amortisation allein über die Einspeisevergütung nicht mehr möglich ist. Aus ökonomischen Gesichtspunkten gewinnen deshalb Systeme an Bedeutung, die einen Teil des erzeugten Solarstroms selbst verbrauchen. Entscheidend ist hierbei auch der Zeitpunkt der Netzparität, ab dem die Einspeisevergütung für Solarstrom unterhalb der Bezugskosten liegt. Zum Zeitpunkt der Netzparität beeinflusst jede selbst verbrauchte Kilowattstunde die Wirtschaftlichkeit des installierten Photovoltaiksystems positiv. Diese Netzparität wurde im Mittel bereits im Jahr 2012 erreicht [5]. Eine möglichst hohe Eigennutzung des Solarstroms ist somit sowohl aus volkswirtschaftlicher (Vermeidung von Netzausbaukosten) als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht (wirtschaftlicher Betrieb der einzelnen Anlage) erstrebenswert.

Vor dem Hintergrund der Netzproblematik und der Eigenverbrauchssteigerung gerät das Demand-Side-Management (DSM) verstärkt in den Fokus. Darunter wird die Integration der Verbraucherseite in die Ausgleichsmaßnahmen von Energieerzeugung und Energieverbrauch, mit dem Ziel die Residuallast zu glätten, verstanden. Durch Lastverlagerung oder Lastreduzierung kann hier ein positiver Einfluss auf die Lastflüsse innerhalb eines Netzabschnittes bewirkt werden.

Dennoch ist, abgesehen von (groß-)industriellen Einsatzgebieten, für diesen Ansatz derzeit kaum eine reale Anwendung gegeben, da DSM eine umfangreiche, sichere und zuverlässige Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zwischen Netzbetreibern und Gebäuden und ggfs. auch zwischen verschiedenen Gebäuden erfordert [6].

Die Nutzung von DSM ist im Einzelgebäude für den spezifischen Nutzer in dem Sinne relevant, dass er damit seinen Eigenverbrauch erhöhen und bei Netzparität einen wirtschaftlichen Vorteil erzielen kann.

Was mit einer Lastverschiebung oder Lastabsenkung möglich ist, zeigt sich in der Untersuchung des Öko-Instituts e.V. [7]. Dort werden die 50 Stunden mit den höchsten Lastnachfragen

gegenübergestellt. Aus dieser Gegenüberstellung geht hervor, dass nur an wenigen Stunden des Tages hohe Netzlasten auftreten. Bereits der zehnthöchste Bedarf liegt etwa 3 GW unter dem Höchsten. Ein Lastabwurf oder eine Lastverlagerung der 50 höchsten Netzbelastungen um wenige Stunden kann bereits den Spitzenlastbedarf um bis zu 5 GW senken. Die Autoren sehen als mögliche - am DSM - beteiligte Komponenten neben den prädestinierten Nachtspeicheröfen in Haushalten auch Umwälz- und Wärmepumpen sowie die Warmwasserbereitung. Aber auch Klimageräte sind besonders für das DSM wie auch zur Eigenverbrauchssteigerung geeignet, da der Bedarf an Klimatisierung mit der solaren Einstrahlung korreliert.

Daher rücken auch vermehrt Gebäude mit Klimatisierungsbedarf wie Bürogebäude und Geschäftshäuser in den Fokus von Forschung und Entwicklung. Eine systematische Untersuchung von 22 effizienten Bürogebäuden ergab, dass vergleichsweise häufig Wärmepumpen zum Einsatz kommen [8]. Wärmepumpen sind eine vielversprechende Technologie für zukünftige Wärme- und Kälteversorgung – sowohl für Wohngebäude als auch Bürogebäude. Unberücksichtigt blieb bei den Untersuchungen allerdings, woher die elektrische Leistung zum Antrieb der Wärmepumpen bezogen wird.

Das Augenmerk des hier beschriebenen Vorhabens liegt in der Konzeptionierung eines wirtschaftlichen Betriebs großer PV-Anlagen für Eigentümer und Mieter von Geschäftsgebäuden durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs. Dies hat den Vorteil, dass es durch den erhöhten Eigenverbrauch zu weniger Einspeisung in das Stromnetz kommt, womit unnötige Spannungsanhebungen am Einspeisepunkt und dadurch Netzbelastungen vermieden werden. Daher wird ein möglichst netzunabhängiger Betrieb der PV-Anlage angestrebt, nur noch geringe Überschüsse sollen eingespeist werden. Im Gegensatz zu einer einfachen bilanziellen Betrachtungsweise, wie sie zumeist durchgeführt wird, bedingt dies, dass der vorhandene Strom tatsächlich auch zu jenen Zeiten genutzt wird, zu denen er erzeugt wird (Echtzeit). Bisher kann dies nur dadurch gewährleistet werden, dass die installierten Leistungen (deutlich) unter der Grundlast liegen und es folglich zu keinem Überangebot an PV-Strom kommen kann. Gegenstand dieses Vorhabens ist es hingegen, die PV-Anlagen so groß zu dimensionieren, dass neben der Grundlast auch weitere auftretende Lasten bestmöglich gedeckt werden können. Dieser Ansatz stellt hohe Anforderungen an das Systemkonzept und die Regelung.

Eine PV-Anlage, deren elektrische Leistung die Grundlast überschreitet und dabei möglichst hohe Eigenverbrauchsquoten erreichen soll, bedingt einen DSM-Einsatz im Gebäude. Hier wird mittels DSM angestrebt, geeignete Lasten im Gebäude hin zu Zeiten zu verschieben, an denen diese durch eigenerzeugten PV-Strom (anteilig) gedeckt werden können, um somit sowohl eine Eigenverbrauchsteigerung als auch eine Netzentlastung zu bewirken. Ein hoher Eigenverbrauch für große installierte PV-Leistungen mit einer Deckung nur der elektrischen Energie ist schwerlich zu bewerkstelligen, weshalb hier Gewerke-übergreifende Konzepte (Strom, Wärme und Kälte) zum Einsatz kommen müssen. Denn neben den elektrischen Lasten bieten vor allem thermische Lasten hohes DSM-Potenzial, weshalb die Wärme- und Kälteenergie ebenfalls einen wichtigen Aspekt darstellen. Deren Betrieb muss in diesem Zusammenhang jedoch so abgestimmt werden, dass er der Erzeugung der PV-Anlage folgt.

Durch die hohe Stromproduktion insbesondere in den Sommermonaten muss dieser Ansatz bei Gebäuden angewendet werden, welche auch in diesen Monaten einen hohen elektrischen und

thermischen Verbrauch aufweisen. Daher wird als Gebäudetyp das Geschäftshaus untersucht. Diese Gebäude weisen zwei entscheidende Vorteile auf: Zum einen besitzen sie häufig größere Flachdächer und bieten damit beste Möglichkeiten zur Installation von großen PV-Anlagen. Zum anderen haben Geschäftshäuser, wie z. B. Bürogebäude, im Sommer einen hohen Kühlbedarf, der u. a. stark von der solaren Einstrahlung abhängig ist. Wenn nun die Stromproduktion von PV-Anlagen mit hohen installierten Leistungen durch eine netzunabhängige Betriebsweise keine merkliche Belastung der vorhandenen Netzkapazitäten verursacht, sind diese für kleinere Anlagen im gleichen Netzstrang frei, bei denen dieser Betrieb nicht möglich ist.

Da es sich bei diesem Vorhaben um eine Studie auf Grundlage von Simulationen handelt, bedarf es im ersten Schritt einer Ermittlung von Gebäudelasten als Datenbasis für eine spätere simulationsgestützte Untersuchung von möglichen Anlagenkonzepten. Neben den elektrischen Lastprofilen sind auch die thermischen Lastgänge (Wärme und Kälte) erforderlich. Hierfür ist es notwendig, unterschiedliche Konzepte von Bürogebäuden zu berücksichtigen, da häufig im Erdgeschoss unterschiedliche Ladengeschäfte (z. B. Bäckerei oder Supermarkt) zu finden sind, die einen erheblichen Einfluss auf den Strom-, Wärme- und Kältebedarf haben können. Jedes Geschäftsgebäude hat spezifische Anforderungen. Diese variieren stark mit dem Konzept des Gebäudes und der Nutzung. Aus diesem Grund werden in diesem Forschungsvorhaben zwei unterschiedliche Geschäftshäuser, sog. Typgebäude, in die Betrachtung aufgenommen (Grundkonzepte). Ein Typgebäude besteht aus reinen Büroräumen. Dieses Gebäude hat, bedingt durch die Vielzahl an elektrischen Geräten einen hohen Strombedarf und nur an sehr heißen Tagen einen Kühlbedarf. Der Bedarf besteht dabei allerdings größtenteils an Wochentagen. Im zweiten Typgebäude befinden sich im unteren Bereich des Geschäftshauses vorrangig Ladengeschäfte, u. a. auch ein Supermarkt mit hohem Kühlbedarf auch an Wochenenden.

Auf Basis dieser Datengrundlage erfolgt eine Konzeptionierung von Versorgungssystemen. Dazu sollen neben der PV-Anlage nachfolgende Komponenten berücksichtigt werden:

- Kompressionskältemaschine,
- Power-to-Heat-Technologien (Heizstab / Wärmepumpe),
- Thermischer Speicher (Wärme / Kälte: Wasserspeicher, Gebäudestruktur),
- evtl. elektrischer Speicher.

Schematisch sind die Kombinationsmöglichkeiten der Komponenten sowie die zugehörigen Verbraucher in Abbildung 1 dargestellt.

Untersuchungsgegenstand ist dabei die systemtechnische Analyse von Konfigurationen und Betriebsweisen zur 100-prozentigen Nutzung des erzeugten PV-Stroms. Mit Hilfe von Lastprofilen ist es ferner möglich, die Parameter der Komponenten zu bestimmen. Ein wichtiger Parameter ist beispielsweise die Anlagengröße der PV-Anlage. Die Größe muss dabei so gewählt werden, dass die Grundlast des Tages möglichst gut gedeckt wird, es aber auch zu deutlichen Überschüssen an sonnigen Tagen kommt, um somit die Defizite in den Morgen- und Abendstunden zusätzlich abdecken zu können. Dabei sollten die Überschüsse die Kapazitäten der eingesetzten Speichertechnologien sowie Wärme- und Kältenutzungsmöglichkeiten jedoch nicht überschreiten, um eine Abregelung der PV-Anlage zu verhindern bzw. die Netzbelastung minimal zu halten.

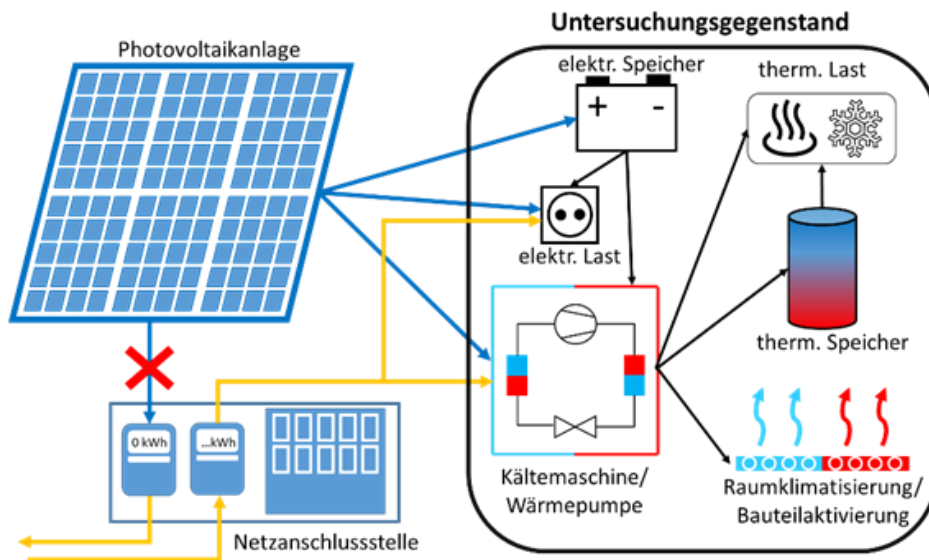


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Untersuchung

Für eine technische Bewertung der entwickelten Konzepte werden sie in einer geeigneten Simulationsumgebung umgesetzt. Somit ist die Möglichkeit gegeben, eine Variation der Betriebsweisen durchzuführen, um damit optimale Systemkonfigurationen zu ermitteln.

Einen entscheidenden Beitrag zu einem optimierten Energieverbrauch leistet zudem die Regelung. Daher müssen die verwendeten Komponenten mit Hilfe einer intelligenten Regelung aufeinander abgestimmt werden. Dabei sollen mehrere Regelstrategien untersucht werden: Beispielsweise kann vorrangig der elektrische Energiebedarf des Gebäudes gedeckt werden. Es kann aber auch vorteilhaft sein, im ersten Schritt primär den Wärme- bzw. Kältebedarf zu decken, und nur die anschließend noch vorhandenen Überschüsse auch elektrisch zu verwerten oder zu speichern. Diese Variation der Regelstrategie wird jeweils für die verschiedenen Typgebäude durchgeführt.

Insbesondere Geschäftsgebäude zeichnen sich durch einen hohen Wechsel an Mietern oder Eigentümern aus. So kann es vorkommen, dass sich die (Miet-)Verhältnisse in den Geschäftshäusern während der Nutzungsdauer ändern. Das Verbrauchsverhalten des Gebäudes ändert sich signifikant, wenn bei solch einer Nutzungsänderung ein Supermarkt in das Gebäude integriert wird, da nun u. a. eine höhere Kälteleistung an Wochenenden benötigt wird. Aus diesem Grund sollen für die zwei Typgebäude diese Szenarien auf Adaptionfähigkeit geprüft und analysiert werden.

Insbesondere im Energiebereich verhindern rechtliche Vorschriften oftmals technische Möglichkeiten. Vor allem in Bürogebäuden sind häufig unterschiedliche Eigentumsverhältnisse zu finden. Der Gebäudeeigentümer ist nicht zwangsläufig der Nutzer des Gebäudes. Häufig sind Büro- und Ladenflächen in einem Geschäftsgebäude an mehrere Unternehmen vermietet. So verhindern dort Restriktionen, wie beispielsweise der Verkauf von Strom oder eine fehlende Möglichkeit der Abrechnung, einen hohen Eigenverbrauch. Daher soll abschließend untersucht werden, wie sich die entwickelten Konzepte rechtlich vereinbaren lassen und ggfs. welches Potenzial in einer rechtlichen Änderung liegt.

2 Ermittlung von Gebäudelasten

Die Untersuchung soll für zwei sogenannte Typgebäude durchgeführt werden. Bei einem handelt es sich um ein reines Bürogebäude (Typgebäude 1), beim anderen um ein Geschäftsgebäude mit Büros in den oberen Stockwerken und einem Supermarkt im Erdgeschoss (Typgebäude 2). Für die Ermittlung der gesamten Gebäudelast werden spezifische Kennwerte zu Rate gezogen.

2.1 Spezifische Energiekennwerte

Die Verbräuche von Geschäftsgebäuden können sehr stark variieren, auch abhängig davon, welche Technologien eingesetzt werden. Für die Ermittlung der Gebäudelasten wird daher auf spezifische Kennwerte zurückgegriffen, welche den mittleren Bedarf von Bürogebäuden widerspiegeln. Tabelle 1 zeigt die Daten aus einer Erhebung von 123 Bürogebäuden in der Schweiz. Dabei werden die Gebäude in verschiedene Unterstrukturen eingruppiert.

Tabelle 1: Kennzahlen erhobener Energiewerte [9]

Energiekennzahl Wärme [MJ/m ² a]	Energiekennzahl Elektrizität [MJ/m ² a]					
	überwiegend nicht belüf- tet und nicht klimatisiert	keine großen EDV-Server *)		mit großen EDV-Servern *)		
		teilweise be- lüftet und/o- der klimati- siert	mehrheitlich belüftet und klimatisiert	teilweise belüftet und/oder klimatisiert	mehrheitlich belüftet und klimatisiert	
Erhebung: Mittelwert und 95% Konfiden- zintervall des Mittel- werts **)	339 +/- 32	182 +/- 35	241 +/- 56	453 +/- 94	652 +/- 289	547 +/- 157
Anzahl einbezogener Gebäude	123	29	20	20	9	8

*) Als große EDV-Server werden Serverleistungen von > 2 W/m² Bruttogrundfläche bezeichnet.
 **) Mittelwert und 95% Konfidenzintervall des Mittelwertes der Messwerte bzw. der berechneten Objektwerte basierend auf SIA 2024 Standardwerten

Der Wärmebedarf wird unabhängig vom Strombedarf und vom Gebäudetyp als konstant angesehen. Auf den Wärmebedarf hat die technische Ausstattung (Computer, Server) keinen wesentlichen Einfluss. Es ergibt sich ein Energiewert von ca. 94 kWh/m²a für die Wärme. Die Untersuchung kommt im Gesamten auf eine Strombedarfskennzahl (ohne Wärmepumpe) von 50-147 kWh/m²a für den aktuellen Gebäudebestand und von 25-42 kWh/m²a für einen modernen Gebäudebestand [9].

Eine ähnliche Größenordnung sieht das Bundesamt für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung (BMVBS) vor [10]. Nur beheizte Bürogebäude benötigen hier eine Energie von 150 kWh/m²a und vollklimatisierte (Konditionierung unabhängig von Außentemperatur) Gebäude von 190 kWh/m²a für die Wärmebereitstellung. Der Strombedarf liegt zwischen 50 kWh/m²a (nur beheizt) und 150 kWh/m²a (vollklimatisiert).

Öhlinger et. al. [11] ermitteln einen Primärenergiebedarf von 470 kWh/m²a für alte Standardgebäude und 200 kWh/m²a für neue Gebäude. Dabei fallen für die Kühlung 14 % (alte Gebäude) bzw. 5 % (neues Gebäude) an.

Neben einem reinen Bürokomplex soll auch ein Geschäftsgebäude mit einem Supermarkt untersucht werden. Dieser Supermarkt stellt ein anderes Anforderungsprofil an das System, da nun auch an den Wochenenden ein hoher Bedarf vorliegt. Dies ist unter anderem den Kühlgeräten geschuldet, die dauerhaft in Betrieb sein müssen, und somit auch am Wochenende eine hohe Grundlast bilden. Die Kühlung stellt dabei am Gesamtbedarf den größten Anteil dar. Je nach Untersuchung beträgt der Kühlbedarf zwischen ca. 47 % [12, 13] und 60 % [14] der jährlichen Last. Eine genaue Aufschlüsselung des elektrischen Bedarfs eines amerikanischen Supermarktes zeigt Abbildung 2. Dort wird ein prozentualer Anteil von 39 % angenommen, wobei weitere 11 % für die (Raum-)Kühlung berücksichtigt sind.

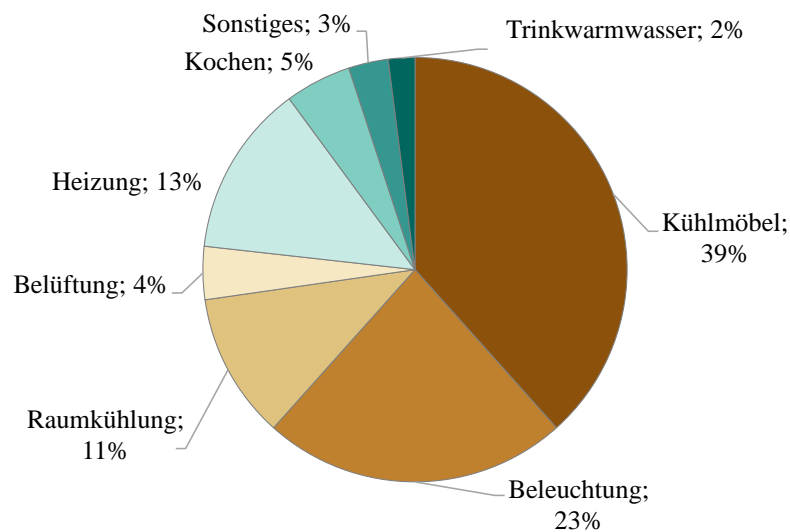


Abbildung 2: Typische Verteilung des Strombedarfs eines Lebensmittelgeschäfts in den USA [12]

Der erhöhte Kühlbedarf führt auch dazu, dass der spezifische mittlere elektrische Gesamtbedarf über dem der Bürogebäude liegt. Eine Studie zu Energiekennzahlen in Dienstleistungsgebäuden nennt einen elektrischen Energiebedarf (Median) von 275-298 kWh/m²a bei einer Stichprobe von 81 Lebensmitteleinzelhandelsgeschäften [15]. Welchen Schwankungen und systemseitigen Abhängigkeiten dieser Bedarf unterliegt, verdeutlicht der Wert einer weiteren Untersuchung, die eine elektrische Energiekennzahl von 556 kWh/m²a darlegt [9].

Hinsichtlich des thermischen Bedarfs liegen die Werte mit 97 kWh/m²a [9] bzw. 109 kWh/m²a [15] in einer ähnlichen Größenordnung.

2.2 Gebäudegrößen

Neben den spezifischen Verbräuchen schwanken auch die durchschnittlichen Büroflächen sehr stark. Die *Commercial Buildings Energy Consumption Survey (CBECS)* der *U.S. Energy Information Administration (EIA)* gibt Aufschluss über die Verteilung von Büroflächengrößen in unterschiedlichen Gebäudekategorien (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Verteilung von Büroflächen über unterschiedliche große Gebäude [16]

	Gebäudegröße (in Millionen Quadratfuß*)								
	Gesamt- fläche	1.001- 5.000	5.001- 10.000	10.001- 25.000	25.001- 50.000	50.001- 100.000	100.001- 200.000	200.001- 500.000	über 500.000
Office	15.952	1.520	1.663	2.012	2.333	2.203	2.054	1.946	2.221

*) 1 Quadratfuß = 0,0929 m²

Ab einer Fläche von über 1000 m² ist eine nahezu gleichmäßige Verteilung hinsichtlich der Gebäudegröße zu erkennen. Am häufigsten findet sich eine Grundfläche zwischen ca. 2.300 m² - 4.600 m² (25.001 – 50.000 Quadratfuß). Dies ist auch eine Größenordnung, bei der das Konzept einer netzunabhängigen Betriebsweise von großen PV-Anlagen erfolgsversprechend ist. Kleine Büros bieten aufgrund der verminderten Dachfläche ein geringeres Potential für die Installation einer ausreichen großen PV-Anlage. Darüber hinaus ist die Last in diesen Fällen ggfs. zu gering. Bei zu großen Flächen können zwei Probleme auftreten: Zum einen kann die Leistung der PV-Anlage aufgrund des hohen Verbrauchs an Wochentagen keinen wesentlichen Deckungsbeitrag leisten, zum anderen kann die Erzeugung am Wochenende für reinen Eigenverbrauch deutlich zu hoch sein.

Die Studie der EIA ermöglicht auch eine Abschätzung der Grundfläche respektive Dachfläche mit Hilfe der Anzahl der durchschnittlichen Stockwerkszahlen. Die Aufteilung der Stockwerke eines Bürogebäudes zeigt nachfolgend Tabelle 3. Es kann festgestellt werden, dass die Mehrzahl der betrachteten Geschäftsgebäude bis zu drei Stockwerke aufweisen

Mit einem Anteil von knapp 25 % entfällt die größte Fläche auf Gebäude mit einer Stockwerkszahl zwischen 4 und 9, weshalb sich der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen auf diese Art von Geschäftsgebäude fokussiert (s. Abschnitt 2.4).

Tabelle 3: Aufteilung der Gebäudefläche hinsichtlich der Stockwerkszahl (in Millionen) [16]

	Gesamtfläche	Ein Stockwerk	Zwei Stock- werke	Drei Stock- werke	Vier bis neun Stockwerke	Zehn oder mehr Stockwerke
Office	15.952	3.644	3.577	1.877	3.949	2.904

In [15] erfolgt keine Analyse der Gebäudestruktur, sondern der Büroflächen. Die untersuchten Büros variieren dabei von 18 m² bis zu 1.340 m². Im Mittel resultierte dabei bei 71 Büros eine Fläche von 230 m². Dabei ist nicht ausgeschlossen, dass mehrere Büros in einem Stockwerk ansässig sein können.

Einer noch stärkeren Schwankung unterliegt in dieser Studie der Lebensmitteleinzelhandel. Deren Flächen liegen in Bereichen von 6 m² bis zu 2.050 m², wobei eine durchschnittliche Fläche (81 Untersuchungsobjekte) von 428 m² bestimmt wird [15].

2.3 Erzeugung von Zeitreihen

Die Erzeugung der Lastprofile erfolgt mit Hilfe der Software *EnergyPlus* des *National Renewable Energy Lab* (NREL) [17]. Ein Kernelement dieser Software ist die Ermittlung von Gebäudelasten.

Die Erstellung von Gebäuden erfolgt u.a. mit dem in der Software enthaltenen Editor. Die Simulation kann mit einem ebenfalls inkludierten Programm ausgeführt werden. Ähnlich einer objektorientierten Programmierung werden in *EnergyPlus* Klassen definiert und Parameter hinterlegt. Klassen können wiederum Objekte oder Elemente zugewiesen werden. Diese Objekte können für die Gebäudemodellierung genutzt werden, so werden Wände durch die Vorgabe der Koordinaten einzelner Objekte festgelegt. Das Modell ist dabei in einzelne Zonen unterteilt. Diesen Zonen können sowohl Wärmequellen aus Lichtern, Personen oder Maschinen, luft- oder wasserbasierte Kühlsysteme als auch äußere Bedingungen wie Sonneneinstrahlungen, Außentemperatur, Windstärke und Bewölkungsgrad zugeordnet werden. Die thermischen Vorgänge innerhalb der Zonen werden durch Differentialgleichungen beschrieben [18]. Daraus ergeben sich thermische Lastkurven. Die elektrischen Lastkurven resultieren aus den Komponenten (z.B. Beleuchtung) innerhalb der Zonen sowie der Peripherie (z.B. elektr. Pumpen für die Wärmebereitstellung).

Die Grundstruktur der Gebäude wird der Datenbank der *Open Energy Information* (OpenEI) Initiative [19] entnommen. Dort finden sich Gebäudemodelle für eine direkte Verwendung in *EnergyPlus*. Anwendung finden hier das *MediumOffice* und der *SuperMarket*. Abbildung 3 zeigt eine 3D Darstellung der beiden Gebäude und deren Raumaufteilung. Diese Modelle können unmittelbar in *EnergyPlus* eingelesen und weiterverarbeitet werden.

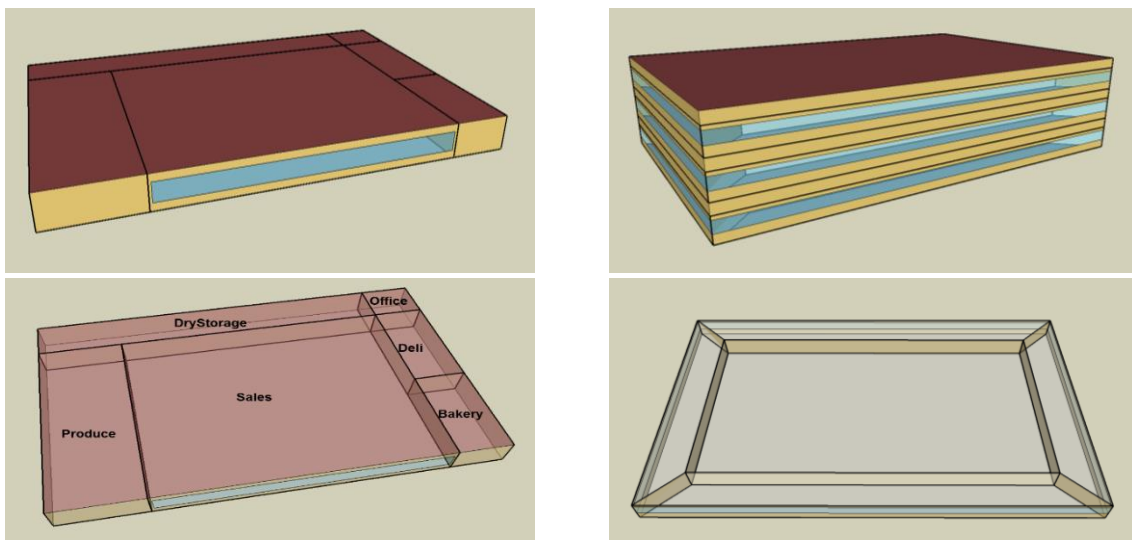


Abbildung 3: Gebäudestruktur der untersuchten Gebäudemodelle SuperMarket (links) und des MediumOffice (rechts) [19]

Für die Simulation der Modelle in *EnergyPlus* ist ein meteorologischer Datensatz notwendig. *EnergyPlus* ermittelt dann modellendogen z.B. den Kühlbedarf des Gebäudes, welcher auch von den solaren Gewinnen durch die Einstrahlung abhängig ist. Für *EnergyPlus* steht ein Wetterdatensatz für den Standort München zu Verfügung. Der Export der Zeitreihen erfolgt in einer vorgebbaren Zeitspanne.

2.4 Struktur der untersuchten Typgebäude

Die hier untersuchten Typgebäude sollen einer repräsentativen Gebäudestruktur entsprechen. Aufgrund der Konzeptionierung eines Gebäudes mit einem Lebensmittelmarkt muss die Grundfläche eine gewisse Größe aufweisen. Die Flächen im nordamerikanischen Raum sind oftmals größer als in Europa. Definiert wird daher eine Grundfläche von 500 m², was auch in etwa dem europäischen Durchschnitt entspricht [15]. Mit einem Gebäude bestehend aus einer Gesamtfläche zwischen ca. 2.500 m² und 5.000 m² bei einer Stockwerkhöhe zwischen 4 und 9 lässt sich somit ein breites Spektrum abbilden. Die Struktur des Gebäudes setzt sich daher aus 7 Stockwerken zusammen, womit sich eine Gesamtfläche von 3.500 m² ergibt.

Die spezifischen Verbräuche stellen Mittelwerte der in verschiedenen Untersuchungen bestimmten Energiekennzahlen dar. Somit wird den starken Schwankungen entgegengewirkt. Für das Bürogebäude wird von einer Vollklimatisierung ausgegangen.

Daraus resultiert für das untersuchte Geschäftsgebäude (bestehend aus reinen Büroflächen) der in Tabelle 4 dargestellte Energiebedarf. Eine explizite Aufteilung des Strombedarfs hinsichtlich des allgemeinen Strombedarfs und des Bedarfs für die Kältebereitstellung erfolgt erst bei der Generierung der Lastkurven, da dies auch abhängig von der Witterung und den eingesetzten Komponenten ist. Den Bedarf des Gebäudes mit Supermarkt im Erdgeschoss listet Tabelle 5 auf.

Tabelle 4: Angenommene Energiemengen für das Typgebäude reiner Büroflächen (Typgebäude 1)

	Bedarf	spez. Bedarf	Fläche	Bedarf
Büroflächen	Strom	150 kWh/m ² a	3.500 m ²	525.000 kWh/a
	Wärme/Kälte	190 kWh/m ² a	3.500 m ²	665.000 kWh/a
Gesamt				1.190.000 kWh/a

Tabelle 5: Angenommene Energiemengen für das Typgebäude mit Supermarkt (Typgebäude 2)

	Bedarf	spez. Bedarf	Fläche	Bedarf
Büroflächen	Strom	150 kWh/m ² a	3.000 m ²	450.000 kWh/a
	Wärme/Kälte	190 kWh/m ² a	3.000 m ²	570.000 kWh/a
Ladenfläche	Strom	415,5 kWh/m ² a	500 m ²	207.750 kWh/a
	Wärme/Kälte	103 kWh/m ² a	500 m ²	51.500 kWh/a
Gesamt				1.279.250 kWh/a

Wie den beiden Tabellen zu entnehmen ist, sind die jährlichen Gesamtenergiebedarfe ähnlich, wobei sich beim Typgebäude mit Supermarkt die Last in Richtung des elektrischen Bedarfs bewegt. Der Strombedarf des Typgebäudes 2 liegt um 25 % über dem des Typgebäudes 1.

3 Methodischen Vorgehen

Um ein System unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten auszulegen, besteht eine Vielzahl an Möglichkeiten. Sind die ungefähren Systemgrößen bekannt und deren Leistungsbereich vorgegeben, kann mit einer Parameterstudie das Optimum ermittelt werden. Wenn aber, wie auch in dieser Untersuchung gegeben, keine systemseitigen Einschränkungen vorliegen, kann der Aufwand für die Systemauslegung sehr hoch werden. Eine Methodik, welche trotz geringem Rechen- und damit verbunden zeitlichen Aufwand bei der Konzeption eines ökonomischen Systems unterstützen kann, ist die mathematische Optimierung [20].

3.1 Lineare Optimierung

Um dieses Thema unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten zu analysieren, wird auf ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell (engl. *Mixed Integer Linear Programming* (MILP)) zurückgegriffen. Das MILP ist eine erweiterte Form der *Linearen Optimierung* oder *Linear Programming* (LP). In beiden Fällen müssen die Zielfunktion wie auch die Nebenbedingungen linear abbildbar sein. Das MILP unterscheidet sich gegenüber dem LP dahingehend, dass nicht alle Variablen jegliche reellen Werte annehmen dürfen. Relevant wird dies, wenn z.B. Variablen benötigt werden, die je nach Systemzustand nur die Werte 0 oder 1 zugewiesen bekommen, und somit den Zustand Ein/Aus oder Ja/Nein repräsentieren.

Die allgemeine Form eines gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodells lautet:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{u.d.B.} \quad & Ax \leq b \\ & A_{eq}x \leq b_{eq} \\ & l_b \leq x \leq u_b \\ & x_i \in \mathbb{Z} \\ & x_i \in \{0,1\} \end{aligned} \tag{3.1}$$

3.2 Modellbasis

Die Basis dieses Modells bildet das Open Source Modell *urbs* (lat.: die Stadt) [21]. Dieses erlaubt, die Systemgrößen eines Energiesystems modellendogen zu bestimmen. Ziel dieses Modells ist das Erreichen eines ökonomischen und/oder ökologischen Minimums bei einer gleichzeitigen Deckung der vorgegebenen Verbräuche (Strom, Wärme und Kälte).

Im Wesentlichen besteht das Modell aus drei Kernelementen: den Zeitreihen, den Technologien (bestehend aus Prozessen und Speichertechnologien) und den Rohstoffen.

Die Zeitreihen untergliedern sich in Bedarf und solare Einstrahlung. Der Energiebedarf ist der Grundstock, da dieser durch das zu konzeptionierende System gedeckt werden muss. Der Bedarf kann unterschiedliche physikalische Formen annehmen (hier: Strom, Wärme und Kälte). In einer weiteren Zeitreihe ist die globale Einstrahlung hinterlegt. Dadurch, dass die Größe der PV-Anlage innerhalb des Modells ermittelt wird, wird die Eingangsgröße (d.h. die Einstrahlung) auf 1 kW_p normiert. Je nach installierter Systemgröße der PV-Anlage (z. B. 10 kW_p)

ergibt sich die zugehörige Ausgangsleistung für jeden Zeitschritt (bei Eingangsgröße 1 entsprechend 10 kW).

Die Schnittstelle zwischen Bedarf und den Prozessen bilden die Rohstoffe. Diese beschreiben die Form der Verbräuche sowie die externen Energiequellen (z.B. Stromnetz oder Gasanschluss). Mit Hilfe von Prozessen kann ein Rohstoff in einen anderen Rohstoff gewandelt werden, z.B. wandelt die Wärmepumpe Elektrizität in Wärme. Tabelle 6 zeigt die für das System notwendigen Rohstoffe und deren Beschreibung.

Tabelle 6: Eingesetzte Rohstoffe im Optimierungsmodell

Rohstoff	com	Beschreibung
Einstrahlung	solar	Solare Einstrahlung
Elektrizität	elec	Strombedarf des Gebäudes
Kälte	cool	Kältebedarf des Gebäudes
Wärme	heat	Wärmebedarf des Gebäudes
Gas	gas	Gas aus der öffentl. Gasversorgung
CO ₂	CO2	CO ₂ -Emissionen des Prozesses
Elec-buy	buy	Strom gekauft aus dem Netz
Elec-sell	sell	Strom verkauft an das Netz

Die nutzbaren Technologien teilen sich auf in Prozesse und Speicher. Mittels Prozesse kann Energie bereitgestellt oder auch verbraucht werden. Tabelle 7 listet die implementierten Prozesse. Prozesse sind dabei durch verschiedene Parameter definiert, zum Beispiel durch das Verhältnis von Rohstoffeingang (r_{in}) zu Rohstoffausgang (r_{out}) – dem Wirkungsgrad, Investitionskosten, variable und fixe Kosten, Nutzungsdauer oder die notwendige Dachfläche für die PV-Anlage.

Tabelle 7: Portfolio an eingesetzten Prozessen

Prozess	r_{in}	r_{out}
Photovoltaik	solar	→ elec
Kältemaschine	elec	→ cool
Wärmepumpe	elec	→ heat
Gaskessel	gas	→ heat
Heizstab	elec	→ heat
BHKW	gas	→ elec
		→ heat
Stromnetz	buy	→ elec
	elec	→ sell

Die Speichertechnologien (siehe Tabelle 8) ermöglichen eine zeitliche Verlagerung der verschiedenen Verbräuche und sind ggfs. notwendig für einen hohen Autarkiegrad. Dabei stehen Speichertechnologien für alle Arten von Verbräuchen zur Verfügung. Definiert werden die

Speicher durch einen Wirkungsgrad für das Ein- und Ausspeichern sowie durch ihre Kosten (Investition, variabel und fix).

Tabelle 8: Berücksichtigte Speichertechnologien

Speicher	r
Batterie	elec
Wärmespeicher	heat
Kältespeicher	cool

Durch die Vorgabe des Bedarfs und möglicher Technologien kann das Optimierungsmodell die wirtschaftlichste Systemkonfiguration, deren Kapazitäten sowie Laufzeiten ermitteln. Zudem werden die energiebedingten Emissionen ausgegeben.

Abbildung 4 zeigt zusammenfassend die einzelnen Komponenten des Optimierungsmodells sowie die zugehörigen Ausgangsgrößen.

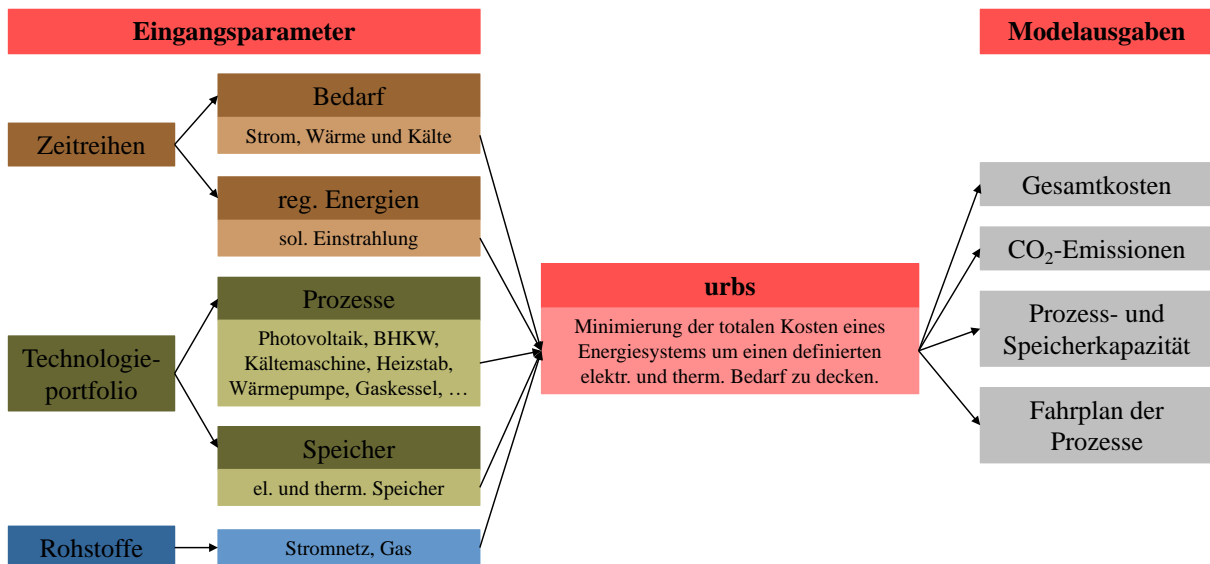


Abbildung 4: Grundstruktur des Optimierungsmodells und die zugehörigen Komponenten

3.3 Mathematische Beschreibung

Das Optimierungsmodell besteht grundsätzlich aus drei Elementen: Der zu maximierenden oder minimierenden Zielfunktion, den linearen Nebenbedingungen, die durch Gleichungen (=) oder Ungleichungen (\leq oder \geq) beschrieben werden und den Variablen, die Werte zwischen gegebenen Grenzen annehmen können [20]. Im nachstehenden Abschnitt werden die Zielfunktion sowie die wesentlichen Nebenbedingungen beleuchtet.

3.3.1 Zielfunktion

Durch eine Zielfunktion wird beschrieben, welche Größe innerhalb des Modells zu minimieren ist. In diesem Fall handelt es sich um die Gesamtkosten. Für die Ermittlung dieser Kosten wird

auf die Annuitätenmethode, definiert in der VDI-Richtlinie 2067 [22], zurückgegriffen. Die Methode erlaubt es, die über den Betrachtungszeitraum anfallenden einmaligen Investitionskosten und die jährlich anfallenden Kosten in gleichbleibende, jährliche Zahlungen zusammenzufassen.

Das Hauptziel des Optimierungsmodells ist es, die minimalen Gesamtkosten bzw. die minimalen Annuitäten zu ermitteln und daraus die optimale Systemkonfiguration zu konzeptionieren. Für die Gesamtkosten sind dabei vier Kostengruppen zu berücksichtigen [22], wobei hier nur drei¹ von Relevanz sind:

- kapitalgebundene Kosten (einschließlich Erneuerung): $A_{N,K}$
- bedarfsgebundene Kosten: $A_{N,V}$
- betriebsgebundene Kosten (einschließlich Instandhaltung): $A_{N,B}$

Diese Kosten können durch Erlöse $A_{N,E}$ beispielsweise durch eine Einspeisevergütung gemindert werden. Somit ergibt sich vereinfacht ausgedrückt die Zielfunktion wie folgt:

$$A_N = (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B}) - A_{N,E} \quad (3.2)$$

Bezogen auf das untersuchte System lautet die Zielfunktion:

$$\begin{aligned}
A_N = & \underbrace{\sum_p (\beta_p^{inv0} + \beta_p^{inv1} - \beta_p^{rest}) \cdot a + \sum_s (\beta_s^{inv0} + \beta_s^{inv1} - \beta_s^{rest}) \cdot a}_{A_{N,K}} \\
& + \underbrace{\sum_{gas} \sum_t E_{gas}(t) \cdot \gamma_{gas} \cdot a \cdot b + \sum_{buy} \sum_t E_{buy}(t) \cdot \gamma_{buy} \cdot a \cdot b}_{A_{N,V}} \\
& + \underbrace{\sum_p (k_p \cdot \delta_p^{fix}) \cdot a \cdot b + \sum_p \sum_t (E_{p,r}^{out}(t) \cdot \delta_{p,r}^{var}) \cdot a \cdot b}_{A_{N,K,pro}} \\
& + \underbrace{\sum_s (k \cdot \delta_s^{fix}) \cdot a \cdot b + \sum_s \sum_t ((E_{s,r}^{in}(t) + (E_{s,r}^{out}(t)) \cdot \delta_p^{var}) \cdot a \cdot b}_{A_{N,K,sto}} \\
& - \underbrace{\sum_{sell} \sum_t E_{sell}(t) \cdot \gamma_{sell} \cdot a \cdot b}_{A_{N,E}}
\end{aligned} \quad (3.3)$$

¹ Sonstige Kosten werden hier nicht berücksichtigt bzw. sind in den anderen Kostenarten enthalten.

3.3.2 Nebenbedingungen

Die möglichen Systemkonfigurationen werden durch Nebenbedingungen eingeschränkt. Die Basisbedingung ist die stetige Deckung des Bedarfs B zu jedem Zeitpunkt $t \in T$ für den jeweiligen Rohstoff $r \in R$. Hierfür müssen die Energieerzeugung E der Prozesse $p \in P$ und der Speicher $s \in S$ größer oder gleich des Bedarfs sein:

$$E_{p,r}^{out}(t) - E_{p,r}^{in}(t) + E_{s,r}^{out}(t) - E_{s,r}^{in}(t) \geq B_r(t) \quad \forall p \in P, r \in R, s \in S, t \in T \quad (3.4)$$

Für die Prozesse mit einer periodischen Eingangsgröße (solare Einstrahlung) $p \in P^{per}$ ergibt sich die Eingangsleistung durch die installierte Kapazität des Prozesse k_p und der alternierenden Zeitreihe z_p^{per} :

$$E_{p,r}^{in}(t) = k_p \cdot z_p^{per} \quad \forall p \in P^{per}, r \in R, t \in T \quad (3.5)$$

Die erzeugte Energie des Prozesses wird durch den jeweiligen Wirkungsgrad η_p bestimmt:

$$E_{p,r}^{out}(t) = \eta_p \cdot E_{p,r}^{in}(t) \quad \forall p \in P, r \in R, t \in T \quad (3.6)$$

Der Prozessausgang muss dabei zu jedem Zeitpunkt kleiner als die installierte Leistung k_p sein:

$$E_{p,r}^{out}(t) \leq k_p \quad \forall p \in P, t \in T \quad (3.7)$$

Bei der Kapazität ist dabei zu beachten, dass diese einen maximalen k_p^{max} und minimalen k_p^{min} Grenzwert nicht über- oder unterschreitet:

$$k_p^{min} \leq k_p \leq k_p^{max} \quad \forall p \in P \quad (3.8)$$

Werden die Speichertechnologien betrachtet, so ist der Ladezustand $E_{s,r}^{lad}$ zum Zeitpunkt $t \in T$ eine wichtige Kenngröße. Dieser errechnet sich aus dem Ladezustand zum vorherigen Zeitschritt zuzüglich der eingespeicherten $E_{s,r}^{in}$ und abzüglich der ausgespeicherten Energie $E_{s,r}^{out}$ unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade ($\eta_{s,r}^{in}/\eta_{s,r}^{out}$). Zusätzlich geht noch die Selbstentladung $E_{s,r}^{selbst}$ in die Gleichung mit ein:

$$E_{s,r}^{lad}(t) = E_{s,r}^{lad}(t-1) + E_{s,r}^{in}(t) \cdot \eta_{s,r}^{in} - \frac{E_{s,r}^{out}(t)}{\eta_{s,r}^{out}} - E_{s,r}^{selbst}(t) \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.9)$$

Der Ladezustand wird beschränkt durch die installierte Gesamtkapazität $k_{s,r}^{max}$:

$$E_{s,r}^{lad}(t) \leq k_{s,r}^{max} \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.10)$$

Entsprechend darf auch die entnommene oder auch die eingespeicherte Energie die Kapazität des Speichers nicht überschreiten:

$$E_{s,r}^{in}(t) \leq k_{s,r}^{max} \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.11)$$

$$E_{s,r}^{out}(t) \leq k_{s,r}^{max} \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.12)$$

3.3.3 Anpassung an Fragestellung

Um die Fragestellung dieser Untersuchung beantworten zu können, müssen an dem Basismodell grundlegende Veränderungen vorgenommen werden. Dieses Modell ist für Analysen von urbanen Versorgungssystemen ausgelegt, weshalb Anpassungen mit dem Blick auf Gebäudeebene durchgeführt werden.

In städtischen Versorgungssystemen kommen oftmals mehrere Technologien zur Deckung eines Bedarfs (z.B. Strom) zum Einsatz. Auch hier wird angenommen, dass ggfs. mehrere Technologien unter gewissen Rahmenbedingungen sinnvoll sind. Bei mehreren Technologien kann es aber im Gegenzug vorkommen, dass die konzeptionierten Leistungen aufgrund des im Vergleich zur Stadt geringeren Bedarfs die auf dem Markt erhältlichen kleinsten Systeme unterschreiten. Daher wird für den Fall, dass eine Komponente Verwendung findet, eine minimale Kapazität definiert. Hierfür wird zuerst ermittelt, ob der Prozesse Energie bereitstellt. Dies erfolgt mittels einer Binärvariablen $b_{p,r}^{use}$, welche die Werte 0 (Prozess wird nicht genutzt) oder 1 (Prozess wird genutzt) annehmen kann. Die Zuweisung erfolgt mit der Big-M-Methode:

$$k_p - k_p^{max} \cdot b_p^{use} \leq 0 \quad \forall s \in S, t \in T \quad (3.13)$$

Ist die Binärvariable 1, so muss die Kapazität des Prozesses einen minimalen Wert \underline{k}_p übertreffen:

$$\underline{k}_p \cdot b_p^{use} \leq k_p \quad \forall s \in S, t \in T \quad (3.14)$$

Entgegen der Gleichung 3.8 wird hier die minimale Kapazität tatsächlich nur eingesetzt, falls der Prozess im wirtschaftlichsten System enthalten ist. Bei der Nebenbedingung in Gleichung 3.8 wird bei Vorgabe einer minimalen Kapazität diese immer zugebaut, unabhängig von der Wirtschaftlichkeit.

Das System soll so konzeptioniert werden, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauch erreicht wird. Dies kann systemseitig auch dadurch erreicht werden, dass Überschüsse durch die Nutzung des Batteriewirkungsgrades durch gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern vernichtet werden. Da diese in der Realität nicht gegeben bzw. gewünscht ist, muss diese Gleichzeitigkeit durch Nebenbedingungen unterbunden werden. Hierfür wird zuerst für jeden Zeitschritt ermittelt, ob eine Beladung oder Entladung vorliegt. Binäre Indikatoren ($b_{s,r}^{in}, b_{s,r}^{out}$) zeigen auf, ob ein Energiefluss vorliegt (1) oder nicht (0):

$$E_{s,r}^{in}(t) - k_{s,r}^{max} \cdot b_{s,r}^{in}(t) \leq 0 \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.15)$$

$$E_{s,r}^{out}(t) - k_{s,r}^{max} \cdot b_{s,r}^{out}(t) \leq 0 \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.16)$$

Die eine Begrenzung der Summe der Indikatoren auf 1, wird eine gleichzeitige Nutzung unterbunden:

$$b_{s,r}^{in}(t) + b_{s,r}^{out}(t) \leq 1 \quad \forall s \in S, r \in R, t \in T \quad (3.17)$$

3.4 Einbindung von Regelstrategien

Der Grundgedanke hinter der Konzeptionierung der Versorgungssysteme für Geschäftsgebäude ist die Minimierung der eingespeisten Energie durch Erhöhung des Eigenverbrauchs mittels einer angepassten Regelung. Der von der PV-Anlage erzeugte Strom kann durch die Kopplung der einzelnen Sektoren dabei unterschiedlich genutzt werden. Aus diesem Grund werden neben dem Basisfall zwei verschiedene Regelstrategien bzw. zwei verschiedene Prioritäten zur Nutzung des Photovoltaikstroms untersucht:

1) *Vorrangige Nutzung des PV-Stroms für rein elektrische Komponenten (P1)*

Dieses Konzept berücksichtigt für den Verbrauch des PV-Stroms vorrangig die Elektrogeräte der einzelnen Büro- und Ladenräume mit vorrangiger Deckung der elektrischen Energieverbräuche.

2) *Vorrangige Deckung der Kälte- und Wärmeversorgung durch den PV-Strom (P2)*

Da der höchste Kühlbedarf im Sommer vorliegt und dort gleichzeitig hohe solare Einstrahlungen zu erwarten sind, liegt der Fokus des zweiten Anlagenkonzeptes in der Optimierung der solaren Nutzung für die Kälte- und Wärmebedarfsdeckung.

Um dies in der Optimierungsumgebung zu realisieren, werden weitere Nebenbedingungen implementiert. Hierfür erfolgt zuerst eine Aufteilung in rein elektrische Prozesse $p \in \mathcal{P}^{elec}$ und jene, die nach dem Prinzip Power-to-Heat (p2h) arbeiten $p \in \mathcal{P}^{p2h}$. Damit der PV-Strom auf beide Prozesse aufgeteilt werden kann, werden zwei (fiktive) Wechselrichter (WR) eingebunden, die grundsätzlich unabhängig voneinander operieren und die Energie für den entsprechenden Prozess zur Verfügung stellen. Entsprechend muss auch ein Bezug für beide Rohstoffe möglich sein. Die Eingänge der Prozesse werden an die neuen Rohstoffeingänge angepasst.

Im ersten Schritt werden für die beiden Wechselrichter jeweils Binärvariablen $b_{WR,elec}^{out}$, $b_{WR,p2h}^{out}$ definiert, welche den Wert 1 annehmen, sobald der Prozessausgang größer 0 ist:

$$E_{WR,elec}^{out}(t) - k_{WR}^{max} \cdot b_{WR,elec}^{out}(t) \leq 0 \quad \forall p=WR, r=elec, t \in T \quad (3.18)$$

$$E_{WR,p2h}^{out}(t) - k_{WR}^{max} \cdot b_{WR,p2h}^{out}(t) \leq 0 \quad \forall p=WR, r=p2h, t \in T \quad (3.19)$$

Diese Binärmöglichkeiten dienen nicht nur als Indikatoren, sondern können auch als Steuergröße genutzt werden. Sobald einer Binärvariablen der Wert 0 zugewiesen wird, wird eine Nutzung des zugehörigen Prozesses unterbunden. Dieses Prinzip wird für die Steuerung der Verteilung des PV-Stroms genutzt.

Für die Umsetzung der Priorität 1 (P1) wird eine weitere binäre Größe $b_{Bez,elec}^{in}$ benötigt. Solange für elektrische Prozesse ein Netzbezug (*Bez*) vorliegt, soll kein Solarstrom für p2h-Prozesse genutzt werden. Diese Binärvariable gibt Auskunft hierüber:

$$E_{Bez,elec}^{in}(t) - k_{Bez}^{max} \cdot b_{Bez,elec}^{in}(t) \leq 0 \quad \forall p \in Bez, r=elec, t \in T \quad (3.20)$$

Der Ausgang des Wechselrichters, der den thermischen Bereich versorgt, kann mittels der Variablen limitiert werden:

$$b_{WR,p2h}^{out}(t) \leq (1 - b_{Bez,elec}^{in}(t)) \quad \forall p \in WR, Bez, r=p2h,elec, t \in T \quad (3.21)$$

Somit wird gewährleistet, dass nur überschüssiger PV-Strom für die Wärme- und Kälteerzeugung genutzt wird. Es gibt jedoch keine Bedingung, dass anstatt einer thermischen Verwertung eine Überschusseinspeisung erfolgt.

Für die Priorität 2 (P2) kann das gleiche Prinzip angewandt werden, nur dass in diesem Fall die Rohstoffe *elec* und *p2h* getauscht werden. Elektrische Geräte dürfen erst dann mit PV-Strom betrieben werden, wenn kein Strombezug für thermische Prozesse vorliegt:

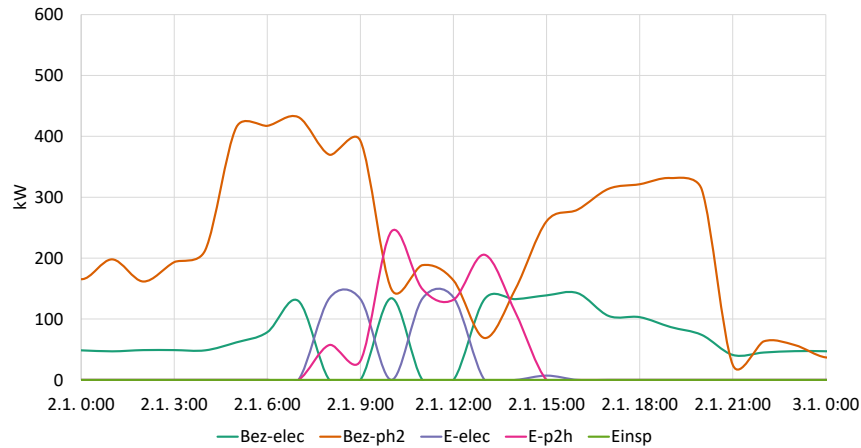
$$E_{Bez,p2h}^{in}(t) - k_{Bez}^{max} \cdot b_{Bez,p2h}^{in}(t) \leq 0 \quad \forall p \in Bez, r=p2h, t \in T \quad (3.22)$$

$$b_{WR,elec}^{out}(t) \leq (1 - b_{Bez,p2h}^{in}(t)) \quad \forall p \in WR, Bez, r=elec,p2h, t \in T \quad (3.23)$$

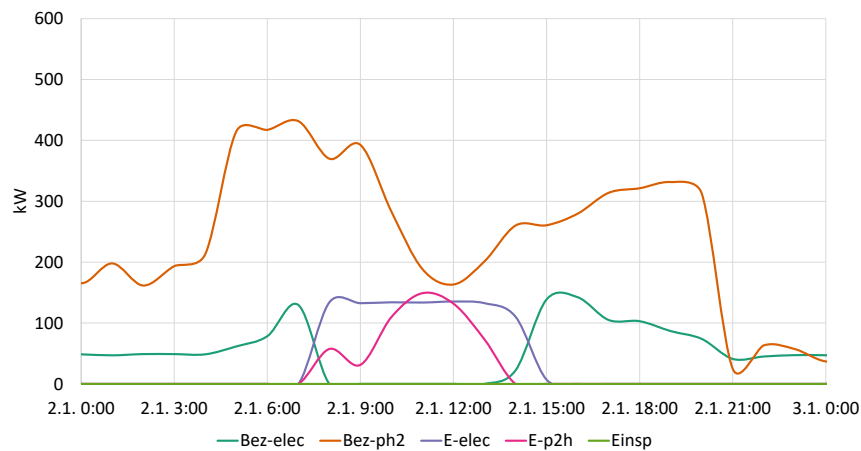
Für eine Überprüfung der Regelstrategie wird sowohl für ein System ohne explizite Regelstrategie (Basisfall), als auch für die beiden Varianten eine Simulation mit einer Dauer von einer Woche durchgeführt. Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der verschiedenen Strategien für einen Tag dieser Woche (2. Januar). Dargestellt ist der Bezug für beide Prozesskategorien sowie die zugehörige Einspeisung. Da das System nur für diese Woche ausgelegt ist, kommt es in dieser Zeit zu keiner nennenswerten Einspeisung.

Im Basisfall lässt sich um 10:00 Uhr erkennen, dass die Erzeugung zu diesem Zeitpunkt nicht mehr für die elektrischen Komponenten genutzt wird, sondern für thermische Zwecke. Der Bezug für die elektrischen Prozesse nimmt entsprechend zu. Dieser Vorgang erfolgt ein weiteres Mal um 13:00 Uhr.

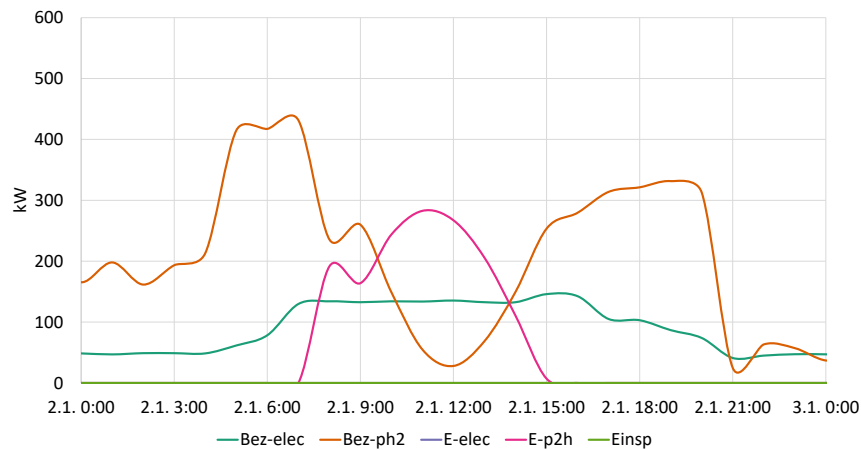
Bei P1 ist der Wechsel der Nutzung des PV-Stroms aufgrund der Nebenbedingungen unterbunden. Die Erzeugung reicht in den Mittagsstunden aus, den gesamten elektrischen Bedarf abzudecken. Überschüsse fließen in die thermische Erzeugung. In dieser Zeit bedarf es keines zusätzlichen Bezugs für die elektrischen Komponenten.



a) Lastgänge mit Basisgleichung



b) Lastgänge der Priorität 1



c) Lastgänge der Priorität 2

Abbildung 5: Vergleich der Lastgänge der unterschiedlichen Varianten für den 2. Januar

Im Fall von P2 ist die PV-Erzeugung an diesem Tag ebenfalls ausreichend, um den Bedarf der thermischen Komponenten zu decken. Weitere Überschüsse entstehen nicht, weshalb der gesamte elektrische Bedarf aus dem Netz bezogen werden muss.

Die Analyse der Lastgänge zeigt die korrekte Funktion der implementierten Regelstrategien.

Der Grundgedanke bei der Konzeptionierung ist die Minimierung der Netzeinspeisung. Bisher berücksichtigt das Optimierungsmodell diesen Aspekt nur durch die erhöhte Wirtschaftlichkeit durch die Eigenverbrauchssteigerung. Für weiterführende Analysen werden zusätzlich bei einer Einspeisung Strafkosten berücksichtigt. Diese fallen an, falls Energie eingespeist wird und mindern dementsprechend die Wirtschaftlichkeit.

3.5 Datenbasis Komponenten und Rohstoffe

Die Prozesse werden mit Hilfe ihrer technischen und ökonomischen Parameter definiert. Die ökonomischen Parameter sind im Wesentlichen die Investitionskosten, die variablen und die fixen Kosten. Entscheidend sind auch die Lebensdauer und die ggfs. notwendigen Ersatzinvestitionen. Hinterlegt werden auch Preisänderungsfaktoren für die Komponenten.

Die Investitionskosten, die variablen und fixen Kosten werden in der Einheit €/kW bzw. €/kWh angegeben. Daraus kann während der Optimierung die kostenoptimale Systemgröße ermittelt werden.

Die Kosten der PV-Anlage variieren abhängig von der Systemgröße. Bei den hier untersuchten Größen liegt der Preis bei etwa 153,5 €/m², wobei ca. 8 m² für eine Kapazität von 1 kW_p benötigt werden, womit sich Kosten von 1.228 €/kW_p für das PV-System ergeben [23, 24]. Die spezifischen Kosten für einen Gaskessel belaufen sich auf 600 €/kW_{therm} [25]. Bei Wärmepumpen ist die Anschaffung mit 900 €/kW_{therm} [25, 26] etwas teurer. Ein elektrischer Heizstab ist mit 75 €/kW_{therm} [27] eine günstige, gleichzeitig jedoch weniger effiziente Alternative. Hier werden noch Installationskosten von 25 €/kW_{therm} berücksichtigt. Die teuerste Komponente ist das Blockheizkraftwerk (BHKW). Dort liegt die spezifische Investition bei 6.430 €/kW_{el} [28]. Dieser Prozess stellt gleichzeitig sowohl Wärme als auch elektrische Energie zur Verfügung. Für die Kältemaschine wird ein Leistungsbereich von 10-250 kW angenommen. Die mittleren spezifischen Kosten, ermittelt aus der Kostenfunktion des Instituts für Energie- und Umwelttechnik e.V., betragen für diesen Leistungsbereich 440 €/kW_{therm} [29].

Die Kosten eines thermischen Speichers können zwischen 1,50 €/l und 7,00 €/l variieren [30]. Dies entspricht auch der Größenordnung, welche der Energiedatenbank entnommen werden kann und bei 2,50 €/l liegt [31]. Die nutzbare Temperaturspreizung liegt bei 65°C. Die Preise für den Batteriespeicher ändern sich derzeit sehr stark. Für eine Abschätzung der spezifischen Speicherkosten von großen Batteriespeichern, welche hier von Belang sind, kann eine Marktübersicht [32] zu Rate gezogen werden. Berücksichtigt werden hier innerhalb dieser Übersicht aufgrund ihrer erhöhten Lebensdauer nur Lithium-Speichertechnologien. Daraus ergibt sich ein mittlerer Systempreis von ca. 836 €/kWh.

Die variablen Kosten für PV-Anlagen sind nahe Null [33], die variablen Kosten der anderen Technologien entstammen der EIA [34] und liegen in einem Bereich zwischen 1,5% und 8 % pro Jahr in Bezug auf die Investitionskosten. Bei den Fixkosten handelt es sich weiterstgehend um Wartungskosten, die ebenfalls prozentual abhängig der Investitionskosten spezifiziert werden. Die Datengrundlage der Fixkosten ist die VDI-Richtlinie [22].

Der Preis für Gas sinkt weiterhin und beträgt derzeit 5,69 ct/kWh [35]. Demgegenüber steigen Wärmepumpentarife in den letzten Jahren stark an. Aktuell belaufen sich die mittleren Kosten

auf 21,65 ct/kWh [36]. Damit liegt der Preis noch unterhalb der Strombezugskosten von 29,44 ct/kWh [37]. Nach einem über nahezu einem Jahr konstanten Betrag für die Einspeisevergütung, wirkt sich derzeit die Regression aufgrund des atmenden Deckels aus, die Einspeisevergütung für Anlagen von Nichtwohngebäuden im Außenbereich beträgt somit zum 01.10.2018 8,18 ct/kWh [38]. Die Vergütung des BHKW-Stroms ändert sich in Abhängigkeit des Strompreises an der europäischen Strombörse. Im Mittel beträgt sie 11,8 ct/kWh [39]. Die nachfolgende Tabelle 9 zeigt zusammenfassend die Parameter der untersuchten Systeme.

Tabelle 9: Finanzmathematische Parameter der betrachteten Prozesse
(Betrachtungszeitraum 20 Jahre)

Prozess	Investitions- kosten [€/kW]	variable Kosten [€/kWh]	fixe Kosten [%inv/a]	Brennstoff [ct/kWh]	Effizienz
Photovoltaik	1.228	0	1,5	0	
Gaskessel	600	0,006	2	5,69	0,95
Wärmepumpe	900	0,02	2	21,65	2,7 (COP)
Heizstab	100	0,005	3	21,65	0,99
BHKW	6.430 (elec)	0,5	8	5,69	0,23 elec 0,62 therm
Kältemaschine	440	0,02	3,5	21,65	2,7 (COP)
Batterie	1,066	0,001	2		0,90
Tank	30	0,001	2		0,92
Bezug	0	0	0	29,44	
Einspeisung PV	0	0	0	-8,18	
Einspeisung BHKW	0	0	0	-11,8	

4 Konzeptionierung

Mittels der Optimierungsumgebung ist es möglich, die ökonomischsten Systemkonfigurationen für die einzelnen Typgebäude und den unterschiedlichen Regelstrategien modellendogen zu bestimmen.

4.1 Basiskonzept

Für das Basiskonzept wird bis auf die nutzbare Fläche für PV-Anlagen keine Restriktionen vorgegeben. Dabei wird aber nicht nur die Dachfläche berücksichtigt, sondern auch die Möglichkeiten einer Fassadenintegration oder einer Überdachung von Parkplätzen. Aus diesem Grund wird eine maximale Kapazität von 250 kW_p vorgegeben. Dies entspricht auch in etwa dem doppelten Wert der auftretenden Spitzenlast, womit auch die Anforderung an das System erfüllt ist, dass die installierte Leistung die Last deutlich überschreitet.

Tabelle 10 schlüsselt die Ergebnisse für die beiden Typgebäude auf. In beiden Fällen ist es ökonomisch, das gesamte Potential an solarer Erzeugung zu nutzen, was auch der Einspeisevergütung geschuldet ist. In allen weiteren Systemgrößen lässt sich der erhöhte thermische Bedarf des Typgebäudes 1 erkennen. Sowohl der Gaskessel als auch die Kältemaschine sind bei Typgebäude 1 nur geringfügig größer dimensioniert, wohingegen die Leistung des Heizstabes nochmals um 50 % erhöht wird. Der Speicher fällt ebenfalls um ca. 100 kWh größer aus. Eine Wärmepumpe wird trotz der besseren Effizienz in keinem Systemkonzept berücksichtigt, ebenso ist der elektrischer Speicher nicht ausreichend wirtschaftlich. Der Heizstab dient nur zur Abdeckung von hohen Lastspitzen.

Tabelle 10: Wirtschaftlichste Systemkonfiguration für die Typgebäude

Komponente	Typgebäude 1	Typgebäude 2
Photovoltaik	250 kW	250 kW
Gaskessel	200 kW	185 kW
Wärmepumpe	-	-
Heizstab	141 kW	97 kW
Kältemaschine	55 kW	48 kW
Batteriespeicher	-	-
thermischer Speicher	1.355 kWh	1.250 kWh

Die geringen Unterschiede in der Systemzusammensetzung machen sich auch in der Wirtschaftlichkeit bemerkbar (vgl. Tabelle 11). Aufgrund der geringen Kapazitäten bei Typgebäude 2 sind auch die Investitionskosten etwas niedriger. Der Gesamtbedarf des Typgebäudes 2 liegt über dem des Typgebäudes 1, weshalb die bedarfsgebundenen Kosten in diesem Fall etwas mehr betragen. Die betriebsgebundenen Kosten stehen in Relation zu den Prozesskapazitäten. Das Verhältnis von elektrischem zu thermischem Bedarf ist bei Typgebäude 1 kleiner, weshalb hier weniger Eigenverbrauch generiert werden kann, was zu einer erhöhten Einspeisung und folglich zu einer Zunahme der Erlöse führt.

Tabelle 11: Annuitäten der untersuchten Systemkonzepte

Annuität	Typgebäude 1	Typgebäude 2
kapitalgebundene Kosten	28,4 k€	27,3 k€
bedarfsgebundene Kosten	137,4 k€	147,1 k€
betriebsgebundene Kosten	11,1 k€	10,5 k€
Erlöse	-6,7 k€	-5,7 k€
Summe	170,2 k€	179,2 k€

In Abbildung 6 ist dargestellt, wie sich der Solarstrom prozentual auf die einzelnen Prozesse aufteilt bzw. welcher Anteil eingespeist wird. Im Fall von Gleichzeitigkeit erfolgt eine rechnerische Aufteilung des Eigenverbrauchs in Abhängigkeit der Leistungswerte zu diesem Zeitpunkt. Die Jahresenergiemengen der Simulationen finden sich im Anhang A.

Da der elektrische Bedarf für allgemeine Geräte wie Beleuchtung oder Computer eine über den Jahresverlauf identische Grundlast darstellt, ist hier der höchste Deckungsbeitrag zu erreichen. Die Korrelation zwischen Kühlbedarf und solarer Einstrahlung zeigt sich auch darin, dass ein

deutlicher höherer Anteil der solaren Energie für die Raumklimatisierung genutzt wird als für Wärmezwecke. Nur weniger als 1 % des PV-Stroms fließen in den Heizstab. Dies ist dabei unabhängig vom Gebäudetyp.

Die Kühlgeräte des Supermarktes werden konstant betrieben, weshalb diese bei Typgebäude 2 mit 7,1 % den zweitgrößten Nutzer von Solarstrom bilden. Dies hat jedoch nur geringe Auswirkungen auf die restlichen Zahlen, auch bedingt dadurch, dass der Strombedarf des Typgebäudes 2 größer ist. Bei beiden Systemkonfigurationen wird noch etwa ein Viertel der solaren Produktion eingespeist.

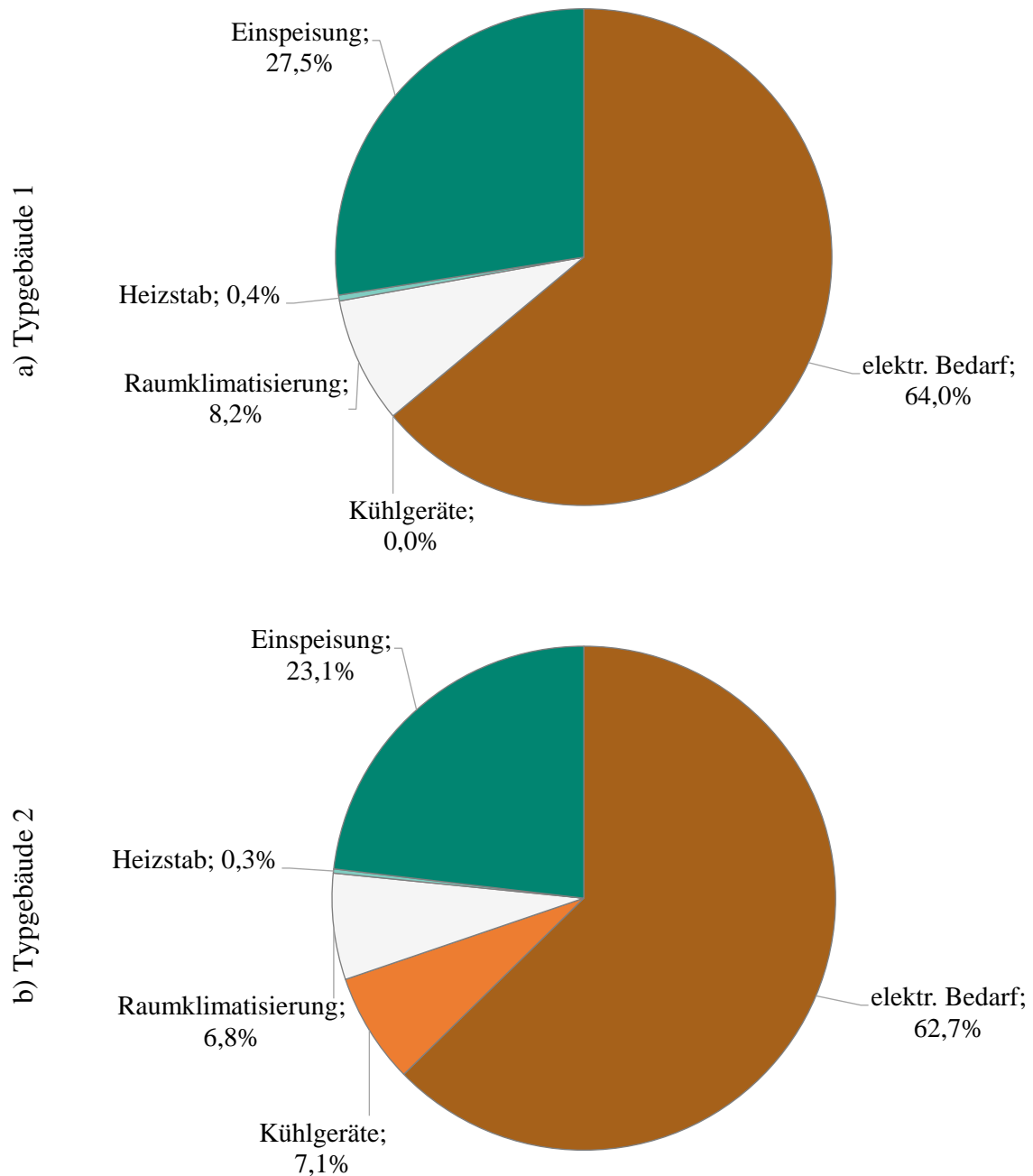


Abbildung 6: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse

Eine Analyse der solaren Deckungsanteile der verwendeten Komponenten zeigt ein ähnliches Bild wie die Aufteilung der solaren Energie (siehe Abbildung 7). Aufgetragen ist hier der prozentuale Anteil am Gesamtenergiebedarf (unterer Balken) sowie der zugehörige solare Deckungsanteil.

Den höchsten Anteil am Gesamtenergiebedarf haben die elektronischen Komponenten. Der elektrische Bedarf für die Raumklimatisierung ist weniger stark ausgeprägt, was zum einen an der Effizienz der Kältemaschine und zum anderen an dem im Verhältnis geringen Kühlbedarf liegt. Bei Typgebäude 2 ist der Gesamtanteil des elektrischen Bedarfs etwas geringer, was dem erhöhten Gesamtenergiebedarf aufgrund der Kühlgeräte geschuldet ist. Da der Großteil der Wärme durch den Gaskessel bereitgestellt wird, ist der Bedarf des Heizstabes marginal.

Der bereits beschriebene Zusammenhang zwischen Kühlbedarf und Einstrahlung zeigt sich wiederum im Deckungsgrad. Zwischen 69 % (Typgebäude 1) und 67 % (Typgebäude 2) können hier durch den selbst erzeugten Strom abgedeckt werden. Demgegenüber stehen etwa 17 % des vergleichsweise geringen Strombedarfs des Heizstabes. Der solare Deckungsgrad für den elektrischen Bedarf bewegt sich bei beiden Typgebäuden in einer ähnlichen Größenordnung (etwa 37 %). Der Bedarf ist über das Jahr nahezu konstant, weshalb sich hier Zeiten ohne solare Erzeugung (vorrangig Winter) bemerkbar machen. Gleiches gilt für die Kühlgeräte. Auch deren Bedarf unterliegt nur einer geringen jahreszeitlichen Schwankung.

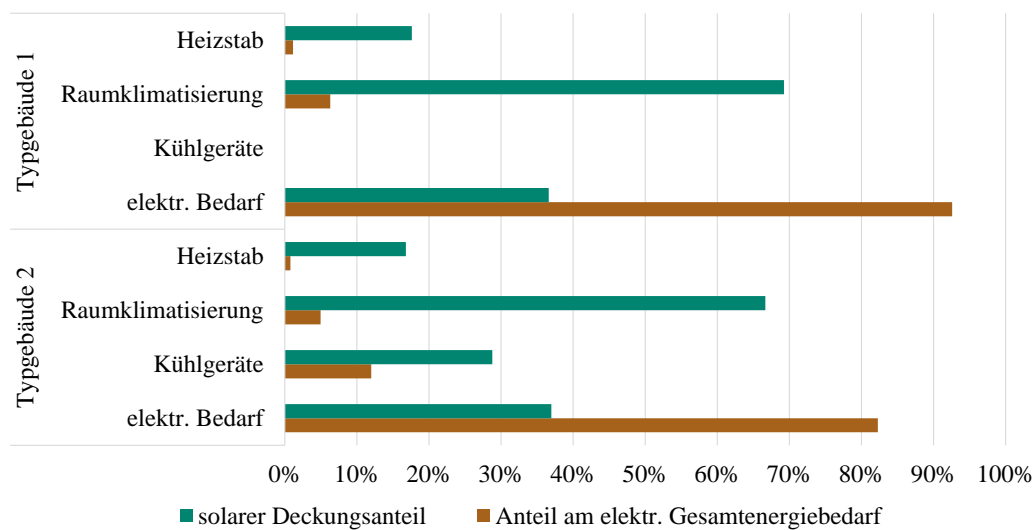


Abbildung 7: Solare Deckungsanteile der einzelnen Komponenten für die untersuchten Typgebäude

Die Systemkonzeptionierung soll unter der Prämisse erfolgen, dass ein möglichst geringer Anteil von PV-Strom, trotz hoher Erzeugungsleistung, eingespeist wird. Bei beiden Konfigurationen wird nur etwa ein Viertel der Energie eingespeist.

4.2 Konzept für 100 % Eigenverbrauch

Ein Eigenverbrauch ist grundsätzlich wirtschaftlich, unabhängig davon, für welche Zwecke der Strom genutzt wird. Aus diesem Grund haben innerhalb der Optimierungsumgebung die implementierten Regelstrategien weder eine Auswirkung auf das Systemkonzept noch auf die Energieflüsse innerhalb des Systems, und folglich auch nicht auf die Einspeisung. Aus diesem Grund wird in die Optimierung eingebunden, dass das System so zu konzeptionieren ist, dass keine Einspeisung erfolgt. Dies erfolgt durch die Berücksichtigung von sogenannte Strafkosten. Diese werden in die Kostenfunktion integriert und beeinflussen theoretisch die Wirtschaftlichkeit des Systems, werden aber bei der allgemeinen Betrachtung der Annuitäten nicht veranschlagt. Strafkosten werden fällig, falls Energie an das öffentliche Netz verkauft wird. Die Strafkosten können unterschiedlich gewichtet werden. Sollte diese Gewichtung zu gering sein, können die Einnahmen aus dem Stromverkauf die Strafkosten ggfs. überschreiten, was trotzdem zu einer Einspeisung führen würde. Daher muss der Gewichtungsfaktor ausreichend hoch gewählt werden.

Tabelle 12 zeigt die Systemkonfigurationen für die beiden Typgebäude unter Berücksichtigung der Strafkosten. Trotz der Tatsache, dass eine Einspeisung mit Strafkosten belegt ist, wird wiederum das gesamte Flächenpotential für die PV-Anlage genutzt. Der Gaskessel wird in beiden Fällen kleiner dimensioniert, im Gegenzug wird die Leistung des Heizstabes erhöht. Um Überschüsse besser thermisch speichern zu können, werden die Speicher ebenfalls vergrößert. Ein Batteriespeicher ist jedoch für einen netzunabhängigen Betrieb nicht notwendig.

Tabelle 12: Systemkonfiguration für 100 % Eigenverbrauch

Komponente	Typgebäude 1	Typgebäude 2
Photovoltaik	250 kW	250 kW
Gaskessel	188 kW	175 kW
Wärmepumpe	-	-
Heizstab	195 kW	180 kW
Kältemaschine	54 kW	48 kW
Batteriespeicher	-	-
thermischer Speicher	1.576 kWh	1.414 kWh

Die Erhöhung der Leistung des Heizstabes führt dazu, dass nun vermehrt Wärme durch diesen bereitgestellt wird. Dies bewirkt einen erhöhten elektrischen Gesamtbedarf. Dies zeigt sich auch in Abbildung 8. Dort sind die solaren Deckungsanteile bei 100 % Eigenverbrauch aufgetragen. Der prozentuale Anteil des elektr. Bedarfs für allgemeine elektrische Geräte nimmt ab, und jener des Heizstabes zu. Er überschreitet den Bedarf für die Raumklimatisierung, und bei Typgebäude 2 liegt er nahezu gleichauf mit dem der Kühlgeräte. Der Deckungsanteil steigt dabei von 18 % auf bis zu 97 % an. Somit wird nahezu der gesamte elektrische Bedarf des Heizstabs solar gedeckt. Die Raumklimatisierung und auch die Kühlgeräte (Typgebäude 2) profitieren ebenfalls von der Systemauslegung. Bei den elektrischen Komponenten zeigt sich kaum eine Veränderung, womit nahezu die gleiche Energiemenge an solarer Erzeugung zur Deckung des Bedarfs von Beleuchtung und anderer elektrische Geräte genutzt wird.

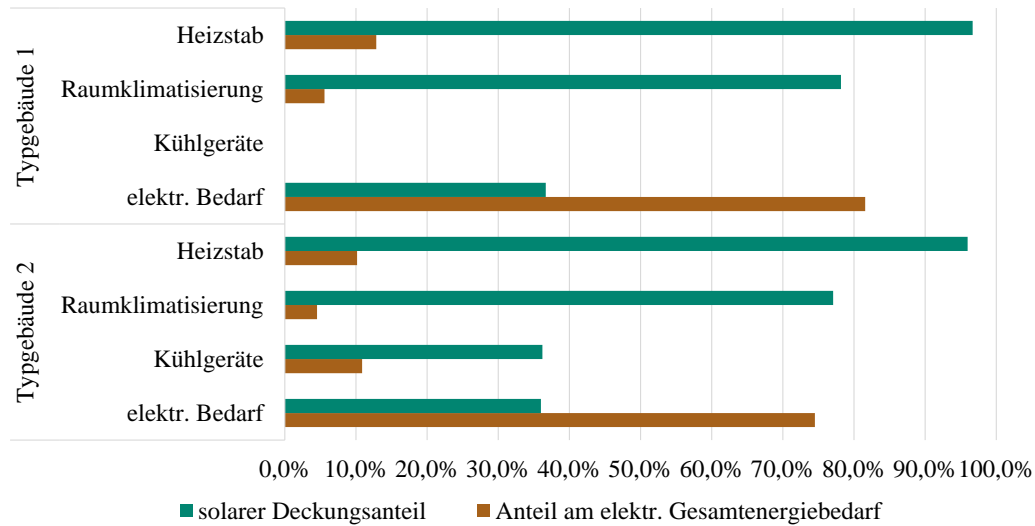
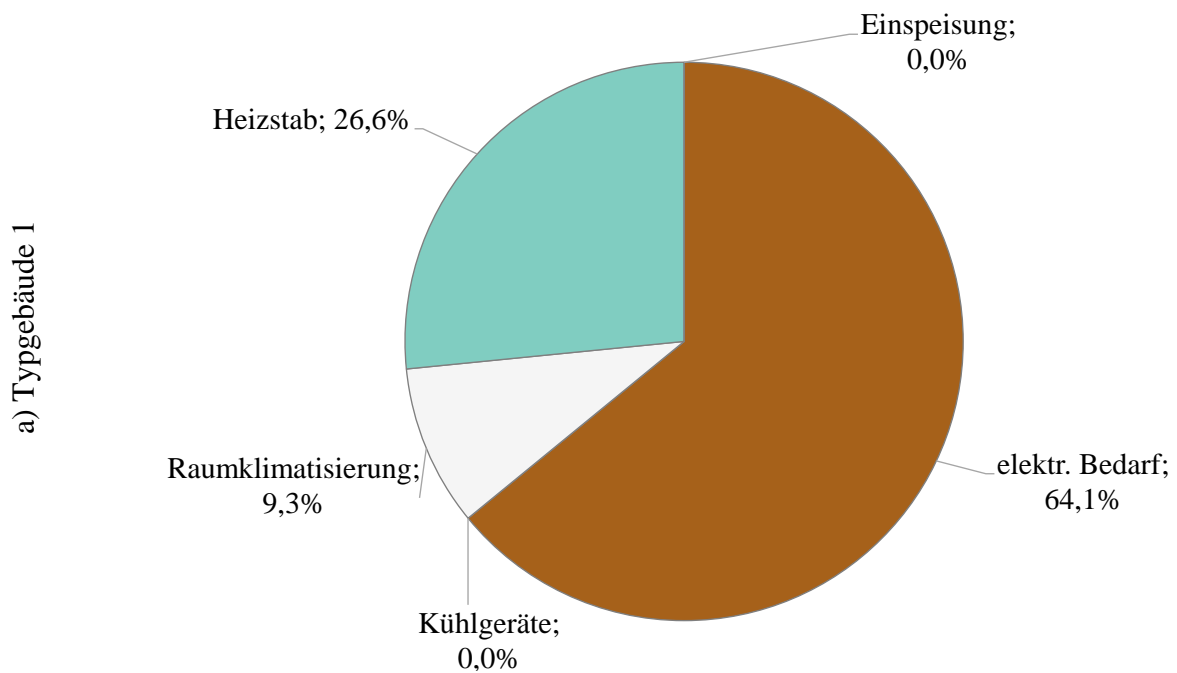


Abbildung 8: Solare Deckungsanteile der einzelnen Komponenten bei 100 % Eigenverbrauch

Für welche Zwecke die im Basisfall eingespeiste Energie genutzt wird zeigt eine Analyse der Aufteilung der solaren Energie (vgl. Abbildung 9). Annähernd der gesamte Anteil von etwa 25 % wird nun durch den Heizstab thermisch verwertet. Somit kann die Einspeisung vermieden werden. Die prozentualen Werte der anderen Komponenten bleiben nahezu unverändert.



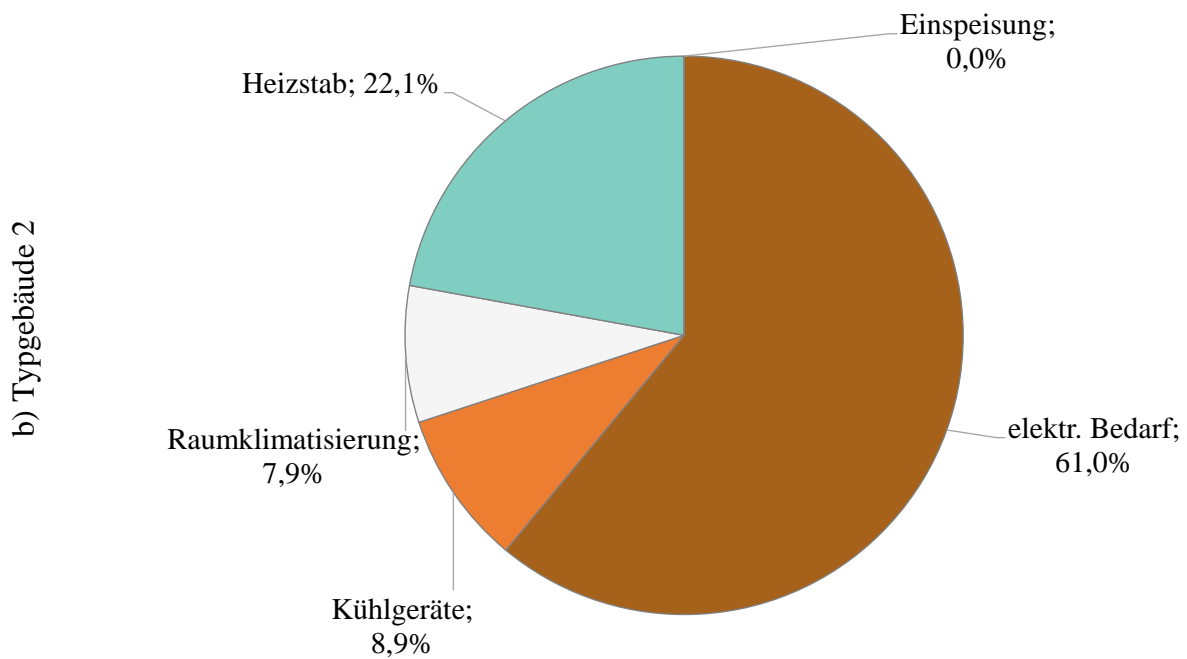


Abbildung 9: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse bei 100 % Eigenverbrauch

Es zeigt sich somit, dass sich mit geringem technischen Aufwand ein netzunabhängiger Betrieb von großen PV-Anlagen realisieren lässt. Dabei stellt sich jedoch die Frage, welche Kosten damit verbunden sind. Die Annuitäten werden in Tabelle 13 aufgelistet. Die kapitalgebundenen Kosten liegen bei 100 % Eigenverbrauch etwas höher. Erhöhte Ausgaben für den Heizstab werden durch den geringeren Bedarf an Gaskesselleistung nicht ausgeglichen. Durch den geringeren notwendigen Gasbezug sinken die bedarfsgebundenen Kosten. Die betriebsgebundenen Kosten bleiben nahezu identisch. Aufgrund fehlender Einspeisung werden keine Erlöse erzielt. Nichtsdestotrotz zeigt sich bei der Gesamtannuität nur ein geringfügiger Unterschied. Die Differenzen zum Basisfall betragen 2,2 % (Typgebäude 1) bzw. 1,8 % (Typgebäude 2). Somit ist ein System ohne Einspeisung mit geringen Mehrkosten umsetzbar.

Tabelle 13: Gegenüberstellung der Annuitäten der untersuchten Systemkonzepte bei 100 % Eigenverbrauch

Annuität	Typgebäude 1		Typgebäude 2	
	Basis	100 %	Basis	100 %
Kapitalgebundene Kosten	28,4 k€	28,6 k€	27,3 k€	27,6 k€
Bedarfsgebundene Kosten	137,4 k€	134,2 k€	147,1 k€	144,2 k€
Betriebsgebundene Kosten	11,1 k€	11,2 k€	10,5 k€	10,6 k€
Erlöse	-6,7 k€	-	-5,7 k€	-
Summe	170,2 k€	174,0 k€	179,2 k€	182,5 k€

Auch hier zeigt sich, wie bereits im Basisfall, dass eine Anpassung der Regelung und eine Priorisierung der Lastflüsse keine Änderungen auf das System mit sich bringen.

4.3 Abgleich zum Referenzsystem

Die Energiekonzepte sollen für eine ökologische und ökonomische Bewertung einem Referenzsystem gegenübergestellt werden. Als Referenz dient in diesem Fall ein Systemkonzept ohne PV-Anlage. Der Strom wird hierbei sowohl für die elektrischen als auch ggfs. thermischen Komponenten aus dem Netz bezogen. Das Versorgungskonzept des Referenzsystems muss dabei nicht zwingend mit dem des Vergleichssystem übereinstimmen. Es erfolgt auch hier eine wirtschaftliche Optimierung, nur dass die Option zur Installation einer PV-Anlage nicht gegeben ist.

Im ersten Vergleich erfolgt eine Bewertung hinsichtlich Kosten- und CO₂-Einsparungen. Der CO₂-Emissionsfaktor des Strommixes in Deutschland beträgt gegenwärtig 516 g/kWh und bezogen auf den Brennstoff Erdgas 201 g/kWh [40]. Abbildung 10 zeigt die Resultate für beide Typgebäude und beide Zielgrößen (Basis und 100 % Eigenverbrauch).

Die wirtschaftlichen Einsparungen belaufen sich bei allen Konstellationen auf über 20 %. Wie bereits angesprochen, fallen für einen netzunabhängigen Betrieb geringfügige Mehrkosten an. Die beiden Typgebäude bewegen sich trotz unterschiedlichem Bedarf bei der prozentualen Einsparung in einem ähnlichen Bereich.

Eine Reduktion der Einspeisung führt aufgrund des höheren Eigenverbrauchs und des damit verbundenen geminderten Netzbezugs zu einem Anstieg der CO₂-Einsparungen. Diese belaufen sich auf ca. 30 % und liegen nochmals etwa 3 Prozentpunkte über den Einsparungen des Basissystems.

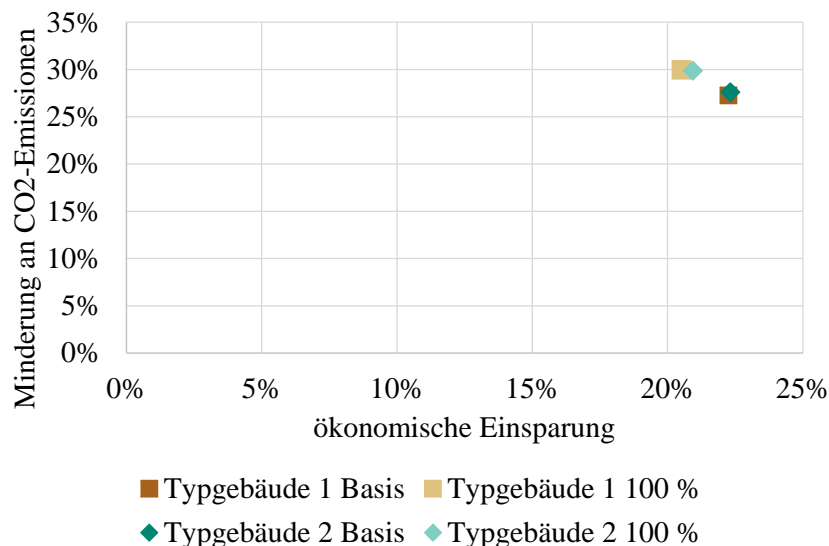


Abbildung 10: Wirtschaftliche Einsparung und CO₂-Minderung gegenüber Referenzsystem ohne PV-Anlage

Neben der Ökonomie sind auch die umweltrelevanten Auswirkungen von Interesse. Aus diesem Grund erfolgt auch eine Betrachtung des Primärenergiebedarfs. Dies erfolgt mit Hilfe von Primärenergiefaktoren für die Energiebereitstellung, welche Vorketten (einschließlich Hilfsenergien) für die Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, den Transport und die Verteilung von

den betrachteten Energieträger berücksichtigen [41]. Dies ist in der Minderung der CO₂-Einsparung in Abbildung 10 nicht miteinbezogen, weshalb zusätzlich auch eine Berechnung der CO₂-Äquivalente erfolgt, bei denen ebendies mit einfließt.

Die Primärenergie $Q_{p,in}$ kann für den jeweiligen von außen zugeführten Energieträger j mittels dem Primärenergiefaktor f_p und einen Umrechnungsfaktor für die Energie $f_{Hs/Hi}$ ermittelt werden:

$$Q_{p,in} = \sum_j (Q_{f,in,j} \cdot \frac{f_{p,j}}{f_{Hs/Hi}}) \quad (4.1)$$

Die Berechnung der CO₂-äquivalenten Emissionen erfolgt simultan, nur, dass anstelle des Primärenergiefaktors die spezifischen CO₂-Äquivalente eingesetzt werden, und das Ergebnis die Gesamtmasse an Emissionen darstellt.

Alle wesentlichen Werte enthält Tabelle 14. Durch die Berücksichtigung der Hilfsenergien entstehen höhere Werte für die CO₂-Äquivalente.

Tabelle 14: Primärenergiefaktoren und CO₂-Äquivalente relevanter Energieträger [41]

Energieträger	Primärenergiefaktor f_p	Umrechnungsfaktor $f_{Hs/Hi}$	CO ₂ -Äquivalente in g/kWh
Erdgas	1,1	1,11	240
Strom	1,8	1,0	550
Umweltenergie	0,0	1,0	0

Das Ergebnis der ökologischen Analyse veranschaulicht Abbildung 11. Beide Basissysteme ermöglichen gegenüber dem Referenzsystem sowohl hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs als auch mit Blick auf die Emissionen eine Verbesserung um jeweils etwa 25 %. Eine Steigerung bei beiden Aspekten ermöglicht die Anpassung des Konzepts auf eine netzunabhängige Betriebsweise der PV-Anlage. Aufgrund der Tatsache, dass der Netzbezug mit hohen Emissionen verbunden, und auch der Energieträger Gas mit einem Primärenergiefaktor größer 1 beaufschlagt ist, bewirkt hier der Eigenverbrauch einen positiven Effekt auf beide Größen. Dabei ist es irrelevant, ob der Strom für elektrische oder thermische Zwecke eingesetzt wird.

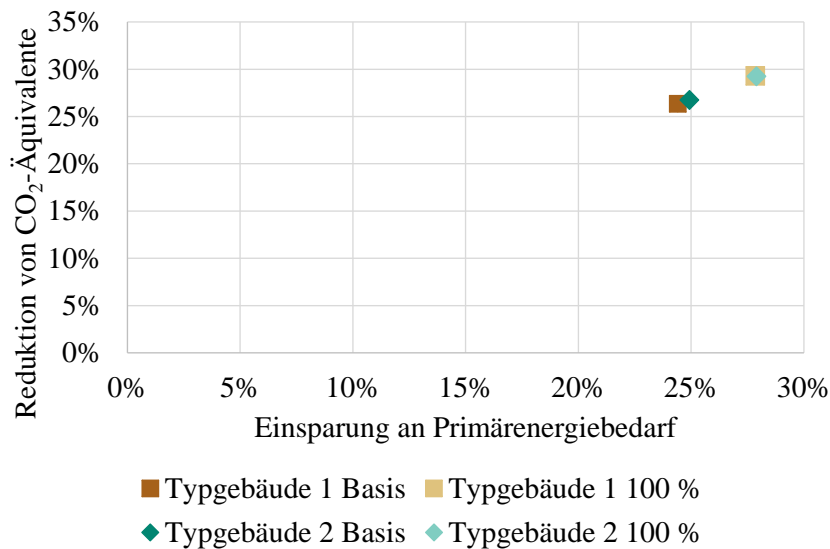


Abbildung 11: Umweltrelevante Einsparungen der Systemkonzepte gegenüber Referenzsystem ohne PV-Anlage

5 Adaptionprüfung

Innerhalb der Geschäftsgebäude kommt es während der Nutzungsdauer oftmals zu einer Änderung der Zusammensetzung, da bspw. ein Geschäft / Büro ersetzt oder verlassen wird. Dies kann eine Änderung der Lastprofile mit sich bringen, was dazu führen kann, dass die Systemauslegung nicht mehr optimal ist.

Wie der Vergleich der beiden Typgebäude zeigt, sind die Systemgrößen trotz unterschiedlichem Verbrauch nahezu identisch. Begründet liegt dies in den Wintermonaten, welche für die Auslegung der thermischen Komponenten von Relevanz sind.

Nichtdestotrotz soll untersucht werden, wie die Systeme auf eine Veränderung der Last reagieren, und welche Folgen dies für die Einspeisung mit sich bringt. Um einen Extremfall abzubilden, werden die Verbräuche der beiden Typgebäude halbiert. Eine Untersuchung der verschiedenen Regelstrategien wird aufgrund der bereits optimalen Regelung durch das Modell nicht durchgeführt. In der Optimierungsumgebung werden die konzeptionierten Systemgrößen als definiert vorgegeben. Die einzige Größe, welche angepasst werden kann, ist der Speicher. Dessen Nachrüstung ist ohne großen technischen Aufwand möglich und kann auch modular erfolgen, was bei Heiz- oder Kältetechnologien nicht gegeben ist.

Wird keine Regelgröße vorgegeben, bleiben das System und dessen Größen unberührt, da der überschüssige Strom eingespeist wird. Dies zeigt auch wiederum das Diagramm zur Aufteilung der solaren Energie in Abbildung 12. In etwa die Hälfte der eigens erzeugten Solarenergie wird eingespeist. Ein weiterer großer Teil der Energie fließt in elektrische Geräte. Trotz der Tatsache, dass ein Heizstab verbaut ist, wird dieser nicht genutzt. Aufgrund des geringeren Bedarfs ist der Gaskessel ökonomischer in der Verwendung. Bevor der Strom thermisch verwertet wird, wird er eingespeist.

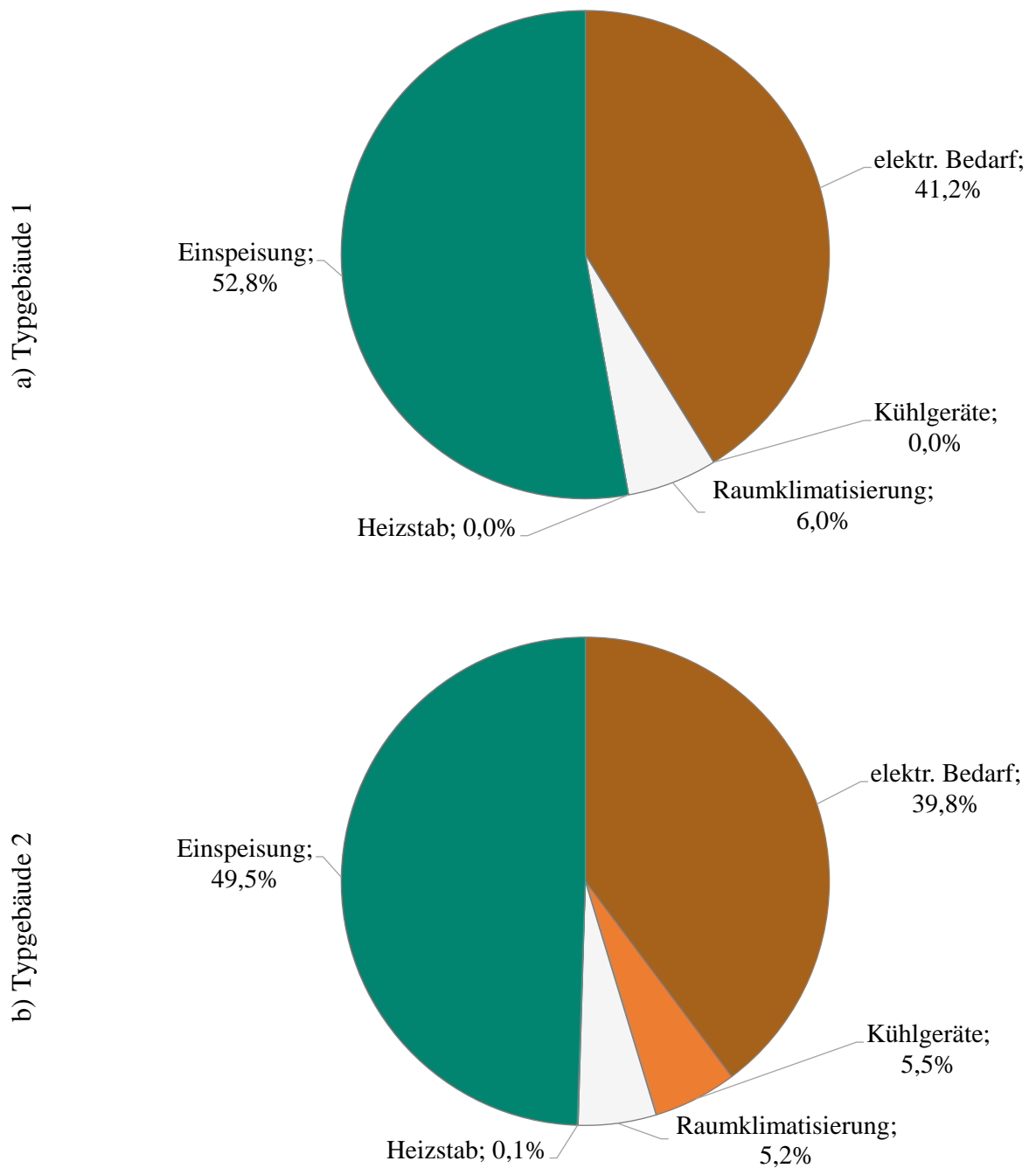


Abbildung 12: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse bei Halbierung des Energiebedarfs

Wird die Wirtschaftlichkeit im Basisfall untersucht (vgl. Tabelle 15), zeigt sich, dass sich mit einer Halbierung des Bedarfs auch die Annuität in etwa halbiert. Die kapital- und betriebsgebundenen Kosten bleiben aufgrund gleicher Systemspezifikation identisch, wohingegen sich die bedarfsgebundenen Kosten mindern. Die im Verhältnis erhöhten Investitionskosten werden durch eine Steigerung der Erlöse ausgeglichen. Die spezifischen Kosten bleiben dementsprechend identisch.

Tabelle 15: Annuitätenvergleich bei Adaptionprüfung im Basisfall

Annuität	Typgebäude 1		Typgebäude 2	
	Basis	½ Bedarf	Basis	100 %
Kapitalgebundene Kosten	28,4 k€	28,4 k€	27,3 k€	27,6 k€
Bedarfsgebundene Kosten	137,4 k€	58,1 k€	147,1 k€	62,1 k€
Betriebsgebundene Kosten	11,1 k€	11,2 k€	10,5 k€	10,5 k€
Erlöse	-6,7 k€	-13,0 k€	-5,7 k€	-12,2 k€
Summe	170,2 k€	84,7 k€	179,2 k€	88,0 k€

Anders sieht es wiederum aus, wenn die Vorgabe von 100 % Eigenverbrauch hinterlegt ist (vgl. Abbildung 13). Mehr als ein Viertel (Typgebäude 1) bzw. ein Drittel (Typgebäude 2) des PV-Stroms werden zur Deckung des thermischen Bedarfs genutzt. Zum Erreichen eines Eigenverbrauchs von 100 % ist ein elektrischer Speicher notwendig. Die Kapazitäten beider Gebäudetypen zeigt Tabelle 16. Der Speicher des Typgebäudes 1 besitzt etwa die doppelte Größe gegenüber Typgebäude 2. Da der elektrische Bedarf des Typgebäudes 2 höher ist, kommt es hier zu einer besseren Nutzung des Speichers, was wiederum eine kleinere Dimensionierung möglich macht. Der kleinere Speicher in Verbindung mit dem höheren elektrischen Bedarf führt dabei dazu, dass nur ca. 17 % der solaren Energie zwischengespeichert werden kann/muss. Hier sei angemerkt, dass die Energie zu einem späteren Zeitpunkt für einen der vier (drei bei Typgebäude 1) Prozesse verwendet wird. Die Grafik stellt nur die direkten Energieflüsse zum jeweiligen Zeitpunkt dar. Bei Typgebäude 1 erfolgt eine Einspeicherung von ca. 27 % der solaren Energie.

Werden Systeme bei Standardregelung mit denen bei einer Regelung für 100 % Eigenverbrauch verglichen, wird deutlich, dass die ansonsten eingespeiste Energie zu großen Teilen durch den Heizstab verwertet oder im Speicher eingespeichert wird. Dies zeigt einerseits, dass durch eine einfache technische Nachrüstung eines Heizstabes und eines Speichers die Einspeisung unterbunden werden kann. Andererseits ist dies vor allem aufgrund des Speichers mit höheren Kosten verbunden, was dazu führt, dass es sich hierbei nicht um die wirtschaftlichste Alternative handelt. Die Investitionskosten steigen in diesem Fall um 60 % (Typgebäude 1) bzw. 30 % (Typgebäude 2). Werden diese Kosten in das ursprüngliche System mit einbezogen, resultieren daraus Mehrkosten von 10 % (Typgebäude 1) bzw. 4 % (Typgebäude 2). Vor allem bei Typgebäude 2 sind dies jedoch hinnehmbare Kosten.

Tabelle 16: Speicherkapazitäten nach Halbierung des Energiebedarfs und 100 % Eigenverbrauch

Komponente	Typgebäude 1	Typgebäude 2
Batteriespeicher	324 kWh	148 kWh
thermischer Speicher	1.576 kWh	1.464 kWh

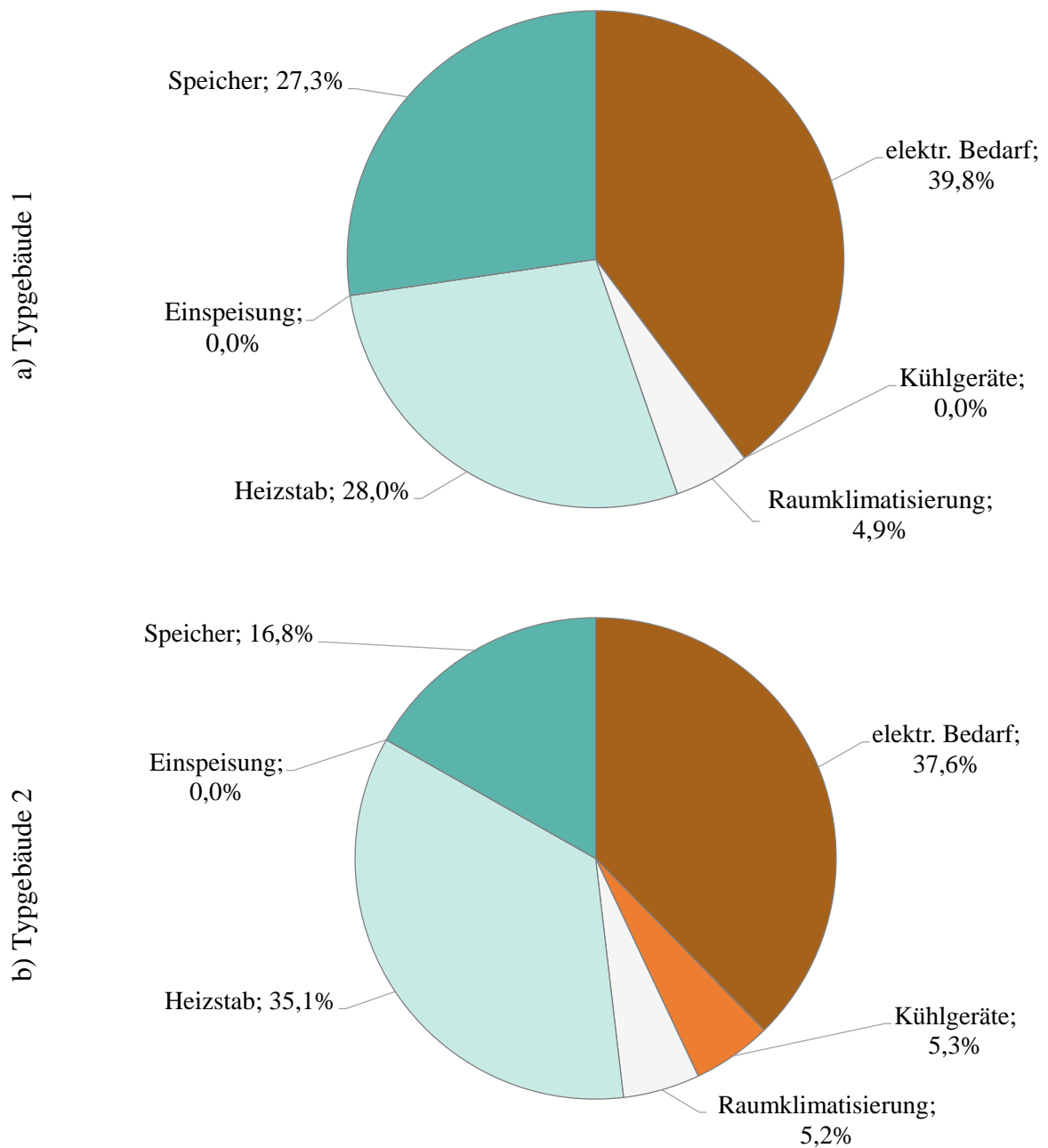


Abbildung 13: Aufteilung der photovoltaischen Energie auf die einzelnen Prozesse bei Halbierung des Energiebedarfs und 100 % Eigenverbrauch

Auch bei einer Regelung für einen Eigenverbrauch von 100 % sinken die jährlichen Zahlungen. Da bei Typgebäude 1 ein Speicher mit hoher Kapazität eingesetzt werden muss, steigen die kapitalgebundenen Kosten hier deutlicher an. Daher ist die Annuität nicht im gleichen Maß gesenkt, wie es bei Typgebäude 2 der Fall ist. Bei beiden Typgebäuden können die bedarfsgebundenen Kosten erheblich gesenkt werden. Die notwendigen Investitionen in einen Stromspeicher führen jedoch dazu, dass sich die Kosten bezogen auf den Verbrauch erhöhen.

Tabelle 17: Annuitätenvergleich bei Adaptionprüfung und 100 % Eigenverbrauch

Annuität	Typgebäude 1		Typgebäude 2	
	100 %	½ Bedarf	100 %	½ Bedarf
kapitalgebundene Kosten	28,6 k€	46,0 k€	27,6 k€	35,6 k€
bedarfsgebundene Kosten	134,2 k€	39,2 k€	144,2 k€	48,0 k€
betriebsgebundene Kosten	11,2 k€	14,8 k€	10,6 k€	12,3 k€
Erlöse	-	-	-	-
Summe	174,0 k€	100,0 k€	182,5 k€	95,9 k€

6 Rechtliche Bewertung

6.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

6.1.1 Allgemeines

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien [42] bildet den Rechtsrahmen für die Entwicklung nachhaltiger Stromerzeugungsanlagen in Deutschland. Zweck des Gesetzes ist es insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern (§ 1 Abs. 1 EEG 2017). Ziel ist es hierbei, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am deutschlandweiten Bruttostromverbrauch stufenweise zu erhöhen. Der Ausbau soll „stetig, kosteneffizient und netzverträglich“ erfolgen (vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2017). Letztlich soll die vollständige Marktintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien technisch und wirtschaftlich umgesetzt werden.

Diese Marktintegration wird durch das EEG 2017 sowohl durch die finanzielle Förderung des Stroms, welcher in mit erneuerbaren Energien betriebenen Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik, Wind) erzeugt wird, erreicht als auch über die Entlastung dieses „grünen“ Stroms von Abgaben und Umlagen, mit welchen konventionell erzeugter Strom belastet wird.

Gerade im Bereich der sog. Eigenversorgung von Strom, bei dem die Stromerzeugung und sein gleichzeitiger Verbrauch in unmittelbarer Nähe erfolgen, hat sich die Förderkulisse im Laufe der Zeit stetig verbessert; ganz im Gegensatz zu den sinkenden gesetzlich festgelegten Vergütungen bei Einspeisung des erzeugten Stroms in das öffentliche Netz [43].

Auch wenn die Entwicklungen der Förderungen im Bereich der Eigenversorgung trotz des Paradigmenwechsels [44] und des eingeschränkten Gestaltungsspielraumes grundsätzlich zu begrüßen sind, bleibt – wie die nachstehenden Ausführungen zeigen – auch hier noch genügend Verbesserungspotential, vor allem im Bereich der gewerblichen Nutzung des Stroms. Insbesondere im Falle der auch gesamtwirtschaftlich zu begrüßenden Installation von PV-Anlagen

auf gewerblich genutzten Gebäuden (z.B. Produktionshallen, Bürokomplexen) ist es angebracht und wünschenswert, weitere Privilegierungen vorzusehen.

6.2 Eigenversorgung

Im Folgenden soll ein Überblick über die Voraussetzungen und Rechtsfolgen des geförderten Eigenverbrauchs gegeben werden. Hierfür ist es zunächst maßgeblich, was das EEG 2017 als „Eigenverbrauch“ definiert.

6.2.1 Begriffsdefinition

Wenn es um die eigene Versorgung mit Strom geht, spricht das EEG 2017 regelmäßig von der Eigenversorgung. Es definiert in § 3 Nr. 19 EEG 2017 den Begriff der Eigenversorgung als den

„Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“

Es ist demnach zwingend erforderlich, dass zunächst Personenidentität zwischen der Person besteht, welche den Strom erzeugt und derjenigen, welche diesen verbraucht. Es handelt sich hierbei um eine strikte personelle Identität. D.h. an der erforderlichen Personenidentität fehlt es bereits, wenn die Muttergesellschaft den Strom produziert und die Tochtergesellschaft diesen verbraucht, selbst dann, wenn die Muttergesellschaft ihre Alleingesellschafterin ist [44].

Dieses Erfordernis einer strikten formellen Personenidentität hat in der Vergangenheit Projektentwickler und Rechtsberater dazu veranlasst, den Stromverbraucher auch zum Stromerzeuger werden zu lassen. Die Investition in die Erzeugungsanlage erfolgt hierbei gleichwohl von dritter Seite. Der Investor macht den Stromverbraucher hierbei im Wege der Anlagenverpachtung, also der mietweisen Überlassung der gesamten Erzeugungsanlage gegen Zahlung eines erzeugungsunabhängigen Mietzinses, zum Betreiber der Anlage (sog. Anlagenpachtmodell) [45]. Die Personenidentität ist auf diesem Wege wiederhergestellt.

Weiterhin ist es für eine geförderte Eigenversorgung erforderlich, dass Erzeugung und Verbrauch im „*unmittelbaren räumlichen Zusammenhang*“ stattfinden und zwar ohne, dass der Strom durch ein Netz geleitet wird. Es kommt mithin auf eine räumliche Beziehung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort an. Weder das Gesetz noch die Literatur sehen eine feste Maximaldistanz vor; vielmehr ist eine wertende Betrachtung unter besonderer Berücksichtigung der jeweiligen räumlichen Umstände des Einzelfalls vorzunehmen. Dieses wertende Element macht das Unmittelbarkeitserfordernis für die Praxis schwierig, da eine eindeutige Abgrenzung nicht möglich ist. Typische Fälle, in denen das Erfordernis erfüllt ist, sind die Erzeugung und der Verbrauch im bzw. auf dem selben Gebäude, Grundstück oder Betriebsgelände [44].

Letztlich muss der erzeugte Strom von derselben Person im räumlichen Zusammenhang auch noch „*zeitgleich*“ verbraucht werden. Dieses Kriterium ergibt sich zwar nicht unmittelbar aus

dem Gesetzeswortlaut der Begriffsdefinition jedoch aber aus den energiewirtschaftlichen Bilanzierungsgrundsätzen sowie § 62b Abs. 5 EEG 2017. Demnach ist es für die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch ausreichend aber auch erforderlich, dass diese bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall stattfinden.

6.2.2 Privilegierung des Eigenverbrauchs

Nur wenn die vorstehend unter Ziffer 1 aufgeführten Voraussetzungen kumulativ erfüllt sind, sieht das Gesetz Privilegierungen für die Eigenversorgung vor. Im Gegensatz zu der in der Vergangenheit teilweise geltenden Vergütung von selbst verbrauchten Strom, welcher aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, sieht das Gesetz nunmehr Entlastungen bei den Stromumlagen und -abgaben vor.

Zwar sieht das Gesetz auch bei der Eigenversorgung grundsätzlich eine Umlageverpflichtung vor (vgl. § 61 EEG 2017), jedoch finden sich von diesem Grundsatz verschiedenste Ausnahmen.

Von wirtschaftlich größter Bedeutung ist hierbei der Entfall bzw. die Reduzierung der EEG-Umlage, da diese den mit Abstand größten Abgaben- bzw. Umlagenanteil am Strompreis ausmacht. Auch im Verhältnis zu den sonstigen Strompreiskomponenten ist die EEG-Umlage der maßgebliche Preisfaktor wie Abbildung 14 zeigt.

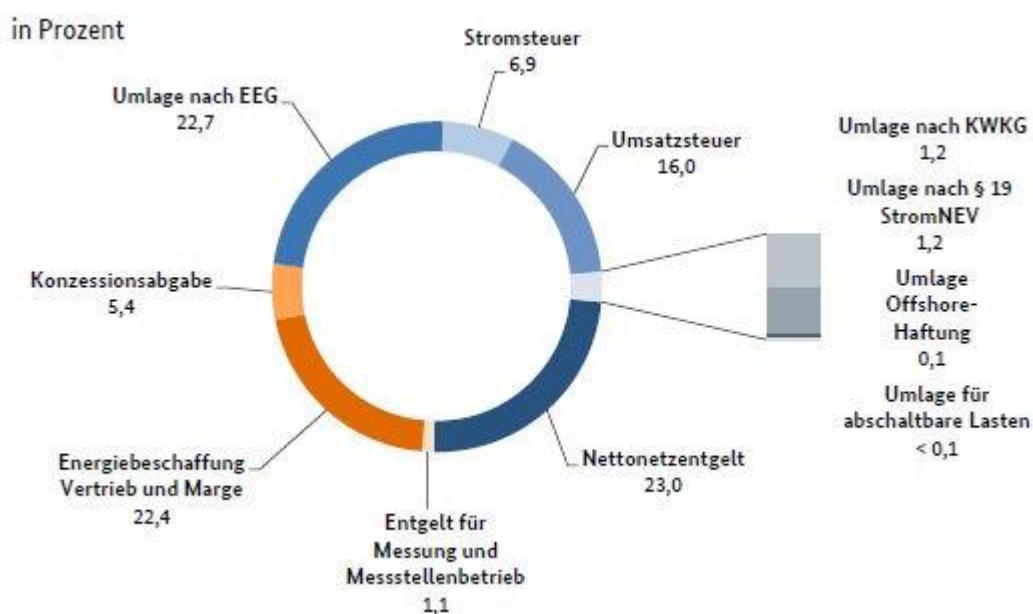


Abbildung 14: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2018 [44]

Die EEG-Umlage beläuft sich in 2019 auf 6,405 ct/kWh und macht damit betragsmäßig mehr aus als die eigentlichen Stromgestehungskosten [46].

Während der vollständige Entfall der EEG-Umlage nur in den praktisch eher seltenen Fällen des Kraftwerkseigenverbrauchs, der autarken Inselanlagen und der vollständigen Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien ohne Förderung des Überschussstroms vorkommt sowie bei Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10 kW_p (vgl. § 61a EEG 2017), ist die Verminderung der EEG-Umlage auf 40 % (vgl. § 61b EEG 2017) praktisch von ungleich höherer Bedeutung. Voraussetzung hierfür ist das Vorliegen eines Eigenversorgungsfalles. Zu beachten ist hierbei aber, dass die erforderliche Personenidentität bei einem Bürogebäude, welches nicht nur von einem gewerblichen Mieter oder Eigentümer genutzt wird, grundsätzlich nicht darzustellen ist. Bürokomplexe mit vielschichtiger Mieterstruktur eignen sich mithin nicht für Eigenversorgungen, zumindest nicht sofern diese die Privilegierungen des EEG in Anspruch nehmen wollen.

Zusätzlich zum Entfall der EEG-Umlage kommt es bei der Eigenversorgung zudem zu einem Entfall der netzentgeltabhängigen Umlagen und Abgaben², da der selbstverbrauchte Strom das öffentliche Stromnetz nicht in Anspruch nimmt. Diese sind abgesehen von der Konzessionsabgabe im Vergleich zur EEG-Umlage jedoch eher gering [47].

6.2.3 Sonderfall Mieterstrommodell

Einen Sonderfall der privilegierten Stromerzeugung und -versorgung bildet der sog. Mieterstromzuschlag. Mit der Mieterstrom-EEG-Novelle [48] hat der Gesetzgeber Vermarktungsmodelle für Strom, der vor Ort z.B. mittels einer PV-Anlage erzeugt, an die Hausbewohner geliefert und im Gebäude verbraucht wird, geschaffen (vgl. § 21 Abs. 3 EEG 2017). Der Anlagenbetreiber erhält über den Mieterstromzuschlag eine finanzielle Förderung zusätzlich zu seinen Strompreiszahlungen der belieferten Verbraucher, ähnlich der Marktprämie für direkt vermarkteten und ins Netz gelieferten Strom.

Im Gegensatz zur Eigenversorgung bedarf es für den Mieterstromzuschlag keiner Personenidentität. Im Übrigen sind die Voraussetzungen identisch.

Zusätzlich ist der Mieterstromzuschlag jedoch auf Wohngebäude im Sinne von § 3 Nr. 50 EEG 2017 beschränkt, wobei mindestens 40 % der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dienen muss. Auch wenn mithin auch gemischt genutzte Gebäude in den Genuss eines Mieterstromzuschlages kommen können, so sind gewerblich genutzte Gebäude regelmäßig von der Förderung ausgeschlossen, da diese die Mindestanforderung der Wohnnutzung nicht erfüllen. Insbesondere Bürogebäude wie vorliegend betrachtet scheiden aus dem Kreis der Begünstigten nach derzeit geltender Rechtslage aus. Dies obwohl gerade bei derartigen Gebäuden sowie auch bei Betriebsgebäuden des produzierenden Gewerbes Dachflächen in entsprechender Größe vorhanden sind, welche einen wirtschaftlichen Betrieb der Erzeugungsanlage ermöglichen würden.

² Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Offshore-Haftumlage, AbLa-Umlage, StromNEV-Umlage, Stromsteuer

6.2.4 Sonstiger Rechtsrahmen

Unabhängig von der Förderung der Stromerzeugung durch das EEG sind Stromerzeugungsanlagen im Rahmen ihrer Errichtung und des späteren Betriebs in verschiedene Rechtsverhältnisse eingebettet. Neben den öffentlich-rechtlichen Beziehungen zu Baubehörden, dem Netzananschlussverhältnis zum örtlichen Netzbetreiber und dem Vermarktungsvertrag mit dem Direktvermarkter ist regelmäßig das Nutzungsverhältnis zum Grundstücks- bzw. Gebäudeeigentümer von rechtlich besonderer Bedeutung, sofern der Anlagenbetreiber nicht gleichzeitig Grundstückseigentümer ist. Schließlich gilt es den Anlagenbetrieb auf dem gewählten Grundstück oder der Dachfläche über einen Zeitraum von 20 Jahren und länger abzusichern. Es ist strikt zu vermeiden, dass im Falle einer Insolvenz des Grundstückseigentümers oder von Zwangsvollstreckungsmaßnahmen gegen diesen dessen (dinglich gesicherte) Gläubiger den Betrieb der Stromerzeugungsanlage beenden können (z.B. durch die Ausübung von Sonderkündigungsrechten, welche in diesen Fällen Erwerbern gesetzlich zukommen, § 57a ZVG).

Neben entsprechend angepassten Nutzungsverträgen bedarf es daher in jedem Fall einer dinglichen Sicherung des Nutzungsrechtes des Anlagenbetreibers. Dieses dingliche Nutzungsrecht wird grundsätzlich mittels einer beschränkten persönlichen Grunddienstbarkeit erreicht, das im Grundbuch einzutragen ist und im Rang den übrigen Eintragungen vorzuziehen hat. Auch hierbei ist auf die Ausgestaltung der Dienstbarkeit, insbesondere auf deren isolierten Bestand gegenüber dem schuldrechtlichen Nutzungsvertrag besonderes Augenmerk zu legen. Wird hier eine nicht gewollte Verknüpfung zwischen schuldrechtlichem Vertrag und dinglichem Recht hergestellt, verfehlt die Dienstbarkeit ihren eigentlichen Zweck vollständig.

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird ein mathematisches Optimierungsmodell genutzt um modellendogen eine Konzeptionierung von Energieversorgungssystemen für Geschäftsgebäude mit großer PV-Anlage durchzuführen. Dabei erfolgt eine Betrachtung von zwei Geschäftsgebäuden. Das erste Gebäude besteht nur aus Büroflächen, im zweiten Gebäude befindet sich im Erdgeschoss ein Supermarkt. Die Optimierung erfolgt hinsichtlich der geringsten Annuität. Um unterschiedliche Regelstrategien zu untersuchen, werden im Modell weitere Nebenbedingungen berücksichtigt. Bei Variante 1 wird der Fokus dahingehend gelegt, dass die Energie der PV-Anlage vorrangig für die elektrische Energieversorgung genutzt wird. In einer weiteren Regelstrategie (Variante 2) wird angestrebt, die Einspeisung zu verringern und die Nutzung von p2h-Systemen an die Erzeugung anzupassen.

Eine Betrachtung der unterschiedlichen Regelstrategien macht ersichtlich, dass sie aufgrund der Verwendung der Optimierung keine Systemänderungen in der Auslegung bewirken. Auch die Wirtschaftlichkeit wird damit nicht beeinflusst, da Eigenverbrauch grundsätzlich wirtschaftlich ist. Daher wird für bei der Bewertung keine Unterscheidung mehr getroffen.

Die Resultate zeigen, dass es unabhängig vom System wirtschaftlich ist, das gesamte vorhandene Potential an PV-Fläche auszunutzen. Trotz unterschiedlicher Bedarfe bestehen hinsichtlich der Systemkonfiguration nur geringe Unterschiede. In beiden Fällen erfolgt die Wärmebereitstellung durch eine Kombination aus einem Gaskessel und einem Heizstab. Der Heizstab dient dabei nur der Spitzenlastdeckung.

Der elektrische Bedarf stellt eine gut zu deckende Grundlast dar, weshalb hier die besten Deckungsbeiträge erreicht werden können. Aufgrund der Korrelation zwischen Kühlbedarf der Büroflächen und der solaren Einstrahlung und dementsprechend auch der Erzeugung, können nahezu 70 % dieses Bedarfs solar gedeckt werden. Ohne gesonderte Unterbindung der Einspeisung wird etwa ein Viertel der Solarenergie eingespeist.

Wird demgegenüber ein Konzept für einen hundertprozentigen Eigenverbrauch konzeptioniert, muss der Heizstab größer ausgelegt werden, und der Gaskessel fällt kleiner aus. Für eine bessere Lastverlagerung wird der thermische Speicher ebenfalls größer dimensioniert. Es wird vermehrt Wärme durch den Heizstab bereitgestellt. Der Energiebedarf des Heizstabes wird dabei zu nahezu 100 % durch den PV-Strom gedeckt. Die Anpassung des Systems und der Regelung hat auch einen positiven Einfluss auf die Deckung der Raumklimatisierung und der Kühlmöbel. Der im Basisfall eingespeiste Strom wird beim 100 %-Konzept durch den Heizstab verwertet.

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit und auf die unterschiedlichen Typgebäude ergeben sich im Basisfall aufgrund der identischen Systemauslegungen nur geringe Unterschiede. Die Systemauslegung für einen Eigenverbrauch von 100 % verursacht dabei mit ca. 2 % nur geringfügige Mehrkosten.

Werden die Systeme der Typgebäude einer Systemauslegung ohne PV-Anlage gegenübergestellt, zeigt sich, dass in beiden Fällen wirtschaftliche Einsparungen von ca. 20 % erzielt werden können. Wird die Einspeisung reduziert, mindert sich im Gegenzug den mit hohen Emissionen verbundenen Netzbezug. Die Primärenergieeinsparungen belaufen sich demnach auf etwa 25 %. Folglich hat ein 100-prozentiger Eigenverbrauch auch einen positiven Umweltaspekt.

Für die Systemauslegung erfolgt auch eine Adaptionsprüfung. Um das Worst Case-Szenario abzubilden, wird jeglicher Bedarf halbiert. Die Systemkonfiguration bleibt in diesem Fall identisch, nur die Speicherkonfigurationen können verändert werden.

Im Basisfall resultiert daraus eine Einspeisung von etwa 50 % der solaren Erzeugung. Soll ein Eigenverbrauch von 100 % erreicht werden, bedarf es der Verwendung eines Batteriespeichers. Da im Gebäude mit Supermarkt eine höhere elektrische Last vorliegt, kann hier eine besserer Direktnutzung erfolgen und der Speicher kann kleiner dimensioniert werden. Der PV-Strom wird verstärkt für thermische Zwecke genutzt. Im Basisfall bewirkt eine Halbierung des Bedarfs keine Veränderung der spezifischen Kosten für den Verbrauch. Der notwendige Stromspeicher beim 100 %-Konzept verursacht einen leichten Anstieg der Annuitäten bezogen auf den Verbrauch.

Wird der Speicher im ursprünglichen System berücksichtigt, entstehen Mehrkosten von ca. 10 % bzw. 4 % (Gebäude mit Supermarkt).

Auf der rechtlichen Seite bildet das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien den Grundrahmen für die Entwicklung nachhaltiger Stromerzeugungsanlagen in Deutschland. Zudem lassen sich die Förderbereiche weiter in Eigenversorgung und Einspeisung in das öffentliche Netz unterscheiden. Während ersteres in den letzten Jahren kontinuierlich gefördert wurde, sinken die gesetzlich geregelten Vergütungen für die Netzeinspeisung. Somit wird der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms immer lukrativer verglichen mit der Netzeinspeisung. Jedoch muss beim Eigenverbrauch auf einige Spezifika im Gesetz geachtet werden. So muss der Verbraucher des Stroms gleichzeitig auch Erzeuger sein (Stichwort formelle Personenidentität). Zusätzlich muss ein räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeuger und Verbraucher bestehen und der Strom muss zeitgleich zu seiner Erzeugung verbraucht werden. Zusatzbedingungen treten auch beim sogenannten Mietstrommodell (Schlagwort: Mieterstrom-EEG-Novelle) ein. So erhalten Erzeuger einen Zuschlag, wenn das Gebäude großteils (40% der Fläche) dem Wohnen dient. Außerdem bedarf der Anlagenbetreiber entsprechenden Nutzungsverträgen für die belegten Flächen und einer dinglichen Sicherung des Nutzungsrechtes.

Da bei der gewählten Methodik (mathematischen Optimierung) eine Vielzahl unterschiedlicher Energiesysteme simuliert werden, sind effiziente Simulationsmodelle eine unabdingbare Voraussetzung bei diesem Ansatz. Die in diesem Zusammenhang notwendigen Vereinfachungen (z. B. Linearisierung von Wirkungsgraden) bilden die einzelnen Komponenten des Energiesystems ggf. physikalisch nicht hinreichend genau ab.

Aus diesem Grund wird empfohlen, die im Rahmen des Projekts identifizierten Energiesysteme in ein reales Objekt zu implementieren und messtechnisch zu begleiten, um die gewonnenen theoretischen Erkenntnissen zu validieren. In diesem Zusammenhang empfiehlt es sich weiterhin, das entsprechende Energiesystem in einer weiteren Simulationsumgebung (z.B. *MATLAB / Simulink*, *PolySun*, etc.) zu berechnen, die die zugrundeliegende Physik der Systemkomponenten detaillierter als das hier verwendete Modell *urbs* abbilden.

A. Simulationsergebnisse der zugrunde gelegten Varianten

A.1. Typgebäude 1

A.1.1. Basisregelung

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		525 MWh	575 MWh	90,1 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		578,8 MWh	
	Heizstab		6,4 MWh	
	Kältemaschine			96,2 MWh
	PV→elec	192,2 MWh		
	PV→p2h		25,8 MWh	
Speicher	thermisch		86,4 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	332,8 MWh		
	Einspeisung	82,5 MWh		

A.1.2. 100 %-Konzept

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		525 MWh	575 MWh	90,1 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		523,0 MWh	
	Heizstab		81,8 MWh	
	Kältemaschine			96,9 MWh
	PV→elec	192,2 MWh		
	PV→p2h		108,0 MWh	
Speicher	thermisch		192,2 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	335,6 MWh		
	Einspeisung	0 MWh		

A.1.3. Referenzsystem

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		525 MWh	575 MWh	90,1 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	0 MWh		
	Gaskessel		579,5 MWh	
	Heizstab		5,6 MWh	
	Kältemaschine			90,9 MWh
	PV→elec	0 MWh		
	PV→p2h		0 MWh	
Speicher	thermisch		59,6 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	525 MWh		
	Einspeisung	0 MWh		

A.1.4. Adaptionprüfung Basisregelung

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		262,5 MWh	287,5 MWh	45,1 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		287,8 MWh	
	Heizstab		0 MWh	
	Kältemaschine			48,9 MWh
	PV→elec	123,8 MWh		
	PV→p2h		18,0 MWh	
Speicher	thermisch		22,3 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	138,7 MWh		
	Einspeisung	158,8 MWh		

A.1.5. Adaptionprüfung 100 %-Konzept

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		262,5 MWh	287,5 MWh	45,1 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		234,2 MWh	
	Heizstab		99,6 MWh	
	Kältemaschine			61,2 MWh
	PV→elec	177,4 MWh		
	PV→p2h		123,1 MWh	
Speicher	thermisch		336,0 MWh	
	elektrisch		201,3 MWh	
Netz	Strombezug	138,7 MWh		
	Einspeisung	0 MWh		

A.2. Typgebäude 2

A.2.1. Basisregelung

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		509,5 MWh	543,7 MWh	77,8 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		548,3 MWh	
	Heizstab		4,8 MWh	
	Kältemaschine			82,9 MWh
	PV→elec	188,3 MWh		
	PV→p2h		42,6 MWh	
Speicher	thermisch		75,8 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	321,1 MWh		
	Einspeisung	69,6 MWh		

A.2.2. 100 %-Konzept

		Strom	Wärme	Kälte
--	--	--------------	--------------	--------------

Bedarf		509,5 MWh	543,7 MWh	77,8 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		498,0 MWh	
	Heizstab		68,6 MWh	
	Kältemaschine			83,3 MWh
	PV→elec	183,4 MWh		
	PV→p2h		117,1 MWh	
Speicher	thermisch		147,7 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	328,8 MWh		
	Einspeisung	0 MWh		

A.2.3. Referenzsystem

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		509,5 MWh	543,7 MWh	77,8 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	0 MWh		
	Gaskessel		548,1 MWh	
	Heizstab		4,6 MWh	
	Kältemaschine			78,5 MWh
	PV→elec	0 MWh		
	PV→p2h		0 MWh	
Speicher	thermisch		52,6 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	509,5 MWh		
	Einspeisung	0 MWh		

A.2.4. Adaptionprüfung Basisregelung

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		254,8 MWh	271,8 MWh	38,9 MWh
Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh		
	Gaskessel		272,2 MWh	
	Heizstab		0 MWh	
	Kältemaschine			42,5 MWh
	PV→elec	119,5 MWh		
	PV→p2h		32,4 MWh	
Speicher	thermisch		20,5 MWh	
	elektrisch			
Netz	Strombezug	135,2 MWh		
	Einspeisung	148,7 MWh		

A.2.5. Adaptionprüfung 100 %-Konzept

		Strom	Wärme	Kälte
Bedarf		254,8 MWh	271,8 MWh	38,9 MWh

Erzeugung	Photovoltaik	300,5 MWh	
	Gaskessel		216,3 MWh
	Heizstab		108,3 MWh
	Kältemaschine		44,8 MWh
	PV→elec	149,9 MWh	
	PV→p2h		150,6 MWh
Speicher	thermisch		313,8 MWh
	elektrisch		162,8 MWh
Netz	Strombezug	104,9 MWh	
	Einspeisung	0 MWh	

8 Literaturverzeichnis

- [1] WIRTH, Harry: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Freiburg, 21.2.2018
- [2] KATZFEY, Jörg: *Abschätzung des EEG-bedingten Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen bis 2020 : Infrastrukturmassnahmen zur Energiewende BDEW Verteilnetzstudie 2011* (EW-Fachtagung Baumanagement 2011). Mannheim, 20. September 2011 – Überprüfungsdatum 2018-02-28
- [3] STETZ, Thomas ; BRAUN, Martin ; STRAUSS, Philipp: *Integration großer Anteile Photovoltaik in bestehende Verteilnetze : Studie für den Bundesverband Solarwirtschaft e.V.* Berlin, 01. Juni 2012
- [4] HÖFLICH, Bernd ; NOSTER, Rafael ; PEINL, Hannes ; RICHARD, Philipp ; VÖLKER, Jakob ; ECHTERNACHT, David ; GROTE, Fabian ; SCHÄFER, Andreas ; SCHUSTER, Henning: *Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt (Kurz: Integration EE) : Endbericht*. Berlin, 15. August 2012
- [5] QUASCHNING, Volker ; WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko: *Der unterschätzte Markt*. In: *BWK* (2012), Bd. 64 Nr. 7/8, S. 25–28. URL <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2012-08-Der-unterschaetzte-Markt/index.php>
- [6] SEIDL, Hannes ; SCHENUIT, Carolin ; TEICHMANN, Mario: *Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. : Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern*. Berlin, 06/2016
- [7] MATTHES, Felix Chr. ; HARTHAN, Ralph O. ; LORECK, Charlotte: *Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO2-Preiseffekte : Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland*. Berlin, März 2011
- [8] VOSS, K. ; HOFFMANN, C. ; HERKEL, S. ; WAGNER, A. ; LÖHNERT, G.: *Energieeffiziente Büro- und Verwaltungsbauten : Analysen und Erfahrungen im Kontext des Förderkonzepts Energieoptimiertes Bauen*. In: *Heiztechnik* (2007), Nr. 8, S. 23–27
- [9] SCHWEIZER EIDGENOSSENSCHAFT: *ENERGIEVERBRAUCH VON BÜROGEBÄUDEN UND GROSSVERTEILERN : Erhebung des Strom- und Wärmeverbrauchs, der Verbrauchsanteile, der Entwicklung in den letzten 10 Jahren und Identifizierung der Optimierungspotentiale*. Bern, Januar 2010
- [10] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU- UND STADTENTWICKLUNG: *Benchmarks für die Energieeffizienz von Nichtwohngebäuden : Vergleichswerte für Energieausweise*. Berlin, 2009 (9)
- [11] ÖHLINGER, Christine ; DELL, Gerhard ; EGGER, Christiane ; AUFREITER, Regina: *Innovative und effiziente Beleuchtung : Technologien und Lösungen für Büros und andere Dienstleistungsgebäude*. Linz
- [12] ARIAS, Jaime: *Energy usage in supermarkets : Modelling and field measurements*. Stockholm : Royal Institute of Technology, 2005
- [13] TIMMA, Lelde ; SKUDRITIS, Roberts ; BLUMBERGA, Dagnija: *Benchmarking Analysis of Energy Consumption in Supermarkets*. In: *Energy Procedia* 95 (2016), S. 435–438. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216306956>

- [14] MYLONA, Zoi ; KOLOKOTRONI, Maria ; TASSOU, Savvas A.: *Frozen food retail: Measuring and modelling energy use and space environmental systems in an operational supermarket*. In: *Energy and Buildings* 144 (2017), S. 129–143. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778817309544>
- [15] JANDROKOVIC, Mario ; MANDL, Doris ; KAPUSTA, Friedrich: *Energiekennzahlen in Dienstleistungsgebäuden : Kennzahlen zum Energieverbrauch, die relevantesten Einsparpotentiale und Hauptverbraucher in ausgewählten Branchen*. Wien, Mai 2012
- [16] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: *Commercial Buildings Energy Consumption Survey (CBECS) Data*. URL <https://www.eia.gov/consumption/commercial/data/2012/> – Überprüfungsdatum 2018-03-02
- [17] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LAB: *EnergyPlus* : National Renewable Energy Lab (NREL). URL <https://energyplus.net/>
- [18] HAFNER, Irene: *Möglichkeiten der Co-Simulation mit dem Building Controls Virtual Test Bed für den Bereich der objektorientierten Modellbildung physikalischer Systeme*. Wien, Technische Universität München. Diplomarbeit. 2013 – Überprüfungsdatum 2018-10-09
- [19] OPEN ENERGY INFORMATION: *OpenEI Dataset*. URL <https://openei.org/wiki/Data> – Überprüfungsdatum 2018-03-05
- [20] SUHL, Leena ; MELLOULI, Taïb: *Optimierungssysteme : Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 3., korrigierte und aktualisierte Aufl. Berlin : Springer Gabler, 2013 (Springer-Lehrbuch)
- [21] DORFNER, Johannes ; HAMACHER, Thomas: *urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems — urbs 0.7.1 documentation*. URL <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/>. – Aktualisierungsdatum: 2017-09-07 – Überprüfungsdatum 2017-09-15
- [22] VDI 2067 - Blatt 1. 2012. *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*
- [23] SOLARANLAGENPORTAL: *Photovoltaik Kosten - Was kostet eine Photovoltaikanlage?* URL <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten> – Überprüfungsdatum 2018-03-05
- [24] EUPD RESEARCH SUSTAINABLE MANAGEMENT GMBH (Hrsg.): *Photovoltaik-Preismonitor Deutschland : German PV ModulePriceMonitor© 2016 Ergebnisse 1. Quartal*. Bonn, 2016
- [25] KILBURG, S.: *Kostenvergleich verschiedener Heizsysteme im Gebäudebestand*. Straubing, 2015
- [26] HENNING, Hans-Martin: Energetisch-ökonomische Bewertungsgrößen für solarthermische Anlagen. In: Ostbayerische Technologie Transfer-Institut (OTTI) (Hrsg.): *22. Symposium Thermische Solarenergie*, 2012
- [27] FUHS, Michael: *Übersicht regelbare Heizstäbe*. In: *pv magazine* 2015 (2015), Nr. 01, S. 25–27
- [28] ASUE E.V.: *BHKW-Kenndaten 2014/2015 : Module, Anbieter, Kosten*. Berlin, Oktober 2014
- [29] GEBHARD, M. ; KOHL, H. ; STEINRÖTTER, Th.: *Preisatlas : Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung*

- [30] KALTSCHMITT, Martin (Hrsg.); STREICHER, Wolfgang (Hrsg.); WIESE, Andreas (Hrsg.): *Erneuerbare Energien : Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin : Springer Vieweg, 2014
- [31] SONNE WIND & WÄRME: *Energie-Datenbank*. URL <http://www.energie-datenbank.eu/> – Überprüfungsdatum 2017-09-13
- [32] PV MAGAZINE: *Marktübersicht große Batteriespeicher*. URL <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/> – Überprüfungsdatum 2018-10-09
- [33] DORFNER, Johannes: *Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale*. München, Technische Universität München. Dissertation. 2016-10-18
- [34] EIA: *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014*. Washington, 2014
- [35] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW) (Hrsg.): *BDEW Gaspreisanalyse Mai 2018 : Haushalte*. Berlin, 29. Mai 2018
- [36] TGA FACHPLANER: *Entwicklung der Energiepreise*. URL <https://www.tga-fachplaner.de/Archiv/Heft-Archiv/article-800195-100248/entwicklung-der-energiepreise-.html> – Überprüfungsdatum 2018-10-04
- [37] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 : Haushalt und Industrie*. Berlin, 18. Mai 2018
- [38] SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V.: *Solarstrom-Vergütungen im Überblick*. URL <https://www.sfv.de/lokal/mails/sj/verguetu.htm> – Überprüfungsdatum 2018-05-28
- [39] VERBRAUCHERZENTRALE: *Kleine Blockheizkraftwerke: Die Heizung, die auch Strom liefert*. URL <https://www.verbraucherzentrale.de/BHKW-Verguetung> – Überprüfungsdatum 2017-09-18
- [40] PETRA ICHA, Gunther Kuhs: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017*. Dessau-Roßlau, Mai 2018
- [41] DIN V 18599-1. *Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger*
- [42] *Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2014 & 2017)*. URL www.erneuerbare-energien.de
- [43] BUNDESNETZAGENTUR: *Fördersätze für PV-Anlagen*. URL www.bundesnetzagentur.de
- [44] BUNDESNETZAGENTUR: *Leitfaden zur Eigenversorgung*. URL www.bundesnetzagentur.de
- [45] DR. FLORIAN VALENTIN ; DR. STEFFEN HERZ: *PV-Eigenverbrauch : Anwenderleitfaden zur PV-Anlagenpacht*. URL www.solarwirtschaft.de
- [46] *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. URL www.netztransparenz.de
- [47] BUNDESNETZAGENTUR: *Veröffentlichung auf der Internetpräsenz der BNetzA*. URL www.bundesnetzagentur.de

[48] BUNDESTAG: *Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes* (idF v. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49, S. 2532, Bonn) (2017). URL www.bmwi.de