

Eine nachhaltige Wärmewende mit dezentraler KWK und klimafreundlichen Gasen

Studie

Joel David Schölzel, M.Sc.

RWTH Aachen University, E.ON Energieforschungszentrum, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik

Prof. Dr.-Ing. Rita Streblow

RWTH Aachen University, E.ON Energieforschungszentrum, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de

Eine nachhaltige Wärmewende mit dezentraler KWK und klimafreundlichen Gasen

Ein nachhaltiger Wärmesektor – Teil 3

Studie

März 2022

DVGW-Förderkennzeichen G 202116

Zusammenfassung

Die fortschreitende Energiewende führt im Gebäudesektor zu einer stärkeren Diversifizierung der Gebäudeenergiesysteme. Aus dem zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen entsteht eine steigende Stromnachfrage. Durch den Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie Photovoltaik wird eine nachhaltige, dezentrale Stromerzeugung begünstigt. Während von PV-Anlagen der Strom volatil und entkoppelt vom Strom- sowie Wärmebedarf ins lokale Verteilnetz eingespeist wird, besitzt der intelligente Betrieb von KWK-Anlagen das Potential, den lokal erzeugten Strom gezielt zu Zeiten des Strombedarfes im Netz zu generieren.

Ein solcher, an Verteilnetzzustände gekoppelter Betrieb von KWK-Anlagen, bietet neben der Integration lokalen Stroms die Möglichkeit das Verteilnetz zu entlasten. Hierbei können zum einen starke Überlastungen einzelner Netzabschnitte vermieden werden, zum anderen können steile Lastgradienten reduziert und somit ein schonender Betrieb der Netz-Assets forciert werden.

Ziel dieser Studie ist die Netzauslastungen bei steigender Elektrifizierung und die Synergien im Stromsystem durch den Betrieb von Wärmepumpen und KWK-Anlagen zu analysieren. Außerdem wird die Nutzung unterschiedlicher Flexibilitäten im Netz untersucht.

Die Auswertungen erfolgen für ein Stadtnetz, in dem die Gebäude mittels einer typischen Verteilnetzstruktur stromseitig vernetzt sind. Für unterschiedliche Technologiedurchdringungen der Wärmeerzeuger im Quartier werden die sich ergebenden Endenergiebedarfe sowie die Auslastung am Ortsnetztransformator simuliert. In weiteren Szenarien wird der Einfluss von PV-Anlagen, Elektroautos, der Betriebsweise sowie des Sanierungszustands des Quartiers untersucht. Schließlich werden für den systemisch wirksamen Einsatz von KWK-Anlagen neue Förderansätze identifiziert und die Auswirkungen auf die resultierenden CO₂-Emissionen und Netzauslastungen analysiert. Basierend auf diesen Analysen wird der Demand-Generation-Overlap-Coefficient als Systemfaktor vorgestellt. Dieser dient als vereinfachte Kenngröße, um das mögliche Handelsvolumen innerhalb von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften zu quantifizieren.

Die Analysen zeigen, dass KWK-Anlagen in der Quartiersbilanz sowohl den Haushaltsstrombedarf als auch den Strombedarf der Wärmepumpen signifikant senken können. In Abhängigkeit der Anzahl an Wärmepumpen im Quartier können durch KWK-Anlagen die Peak-Strombezugsleistungen um bis zu 64,4 % reduziert werden. Im Vergleich zum Einsatz von Gaskesseln, wird der Gasbedarf erhöht.

Mithilfe einer systemischen Betriebsweise wird die Peak-Strombezugsleistung zusätzlich um bis zu 19,6 % reduziert und größere thermische Speicherkapazitäten ermöglichen eine autarke Stromversorgung des Quartiers. E-Autos stellen eine zusätzliche Herausforderung für die Stromversorgung da. Die Peak-Strombezugsleistung steigt um bis zu 46 % und der Strombedarf nimmt ebenfalls zu. In einem systemischen Betrieb reduzieren die KWK-Anlagen diese zusätzliche Belastung signifikant. Sanierungsmaßnahmen reduzieren den Heizenergiebedarf und damit auch das elektrische Ausgleichspotential der KWK-Anlagen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Energiesystemmodellierung	3
2.1	Definition typischer Gebäudezusammensetzungen in Niederspannungsnetzen	3
2.2	Modellierung der Bedarfe	5
2.2.1	Heizwärmebedarfsprofile.....	5
2.2.2	Strom- und Trinkwarmwasserbedarfsprofile	6
2.3	Optimierungsmodell	8
3	Szenarien und Randbedingungen	12
3.1	Betrachtete Szenarien.....	12
3.2	Kennwerte und Randbedingungen	14
4	Ergebnisse	16
4.1	Einfluss des Technologiemies	16
4.2	Einfluss der Betriebsweise	18
4.3	Einfluss einer vollständigen Durchdringung der Elektromobilität.....	21
4.4	Einfluss einer vollständigen Durchdringung der Photovoltaik.....	23
4.5	Einfluss der Sanierungsmaßnahmen.....	29
4.6	Förderansätze für den systemisch wirksamen Einsatz der KWK	31
5	Schlussfolgerung und Ausblick.....	34
6	Literaturverzeichnis	35
7	Abkürzungsverzeichnis	36
8	Formelverzeichnis	37
9	Abbildungsverzeichnis.....	38
	Anhang.....	40

1 Einleitung

Die fortschreitende Energiewende führt im Gebäudesektor zu einer stärkeren Diversifizierung der Gebäudeenergiesysteme. Aus dem zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen (WP) sowie Elektrofahrzeugen (E-Autos) entsteht eine steigende Stromnachfrage. Durch den Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) sowie Photovoltaik (PV) wird eine nachhaltige, dezentrale Stromerzeugung begünstigt. Während von PV-Anlagen der Strom volatil und entkoppelt vom Strom- und Wärmebedarf ins lokale Verteilnetz eingespeist wird, besitzt der intelligente Betrieb von KWK-Anlagen das Potential, den lokal erzeugten Strom gezielt zu Zeiten des Strombedarfes im Netz zu generieren.

Ein solcher, an Verteilnetzzustände gekoppelter Betrieb von KWK-Anlagen, bietet neben der Integration lokalen Stroms hinaus die Möglichkeit das Verteilnetz zu entlasten. Hierbei können zum einen starke Überlastungen einzelner Netzabschnitte vermieden werden, zum anderen können steile Lastgradienten reduziert und somit ein schonender Betrieb der Netz-Assets forciert werden.

Abbildung 1.1 stellt beispielhaft die Strombezugs- und Einspeiseleistungen für ein vorstädtisches Quartier, zusammengesetzt aus 144 Wohneinheiten, dar. Im abgebildeten Szenario wird der Wärmebedarf aller Gebäude über Luft-Wasser-Wärmepumpen und Elektro-Heizstäbe gedeckt. Jedes Gebäude besitzt eine PV-Anlage sowie ein Elektroauto. Es wird ein rein bedarfsgeführter Betrieb betrachtet, sprich eine mögliche Lastverschiebung mittels Speicher wird nicht berücksichtigt. Die Zeitauflösung des Jahresprofils beträgt 15 Minuten. In schwarz bzw. rot gestrichelt sind typische bzw. extreme Nennleistungen eines Ortsnetztransformators (ONT) für das betrachtete Niederspannungsverteilstromnetz eingezeichnet.

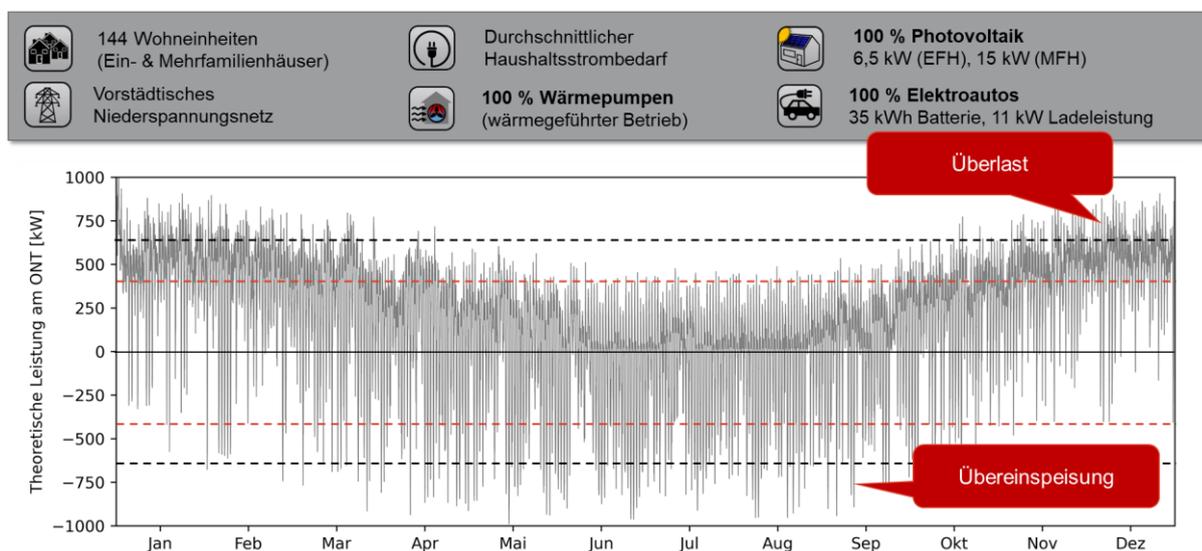


Abbildung 1.1: Auslastung des ONT in einem Vorstadtnetz (rote Linie: extremer ONT, schwarze Linie: typischer ONT) bei einer Technologiedurchdringung von 100 % Wärmepumpen, PV-Anlagen und E-Autos

Aus der Abbildung 1.1 ist ersichtlich, dass die Leistungsgrenzen beider Transformatoren zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr überschritten werden. So ist eine Überschreitung der Leistungsgrenzen in Lastrichtung (Überlast) insbesondere in den Wintermonaten zu beobachten. Dafür ist vor allem die Gleichzeitigkeit der Wärmebedarfe, welche durch die WP gedeckt werden, überlagert mit den Ladeleistungen der Elektroautos verantwortlich. In den Frühlings-

Sommer- und Herbstmonaten kommt es zu einer Überschreitung der Leistungsgrenzen in Einspeiserichtung, bedingt durch die hohe Gleichzeitigkeit der, in diesem Szenario alle gleich ausgerichteten, PV-Anlagen. Aus dem Vergleich der theoretisch anliegenden Leistungen mit den möglichen Leistungen der ONT geht hervor, dass im betrachteten Quartier Engpassarbeit verrichtet werden muss. Dies wird für den Einspeisefall in der Regel durch Einspeisemanagement, sprich einer Abregelung von KWK- oder Erneuerbare-Energien-Strom (EE-Strom), umgesetzt. Lastseitig kann hier Demand-Side-Management zum Einsatz kommen.

Zusammenfassend zeigt diese Untersuchung beispielhaft, dass eine Beschränkung auf WP als einzige Wärmeerzeugertechnologie im Quartier zu Engpässen in Lastrichtung führen kann. Auf der anderen Seite besteht die Gefahr von Engpässen in Einspeiserichtung, wenn ausschließlich KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung im Quartier genutzt werden. Diese Effekte können durch dezentrale Stromerzeugungsanlagen oder Strombedarf zu Mobilitätszwecken verstärkt werden. Diese Szenarien werfen deswegen die Frage auf, inwieweit ein Technologiemix aus KWK und WP im Quartier zur Minimierung der Engpässe beiträgt, indem der vor Ort erzeugte Strom lokal genutzt wird und Flexibilitäten intelligent betrieben werden.

Ziele dieser Studie sind folglich:

- Die Netzauslastungen bei steigender Elektrifizierung zu untersuchen
- Die Synergien im Stromsystem durch den Betrieb von Wärmepumpen und KWK-Anlagen zu analysieren
- Die Auswirkungen unterschiedlicher Flexibilitäten im Netz zu ermitteln

Die von den KWK-Anlagen erzeugte Wärme wird vollständig für die Deckung des Wärmebedarfs der Gebäude verwendet. Alternative Wärmesenken wie beispielsweise Wärmenetze werden in dieser Studie nicht betrachtet. Weiter liegt der Fokus bei den Wärmeerzeugern auf Gaskessel, WP und KWK-Anlagen. Solarwärmeanlagen werden somit nicht berücksichtigt. Außerdem liegt der Schwerpunkt in der Betrachtung des deutschen Wohngebäudebestands, der repräsentativ durch Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) abgebildet wird.

2 Energiesystemmodellierung

2.1 Definition typischer Gebäudezusammensetzungen in Niederspannungsnetzen

Im Rahmen dieser Studie werden repräsentative Gebäudezusammensetzungen innerhalb repräsentativer Netzstrukturen betrachtet. Diese werden im Folgenden als Quartier bezeichnet. Ein Quartier ist folglich aus einer Anzahl an Gebäuden, der Zusammensetzung unterschiedlicher Gebäudetypen sowie deren Vernetzung untereinander definiert.

Als Netze werden hier die in [1] durch statistische Analyse ermittelten repräsentativen Niederspannungs-Verteilnetze für Deutschland herangezogen. Diese werden in [1] gemäß ihrer Netzklasse (Land, Dorf, Vorstadt), gemäß der Anzahl an Verbrauchern sowie ihrer Repräsentativität (typisch, extrem) weiter klassifiziert. Für jedes repräsentative Netz sind die Leistungsgrenzen der Betriebsmittel angegeben; die Netztopologie wird durch die Anzahl der Netzstrahlen, Anzahl Gebäude pro Netzstrahl sowie die Länge der Teilabschnitte beschrieben. Für diese Netzstrukturen existiert keine eindeutige Klassifizierung in Bezug auf die Bebauungscharakteristik [1]. In explizit gezeigten Beispielnetzen ist innerhalb eines Netzes eine vorwiegend homogene Gebäudestruktur, sprich ein Stadtraumtyp (Einfamilienhaus-Siedlung, Mehrfamilienhaus-Blockrandbebauung, ...) vorhanden.

Wohnflächen und Häufigkeiten im deutschen Wohngebäudebestand / Basis-Typen / Baujahr bis 2009, Stand: Mai 2011 [Diefenbach 2013]												
er Gebäude- und ilung 2011	Baualtersklassen										Summe	Ant
	bis 1860	1861 - 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1958 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2009		
11	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J		
EFH												
Anzahl Wohngebäude in Tsd.	330	966	1.131	859	1.509	1.507	704	1.160	1.035	775	9.976	
Anzahl Wohnungen in Tsd.	399	1.213	1.389	1.060	1.948	1.915	881	1.397	1.204	858	12.263	
Wohnfläche in Mio. m ²	46	135	150	116	218	233	110	178	158	119	1.463	
RH												
Anzahl Wohngebäude in Tsd.		148	492	710	447	633	611	335	652	619	384	5.030
Anzahl Wohnungen in Tsd.		181	617	840	546	749	685	374	722	674	409	5.796
Wohnfläche in Mio. m ²		19	62	82	52	76	79	45	85	80	52	633
MFH												
Anzahl Wohngebäude in Tsd.	54	442	388	356	586	412	146	309	244	85	3.023	
Anzahl Wohnungen in Tsd.	214	2.177	1.911	2.003	3.348	2.313	852	1.826	1.390	461	16.495	
Wohnfläche in Mio. m ²	16	163	129	125	225	169	64	133	104	39	1.168	
GMH												
Anzahl Wohngebäude in Tsd.		0,6	28,7	7,4	17,3	34,0	50,1	15,0	28,7	20,9	7,6	210
Anzahl Wohnungen in Tsd.		11	526	126	308	818	1.366	356	605	408	151	4.674
Wohnfläche in Mio. m ²		0,7	35,8	7,9	17,0	47,1	86,7	21,9	34,8	25,5	10,4	288

Abbildung 2.1: Anzahl an EFH und MFH verschiedener Baualtersklassen in deutschen Gebäudebestand [2]

In der vorliegenden Studie wird die Annahme getroffen, dass die Anzahl der EFH und MFH nach Baualtersklasse innerhalb des Quartiers einem für Deutschland repräsentativen Gebäudebestand entsprechen. Die Abbildung 2.1 zeigt für verschiedene Baualtersklassen die Anzahl an EFH und MFH in Deutschland. Der Fokus der hiesigen Betrachtung liegt dabei auf Wohnquartieren. Als Grundlage zur Erstellung einer für den Gebäudebestand repräsentativen Zusammensetzung von Gebäuden, dient die TABULA Gebäudedatenbank [3]. Diese beinhaltet neben einer deutschen Gebäudetypologie eine Abschätzung der im nationalen Bestand vertretenen Anteile der jeweiligen Gebäudetypen [2].

Die absolut gezeigten Zahlen entsprechen prozentualen Anteilen von 32,3 % EFH und 17,7 % MFH im deutschen Gebäudebestand. Hinsichtlich des aktuellen Sanierungsstands von Wohngebäuden werden zum einen die Anteile an Sanierungen je Element der Gebäudehülle je Baualtersklasse (Abbildung 2.2) sowie eine regionale Aufteilung nach Sanierungsstand (Abbildung 2.3) analysiert.

Prozentsätze bezogen auf die Gebäudeanzahl der jeweiligen Klassen				
Prozentualer Anteil der modernisierten Elementfläche (mit verbessertem Wärmeschutz)				
Gebäudeklassen	EFH	EFH	MFH	MFH
	bis 1978	1979-1994	bis 1978	1979-1994
Wände	20%	7%	26%	15%
Dach / Oberste Geschossdecke	47%	24%	48%	23%
Untergeschoss / Kellerdecke	10%	3%	11%	7%
Fenster	35%	12%	44%	24%

Abbildung 2.2: Prozentuale Anteile an energetisch sanierten Bauteilen verschiedener Baualtersklassen [2]

	Unsanert	Teilsaniert	Vollsanert	Neubau
Deutschland	35,9	51,4	4,3	8,4
Hamburg	47,4	45,3	2,1	5,2
Berlin	40,5	46,2	4,8	8,6
Baden-Württemberg	38,3	49,9	4,2	7,6
Hessen	38,1	52,4	3,4	6,2
Rheinland-Pfalz	37,8	50,7	3,5	8,1
Bremen	37,2	53,1	4,7	5,1
Bayern	37,0	49,8	4,3	8,9
Nordrhein-Westfalen	36,8	52,1	3,8	7,3
Schleswig-Holstein	35,9	51,3	3,3	9,5
Niedersachsen	34,4	52,0	4,3	9,2
Saarland	33,7	57,2	4,3	4,8
Thüringen	25,8	56,8	7,2	10,1
Sachsen	25,1	55,5	8,5	11,0
Sachsen-Anhalt	24,9	58,4	7,5	9,3
Mecklenburg Vorpommern	24,4	48,7	7,7	19,1
Brandenburg	23,3	50,3	7,4	19,0

Angaben in %

Abbildung 2.3: Regionaler Vergleich der Anteile der Wohngebäude nach Sanierungsstand [2]

Zusammenfassend wird, wie in Abbildung 2.3 zusehen, für die vorliegende Studie angenommen, dass 55,7 % der Wohngebäude des nationalen Gebäudebestands (teil-)saniert sind. Der sanierte Zustand wird berücksichtigt, indem für diese Gebäude der erste sanierte Zustand aus der TABULA Gebäudedatenbank angenommen wird. Der Neubau wird durch die Baualtersklassen ab dem Jahr 2010 dargestellt.

Maßnahme	Energieeinsparung
Dämmung	
- der Fassade	ca. 22 Prozent
- des Dachs	ca. 15 Prozent
- der Kellerdecke	ca. 10 Prozent
Austausch der Fenster	ca. 6 Prozent
Austausch der Heizungsanlage	ca. 17 Prozent

Abbildung 2.4: Energetische Sanierungsmaßnahmen und ihre Auswirkung auf die Energieeinsparungen [4]

Hinsichtlich eines möglichen Sanierungsstands von Wohngebäuden für 2040 werden verschiedene Annahmen getroffen. Die Sanierungsrate wird für diesen Zeitraum auf 1,4% festgelegt. Weiter wird die Sanierungsrate durch die folgende Gleichung beschrieben.

$$\text{Sanierungsrate} = \frac{\text{Summe aller umfassenden Sanierungen} + \text{äquivalente Einzelmaßnahmen}}{\text{Betrachteter Gebäudebestand}}$$

Bei der angenommenen Sanierungsrate handelt es sich also um eine Vollsanierungsrate. Die Vollsanierung der Wohngebäude wird berücksichtigt, indem Gebäude, für die nach dem aktuellen Sanierungsstand noch der energetische Ausgangszustand der TABULA Gebäudedatenbank angenommen wurde, in den Szenarien für 2040 auf den zweiten sanierten Zustand gehoben werden. Diese Verbesserung entspricht in Abhängigkeit der Baualterklasse eine Reduzierung des Heizenergiebedarfs von 36% bis 66%. In diesem Bereich befinden sich ebenfalls die Energieeinsparung, die nach Abbildung 2.4 erzielt wird, wenn an einem Wohngebäude Fassade, Dach, Kellerdecke und Fenster modernisiert werden.

2.2 Modellierung der Bedarfe

2.2.1 Heizwärmebedarfsprofile

Für alle betrachteten Gebäude werden Heizwärmebedarfsprofile mittels dynamischer Gebäudesimulation generiert. Diese erfolgt innerhalb der Simulationsumgebung Dymola, die Modelle liegen dabei in der Modellierungssprache Modelica vor. Zur Erstellung der Gebäudemodelle wird das am Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimotechnik entwickelte, open source verfügbare Tool TEASER (*Tool for Energy Analysis and Simulation for Efficient Retrofit*) [5] verwendet. Es ermöglicht eine schnelle und vereinfachte Erstellung von komplexen Gebäudemodellen mit Hilfe weniger erforderlicher Parameter (Baujahr, Anzahl der Geschosse, Geschosshöhe und Netto-Wohnfläche). Im Programm hinterlegt sind die Gebäudeinformationen aus der

TABULA Gebäudedatenbank [3]. Hier sind für die in 3.1 erwähnten Gebäudekategorien - Einfamilienhaus, Reihenhaus, Mehrfamilienhaus und großes Mehrfamilienhaus - entsprechende Kennwerte zur energetischen Qualität der Gebäudehülle in Abhängigkeit von der Baualterklasse verfügbar.

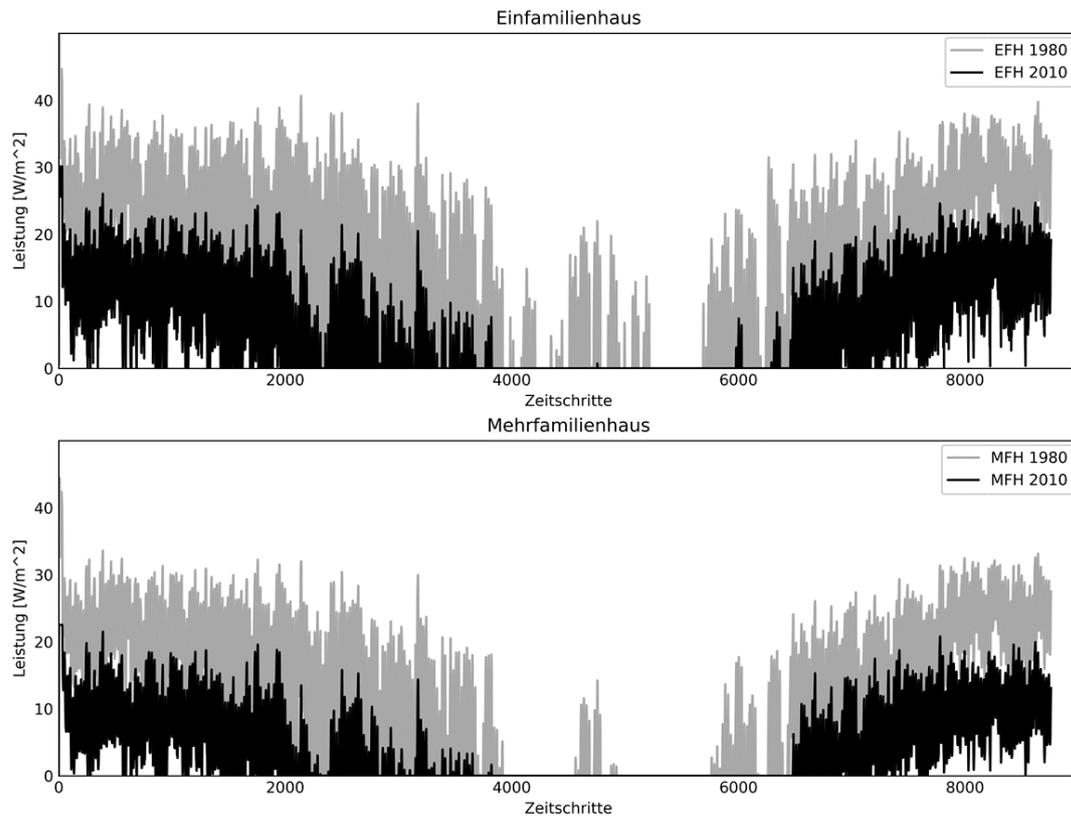


Abbildung 2.4: Heizwärmebedarfsprofile für EFH und MFH verschiedener Baualterklassen

Abbildung 2.4 zeigt exemplarisch mittels TEASER und Modelica/Dymola generierte spezifischen Heizwärmebedarfsprofile für ein 1980 und 2010 errichtetes EFH (oben) sowie für ein 1980 und 2010 errichtetes kleines MFH mit sechs Wohneinheiten (unten).

2.2.2 Strom- und Trinkwarmwasserbedarfsprofile

Zur Ermittlung der Bedarfsprofile für den Haushaltsstrom wird das Tool richardsonpy, eine Python Version des Richardson-Tools [6], verwendet. Das Tool wurde zur Generierung stochastischer Profile für die Anwesenheit und den Elektrizitätsbedarf in Wohngebäuden entwickelt. Ausgehend von hinterlegten Start-Wahrscheinlichkeiten für die Anwesenheit sowie für den, davon abhängigen, Betriebsstatus von Haushaltsgeräten werden die synthetischen Daten basierend auf der Markov-Ketten-Technik erzeugt. Abbildung 2.5 zeigt exemplarisch drei mittels richardsonpy erzeugte Strombedarfsprofile für 7 Tage – für ein EFH in Grau, ein MFH mit sechs Wohneinheiten in Schwarz und ein MFH mit 15 Wohneinheiten in Rot.

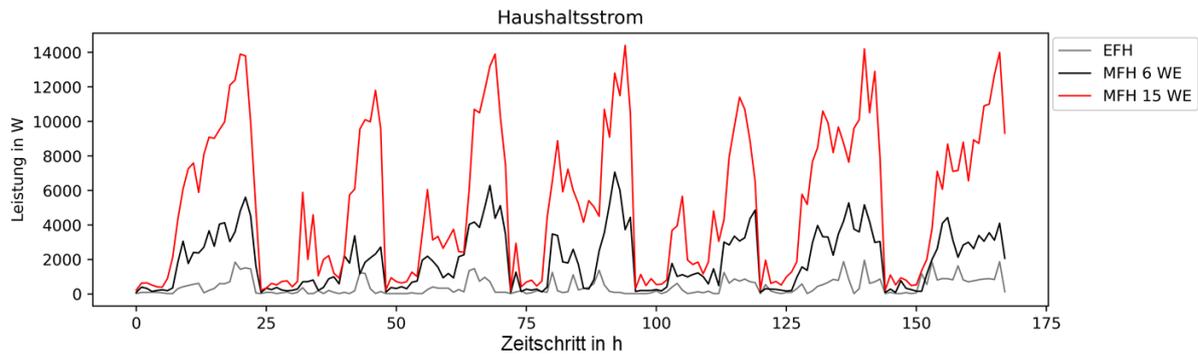


Abbildung 2.5: Synthetische Profile für den Haushaltsstrombedarf

Ein Tool aus dem Framework pyCity [7] wird verwendet, um Trinkwarmwasserprofile zu erstellen [8]. Alle getroffenen Annahmen basieren auf den Datensätzen zur Trinkwarmwassernutzung des Annex 42-Projekts der Internationalen Energieagentur [9]. Auch in diesem Tool dienen Anwesenheitsprofile als Input für eine stochastische Profilerstellung. Bei aktiver Belegung besteht die Möglichkeit, dass Warmwasser-Zapfungen auftreten, während diese bei Abwesenheit oder Inaktivität der Bewohner verhindert werden. Abbildung 2.6 zeigt exemplarisch drei mittels pyCity erzeugte Trinkwarmwasserbedarfsprofile ebenfalls für 7 Tage – für ein EFH in Grau, ein MFH mit sechs Wohneinheiten in Schwarz und ein MFH mit 15 Wohneinheiten in Rot.

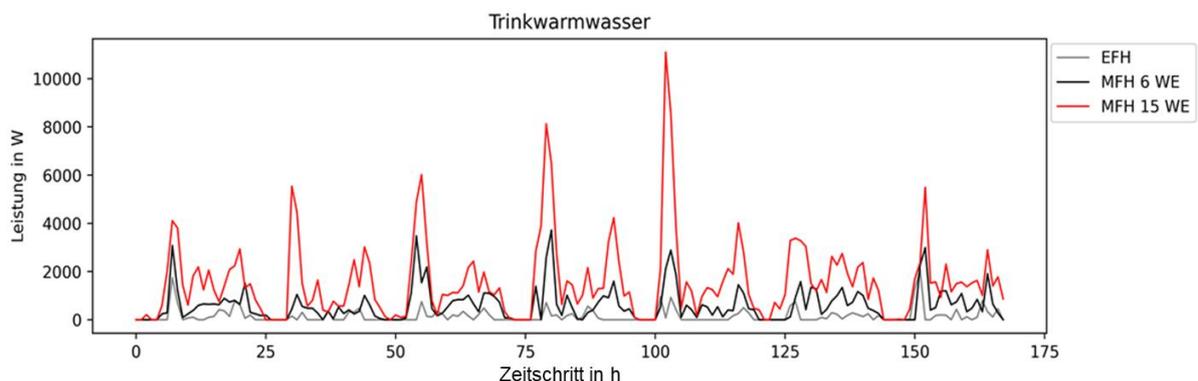


Abbildung 2.6: Synthetische Profile für den Trinkwarmwasserbedarf

Die Strom- und Trinkwarmwasserprofile werden hinsichtlich eines mittleren jährlichen Bedarfes für eine jeweils zufällig ausgewählte Anzahl an Personen im Haushalt skaliert. Als Datengrundlage wird hierbei der Stromspiegel für Deutschland 2019 [10] herangezogen. Als gültiger Zielbereich für die Skalierung werden die, der jeweiligen Bewohnerzahl zuordenbaren, Stromverbräuche der Kategorien C, D und E angesetzt. Für die Skalierung der Strombedarfsprofile wird die Kategorie „Warmwasser – ohne Strom“ ausgewählt. Zur Skalierung der Trinkwarmwasserbedarfsprofile wird die Differenz der Kategorien „Warmwasser – mit Strom“ und „Warmwasser – ohne Strom“ betrachtet. Diese Vereinfachung basiert auf der Annahme, dass in der Kategorie „Warmwasser – mit Strom“ das Warmwasser über elektrische Durchlauferhitzer erzeugt wird. Eine Übersicht der von der Aktion Stromspiegel ermittelten Vergleichswerte für den Stromverbrauch nach Gebäudetyp, Art der Warmwassererzeugung und Bewohnerzahl zeigt Abbildung 2.7.

Stromspiegel für Deutschland 2019

Ist Ihr Stromverbrauch sehr hoch oder gering?

Gebäudetyp	Warmwasser	Personen im Haushalt	Verbrauch in Kilowattstunden (kWh) pro Jahr						
			gering A	B	C	D	E	F	sehr hoch G
Haus	ohne Strom	1 Person	bis 1.300	bis 1.700	bis 2.000	bis 2.500	bis 3.000	bis 4.000	über 4.000
		2 Personen	bis 2.000	bis 2.500	bis 2.800	bis 3.100	bis 3.600	bis 4.400	über 4.400
		3 Personen	bis 2.500	bis 3.000	bis 3.500	bis 3.800	bis 4.300	bis 5.300	über 5.300
		4 Personen	bis 2.900	bis 3.500	bis 4.000	bis 4.300	bis 5.000	bis 6.000	über 6.000
	mit Strom	4 Personen +	bis 3.500	bis 4.100	bis 4.800	bis 5.500	bis 6.300	bis 8.000	über 8.000
		5 Personen	bis 4.200	bis 5.000	bis 6.000	bis 7.000	bis 8.400	bis 11.000	über 11.000
Wohnung	ohne Strom	1 Person	bis 800	bis 1.000	bis 1.300	bis 1.500	bis 1.800	bis 2.200	über 2.200
		2 Personen	bis 1.300	bis 1.600	bis 2.000	bis 2.400	bis 2.600	bis 3.000	über 3.000
		3 Personen	bis 1.600	bis 2.000	bis 2.500	bis 2.900	bis 3.400	bis 4.000	über 4.000
		4 Personen	bis 1.900	bis 2.300	bis 2.800	bis 3.200	bis 3.900	bis 4.500	über 4.500
	mit Strom	4 Personen +	bis 2.000	bis 2.700	bis 3.300	bis 4.000	bis 5.000	bis 6.000	über 6.000
		5 Personen	bis 2.500	bis 3.100	bis 3.600	bis 4.000	bis 4.600	bis 5.700	über 5.700
			bis 2.800	bis 3.600	bis 4.000	bis 4.800	bis 5.400	bis 6.800	über 6.800
			bis 3.000	bis 4.500	bis 5.200	bis 6.000	bis 7.000	bis 9.000	über 9.000

■ **A = gering**
 Glückwunsch, Sie verbrauchen viel weniger Strom als vergleichbare Haushalte.

■ **B = niedrig**
 Sie benötigen weniger Strom als vergleichbare Haushalte. Doch auch Sie können noch sparen.

■ **C und D = mittel**
 Ihr Verbrauch liegt im Schnitt bzw. leicht darunter. Nutzen Sie alle Möglichkeiten zum Stromsparen aus.

■ **E und F = hoch**
 Sie verbrauchen mehr Strom als jeder zweite vergleichbare Haushalt. Stromsparen lohnt sich für Sie besonders.

■ **G = sehr hoch**
 Sie sollten dringend handeln. Sie verbrauchen mehr Strom als 85 % aller vergleichbaren Haushalte.

Abbildung 2.7: Vergleichswerte für den Stromverbrauch nach Gebäudetyp, Art der Warmwassererzeugung und Bewohnerzahl

Zur Erstellung der E-Auto Ladebedarfsprofile wird ebenfalls ein stochastisches Modell verwendet. Dieses basiert auf Wahrscheinlichkeiten für die Ankunfts- und Abfahrzeit sowie für den Energiebedarf an bestimmten Wochentagen. Darüber hinaus können verschiedene E-Auto-Klassen und Lademuster gewählt werden. Durch die Wahl der E-Auto-Klasse wird die Batteriegröße vorgegeben. Mögliche Lademuster sind „residential“ und „commercial“ wobei ersteres heimischem Laden, zweiteres Laden während der Arbeitszeit entspricht. In der vorliegenden Studie wird ausschließlich das Lademuster „residential“ betrachtet.

2.3 Optimierungsmodell

Für die betrachteten Quartiere wird eine Optimierung des Betriebs durchgeführt. Dazu wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm erstellt.

Abbildung 2.8 zeigt den schematischen Aufbau des Modells. Modellinputs sind die oben beschriebenen 15-minütig aufgelösten und gebäudescharf vorliegenden Bedarfsprofile sowie die Wetterdaten (Temperaturprofil, Profil der solaren Einstrahlung). Darüber hinaus können Emissionsfaktoren, Primärenergie-Faktoren (PE-Faktoren), Energiepreise, etc. eingelesen werden. Weitere Inputs sind Informationen über das zu analysierende Energiesystem. Diese beinhalten die Anlagenausstattung je Gebäude sowie die Dimensionierung der Anlagen. Weitere Angaben wie physikalische und technische Parameter können hinterlegt werden.

Outputs des Modells sind die Ergebnisse der Betriebsoptimierung. Diese geben beispielsweise für jede Anlage zu jedem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraumes dessen Leistung wider. Durch

eine Analyse des Anlagenbetriebs im gesamten Quartier, kann im post-Processing die theoretische Netzbelastung bestimmt werden. Darüber hinaus werden die aggregierten Werte für den Quartiersenergiebedarf sowie die lokalen Emissionen im Betrachtungszeitraum vom Modell ausgegeben.

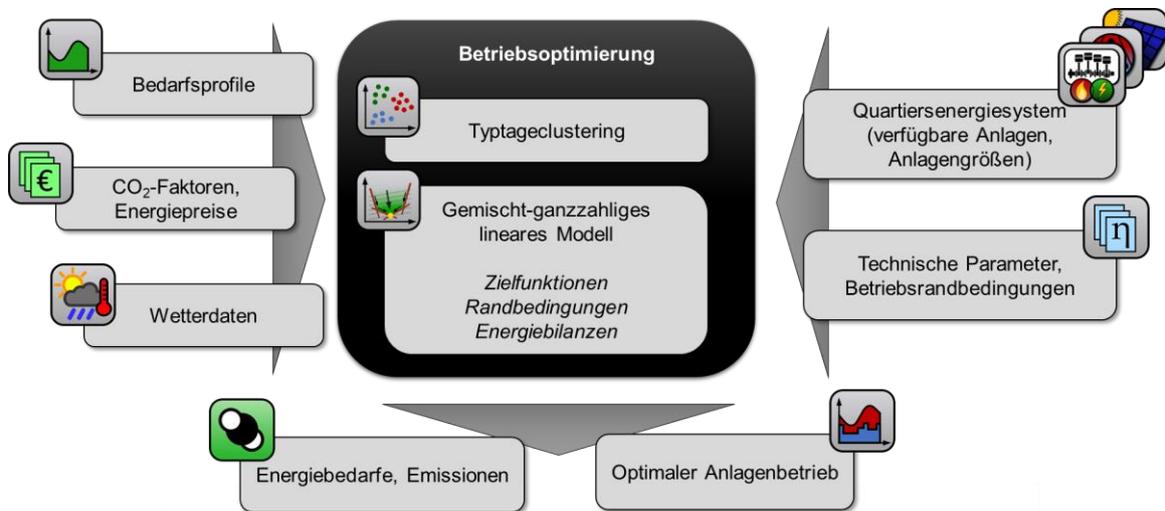


Abbildung 2.8: Schematischer Aufbau des Modells zur Betriebsoptimierung

Die Betriebsoptimierung wird unabhängig für vier repräsentative Wochen durchgeführt. Zur Ermittlung von repräsentativen Wochen werden die für ein Jahr ermittelten 15-minütig aufgelösten Profile mit Hilfe von Zeitreihenaggregationsmethodik, hier k-Medoids, geclustert. Für jede Typwoche ist bekannt, wie häufig sie innerhalb eines Jahres vorkommt. Basierend auf dieser Information können die Optimierungsergebnisse im post-Processing auf ein Jahr hochgerechnet werden.

Für jede Typwoche werden innerhalb des gemischt-ganzzahligen linearen Programms jeweils die folgenden Zielfunktionen gelöst, welche unterschiedliche Betriebsweisen darstellen.

Die erste Zielfunktion

$$\min_{Emi, P, W, Q, SOC} Cost_{total}$$

strebt eine Minimierung der Gesamtkosten des Quartiers $Cost_{total}$ an und stellt den kostenoptimierten Betrieb des Quartiers dar.

Die zweite Zielfunktion

$$\min_{Emi, P, W, Q, SOC} Cost_{total} + pen \cdot P_{ONT}$$

strebt neben der Minimierung der Gesamtkosten auch die Reduzierung der Leistung am ONT P_{ONT} an, welche mit einem Penalty-Faktor bestraft wird. Diese Zielfunktion beschreibt den systemischen Betrieb des Quartiers. Die Variablen des Optimierungsproblems werden in den folgenden Gleichungen fett, die Parameter normal gedruckt.

Die Kosten für den Energiebezug des Quartiers ergeben sich dabei aus dem Summenprodukt der importierten Energiemenge W_{imp} eines Energieträgers s und dessen Kosten k .

$$\text{Cost}_{\text{total}} = \sum_{s \in S} k_s \cdot W_{\text{imp},s}$$

Die Leistung am ONT entspricht der maximalen Strombezugsleistung, welche über den Betrachtungszeitraum auftritt.

$$P_{\text{ONT}} \geq P_{\text{imp,Strom},t} \quad \forall t \in T$$

Die in dieser Studie betrachteten Energieträger sind Strom und Gas $S = \{\text{Strom, Gas}\}$. Die importierte Energiemenge ergibt sich für beide Energieträger aus dem Integral der Leistungen über alle Zeitpunkte t des einwöchigen Betrachtungszeitraums $T = \{1, \dots, 672\}$. Da Gas nicht zwischen den Gebäuden ausgetauscht wird, ergibt sich die Energiemenge als Summe der von allen Gebäuden n durch die KWK-Anlage (KWK) oder den Gaskessel (Boiler) bezogenen Energie.

$$W_{\text{imp,Strom}} = \sum_{t \in T} \Delta t \cdot P_{\text{imp,Strom},t}$$

$$W_{\text{imp,Gas}} = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \Delta t \cdot (P_{\text{imp,Gas,KWK},n,t} + P_{\text{imp,Gas,Boiler},n,t})$$

Strom hingegen kann von Gebäuden nicht nur bezogen, sondern auch ins Niederspannungsnetz eingespeist werden. Somit existiert die Möglichkeit zum Austausch zwischen den Gebäuden.

$$P_{\text{imp,Strom},t} + \sum_{n \in N} P_{\text{exp,Strom},n,t} = P_{\text{exp,Strom},t} + \sum_{n \in N} P_{\text{imp,Strom},n,t} \quad \forall n, t$$

Die Strombilanz eines Gebäudes lautet dabei wie folgt. Durch sie wird sichergestellt, dass jeglicher vom Gebäude bezogener oder im Gebäude generierter Strom (z. B. durch PV oder CHP) im Gebäude genutzt wird (z. B. für den Haushaltsstrombedarf, zur Ladung des E-Autos oder zur Wärmeerzeugung in einem der elektrothermischen Heizenergiesysteme $h \in H = \{\text{WP}_{\text{VL35}}, \text{WP}_{\text{VL55}}, \text{EH}\}$) oder ins Netz eingespeist wird.

$$P_{\text{imp,Strom},n,t} + P_{\text{PV},n,t} + P_{\text{Strom,KWK},n,t} = P_{\text{exp,Strom},n,t} + P_{\text{Haushalt},n,t} + P_{\text{EV},n,t} + \sum_{h \in H} P_{\text{Strom},h,n,t} \quad \forall n, t$$

Der thermische Speicher (TES) kann durch alle gasbasierten und elektrothermischen Wärmeerzeuger beladen werden. Die Entladung dient der Deckung des Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs. Letzterer kann anteilig durch einen elektrischen Heizstab (EH) gedeckt werden. Diese Möglichkeit kommt insbesondere für neuere Gebäude mit Wärmepumpensystemen zum Tragen, da für diese eine niedrigere Heizungsvorlauftemperatur θ_{VL} als geforderte Trinkwarmwassertemperatur θ_{TWW} angenommen wird. Der binäre Parameter x_w gibt dabei an, ob die Wärmepumpe $w \in \Omega = \{\text{WP}_{\text{VL35}}, \text{WP}_{\text{VL55}}\}$ im betrachteten Szenario existiert.

$$\dot{Q}_{\text{TES,ch},n,t} = \dot{Q}_{\text{KWK},n,t} + \dot{Q}_{\text{Boiler},n,t} + \sum_{h \in H} \dot{Q}_{h,n,t} \quad \forall n, t$$

$$\dot{Q}_{\text{TES,dch},n,t} = \dot{Q}_{\text{Raumw\u00e4rme},n,t} + \dot{Q}_{\text{TWW},n,t} - \dot{Q}_{\text{TWW,EH},n,t} \quad \forall n, t$$

$$\dot{Q}_{\text{TWW,EH},n,t} \geq \dot{Q}_{\text{TWW},n,t} \cdot \sum_{w \in \Omega} \frac{\theta_{\text{TWW}} - \theta_{\text{VL}}}{\theta_{\text{TWW}} - \theta_{\text{RL}}} x_w \quad \forall n, t$$

Der Ladezustand (SOC f\u00fcr eng. State-of-Charge) des thermischen Speichers zu jedem Zeitpunkt wird \u00fcber die folgende Energiebilanz bestimmt.

$$\text{SOC}_{\text{TES},n,t} = \phi_{\text{TES}} \cdot \text{SOC}_{\text{TES},n,t-1} + \Delta t \cdot (\dot{Q}_{\text{TES,ch},n,t} - \dot{Q}_{\text{TES,dch},n,t}) \quad \forall n, t$$

$$\text{SOC}_{\text{TES},n,0} = \text{SOC}_{\text{TES,init},n} \quad \forall n$$

$$\text{SOC}_{\text{TES},n,|T|} = \text{SOC}_{\text{TES,init},n} \quad \forall n$$

Die Kopplung der thermischen und elektrischen Leistungen mit den bezogenen Gasleistungen ist f\u00fcr die einzelnen Erzeuger \u00fcber den Wirkungsgrad vorgesehen.

$$P_{\text{EH},n,t} = \eta_{\text{EH}} (\dot{Q}_{\text{EH},n,t} + \dot{Q}_{\text{TWW,EH},n,t}) \quad \forall n, t$$

$$\dot{Q}_{w,n,t} = \text{COP}_{w,t} \cdot P_{w,n,t} \quad \forall w, n, t$$

$$\dot{Q}_{\text{Boiler},n,t} = \eta_{\text{Boiler}} \cdot P_{\text{imp,Gas,KWK},n,t} \quad \forall n, t$$

$$P_{\text{KWK},n,t} = \eta_{\text{CHP,el}} \cdot P_{\text{imp,Gas,KWK},n,t} \quad \forall n, t$$

$$\dot{Q}_{\text{KWK},n,t} = \eta_{\text{CHP,th}} \cdot P_{\text{imp,Gas,KWK},n,t} \quad \forall n, t$$

Der Batteriespeicher (BAT) kann durch eine am Geb\u00e4ude vorhandene PV- und KWK-Anlage sowie durch den Netzbezug beladen werden. Die Entladung dient der Deckung des Haushaltsstrombedarfs und des m\u00f6glichen Strombedarfs einer W\u00e4rmepumpe.

$$\text{SOC}_{\text{BAT},n,t} = \text{SOC}_{\text{BAT},n,t-1} + \Delta t \cdot \left(\eta_{\text{BAT,ch}} P_{\text{BAT,ch},n,t} - \frac{P_{\text{BAT,dch},n,t}}{\eta_{\text{BAT,dch}}} \right) \quad \forall n, t$$

$$\text{SOC}_{\text{BAT},n,0} = \text{SOC}_{\text{BAT,init},n} \quad \forall n$$

$$\text{SOC}_{\text{BAT},n,|T|} = \text{SOC}_{\text{BAT,init},n} \quad \forall n$$

Die E-Autos werden in den betrachteten Szenarien bedarfsgef\u00fchrt beladen. Dementsprechend ist die Ladeleistung zu jedem Zeitpunkt gleich dem berechneten Bedarf.

3 Szenarien und Randbedingungen

3.1 Betrachtete Szenarien

In der vorliegenden Studie wird ein vorstädtisches Niederspannungsnetz nach Kerber betrachtet [1]. In der Abbildungen 3.1 ist das Vorstadtnetz dargestellt. Dieses besteht aus insgesamt 144 Gebäuden. Davon sind 111 Einfamilienhäuser aus den Baualtersklassen, die in Abbildung 3.2 zu sehen sind. Des Weiteren werden 33 Mehrfamilienhäuser mit 3 bis 12 Wohneinheiten (WE) betrachtet. Die Aufteilung auf die Baualtersklassen ist ebenfalls in der Abbildung 3.2 zu finden. Die Quartierszusammensetzung für das Jahr 2040 wird in Abbildung 3.3 tabellarisch zusammengefasst.

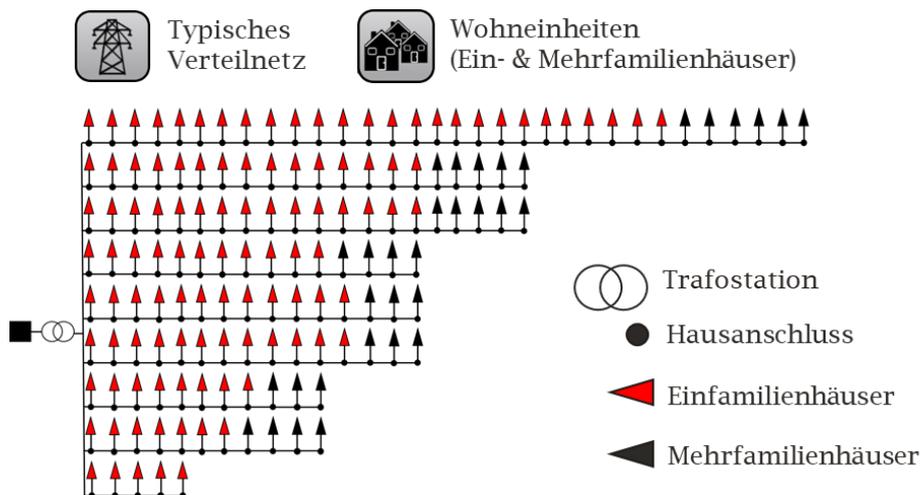


Abbildung 3.1: Vorstadtnetz mit vorhandenen Wohngebäuden aufgeteilt nach Haustyp

	Bis 1859	1860-1918	1919-1948	1949-1957	1958-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-heute
EFH	3 retr	10 retr	8 def, 4 retr	6 def, 3 retr	12 def, 4 retr	12 def, 4 retr	5 def, 2 retr	10 def, 2 retr	11 def	8 def	7 def
MFH	0	4 retr	3 def, 1 retr	2 def, 2 retr	3 def, 3 retr	3 def, 1 retr	2 retr	2 def, 1 retr	3 def	1 def	2 def

Abbildung 3.2: Quartierszusammensetzung mit Anzahl der Gebäude Sanierungszustand für 2020

Wie bereits beschrieben, wurde für den Zeitraum bis 2040 eine Vollsanierungsrate von 1,4 % angenommen. Bei 144 Gebäuden werden also jährlich annähernd an zwei Gebäuden die in Abschnitt 2.1 erläuterten Modernisierungsmaßnahmen umgesetzt. Die Gesamtanzahl der umfassend modernisierten Gebäude wurde über die Baualtersklassen mit einer Weibullfunktion verteilt. Drei Viertel wurden davon den EFH und ein Viertel den MFH zugeordnet. Die Abkürzung „def“ bedeutet, dass für diese Gebäude ein energetischer Zustand angenommen wird, der dem für die Baualtersklasse typischen Errichtungszustand entspricht. Für „retr“ und „adv“ werden die Effizienzhäuser 100 und 55 nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) angenommen [11].

	Bis 1859	1860- 1918	1919- 1948	1949- 1957	1958- 1968	1969- 1978	1979- 1983	1984- 1994	1995- 2001	2002- 2009	2010- heute
EFH	3 retr	7 retr, 3 adv	4 def, 4 retr, 4 adv	4 def, 3 retr, 2 adv	7 def, 4 retr, 5 adv	9 def, 4 retr, 3 adv	2 retr, 5 adv	7 def, 3 retr, 2 adv	9 def, 2 adv	6 def, 2 adv	5 def, 2 adv
MFH	0	3 retr, 1 adv	2 def, 1 retr, 1 adv	2 retr, 2 adv	2 def, 2 retr, 2 adv	1 def, 1 retr, 2 adv	1 retr, 1 adv	1 def, 1 retr, 1 adv	3 def	1 def	2 def

Abbildung 3.3: Quartierszusammensetzung mit Anzahl der Gebäude im Sanierungszustand für 2040 und einer angenommenen Vollsanierrate von 1,4 %

Vier Szenarien werden ausgewählt, auf deren Ergebnisse der Optimierung im nächsten Kapitel vertiefend eingegangen wird. In Szenario 1 werden 80% der Gebäude mit WP und 20% mit Gaskesseln beheizt. In Szenario 2 wird die WP-Durchdringung auf 40% reduziert und die Gaskessel-Durchdringung auf 60% erhöht. In Szenario 3 beträgt die WP-Durchdringung 40%, die KWK-Durchdringung 40% und die Gaskessel-Durchdringung 20%. Für Szenario 4 wird das Verhältnis von Anzahl WP zu KWK-Anlagen so gewählt, dass im kostenoptimierten Betrieb der Deckungsgrad durch die Stromerzeugung der KWK-Anlagen möglichst groß ist. Gleichzeitig soll diese lokale Stromerzeugung vollständig innerhalb des Quartiers verbraucht werden. Mit diesen Annahmen wurden die Anzahl der WP und KWK-Anlagen bestimmt: 63% der Gebäude werden in Szenario 4 mit WP versorgt und 37% mit KWK-Anlagen. Eine Übersicht der ausgewählten Szenarien mit den eingesetzten Wärmeerzeugern ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

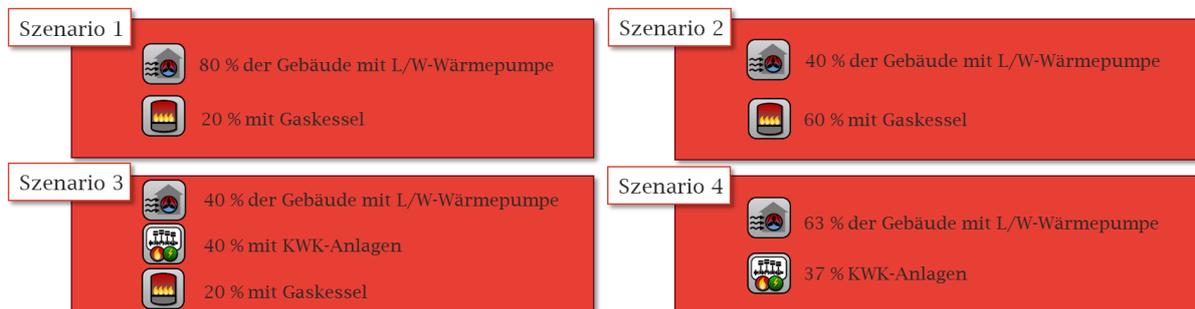


Abbildung 3.4: Betrachtete Szenarien mit Anteil der Wärmeerzeuger

Für diese vier Szenarien erfolgen weitere Auswertungen mit 50- und 100-prozentiger Durchdringung der PV-Anlagen. Weiter wird für eine vollständige PV-Durchdringung untersucht, wie thermische und elektrische Speicherkapazitäten die Netzauslastung und Versorgung in einem systemischen Quartiersbetrieb beeinflussen. Außerdem erfolgen Auswertungen zu einer vollständigen EV-Durchdringung und zu dem Einfluss der thermischen Speicherkapazitäten und der systemischen Betriebsweise. Die beschriebenen Auswertungen erfolgen schließlich auch für einen Sanierungszustand der Gebäude im Jahr 2040.

Für alle Szenarien gilt, dass die WP in den Gebäuden mit den niedrigsten spezifischen Heizenergiebedarfen eingesetzt werden. Die Gebäude, die in Szenario 1 mit Gaskesseln ausgestattet sind, werden auch in den Szenarien 2 und 3 mit Gaskesseln beheizt. In Szenario 2 werden die restlichen 40% der Gebäude ebenfalls mit Gaskesseln versorgt, in Szenario 3 werden in diesen Gebäuden KWK-Anlagen eingesetzt.

Baualterklassen des deutschen Wohngebäudebestands											
	Bis 1860	1861 - 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1959 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2009	2010 - 2019
EFH											Wärmepumpen und KWK-Anlagen
MFH	Kessel										

Abbildung 3.5: Verteilung der Wärmeerzeuger im Quartier

3.2 Kennwerte und Randbedingungen

Im Folgenden werden die technischen Parameter der einzelnen Wärmeerzeuger festgelegt, wobei diese für alle Gebäudeklassen identisch sind. Des Weiteren werden die CO₂-äquivalenten Emissionsfaktoren der verwendeten Energieträger sowie der Untersuchungsstandort des Quartiers aufgezeigt.

Abbildung 3.6 sind die Effizienzkennzahlen der verwendeten Anlagen für die Wärmebereitstellung zu entnehmen. Der Wirkungsgrad der Gas-Brennwertkessel beträgt 97 %. Für die KWK-Anlagen wird ein Gesamtwirkungsgrad von 92 % und eine Stromkennzahl von 0,49 angenommen. Der COP der Luft-Wasser-Wärmepumpen wird bei einer Außenlufttemperatur von 2 °C und einer Heizwasser-Vorlauftemperatur von 35 °C auf 3,7 festgelegt. Bei einer Heizwasser-Vorlauftemperatur von 55 °C beträgt der COP 2,5.

Anlagen	Effizienzkennzahlen
Gas-BW-Kessel	$\eta = 97 \%$
BHKW	$\omega = 92 \%, \sigma = 0,49$
Luft-Wasser-WP	$COP_{A2W35} = 3.7$
	$COP_{A2W55} = 2.5$

Abbildung 3.6: Effizienzkennzahlen der Anlagen für die Wärmebereitstellung

Die CO₂-äquivalenten Emissionsfaktoren der Energieträger Strom und Erdgas, in Abbildung 3.7 zu sehen, werden als konstant angenommen. Zusätzlich wird für die Stromerzeugung aus PV ein CO₂-äquivalenter Emissionsfaktor von 63 g/kWh verwendet [12]. Die resultierenden Emissionen werden mithilfe der Energiemenge und den CO₂-Faktoren bestimmt. Einspeisungen durch die KWK- oder PV-Anlagen in die übergeordnete Netzebene werden mit einer CO₂-Gutschrift eingerechnet, indem diese von den im Quartiersbetrieb verursachten CO₂-äquivalenten Emissionen subtrahiert werden.

Energieträger	CO ₂ - Faktor
Strombezug Netz	400 g/kWh
Erdgas	200 g/kWh

Abbildung 3.7: CO₂-äquivalente Emissionsfaktoren für die Energieträger Strom und Erdgas

Bei der Dimensionierung der Batteriespeicher wurden für die EFH und MFH unterschiedliche technische Daten verwendet. Die nutzbare Kapazität beträgt in den EFH 10 kWh und in den MFH 27,5 kWh. Die maximale Lade- und Entladeleistung wurde auf 3,4 kW und 4,6 kW festgelegt.

Die klimatischen Standortbedingungen haben einen wesentlichen Einfluss auf den jeweiligen Wärmebedarf der Gebäude. Als Untersuchungsstandort wurde der Klimareferenzstandort

Potsdam ausgewählt. Für die Optimierungsrechnungen wurde das mittlere Testreferenzjahr 2015 verwendet. Durch die Verwendung eines Testreferenzjahres werden für ein Jahr repräsentative Witterungsverläufe berücksichtigt.

4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Vorstadtnetz beschrieben. Dabei wird zunächst der Einfluss des Technologiemixes auf die Peakleistung sowie den Energiebedarf und die Emissionen resultierend aus dem Quartiersbetrieb analysiert. Es erfolgen weitere Untersuchungen zu der Peakleistung und dem Energiebedarf in Szenario 3 mit zusätzlichen Durchdringungen der Elektroautos, PV-Anlagen und Batteriespeichern. Dabei wird auch der Einfluss der Betriebsweise analysiert. Weiter werden neue Förderansätze vorgestellt, die einen kostenoptimierten Quartiersbetrieb ermöglichen. Dazu werden die Auswirkungen auf die Netzauslastung und Emissionen mit einem bedarfsgeführten Betrieb verglichen. Schließlich wird ein Systemfaktor zur Bewertung des möglichen Handelsvolumens und des Einflusses einzelner Technologien vorgestellt.

Für die Studie „Resiliente Strategien für eine nachhaltige Wärmewende mit klimafreundlichen Gasen - Ein nachhaltiger Wärmesektor Teil 2“ von Frontier Economics Ltd. wurden stündlich aufgelöste Lastprofile des Erdgasbezugs und des Strombezugs in kW für den sanierten Gebäudebestand im Jahr 2040 erstellt. Dabei wurden in den Szenarien 1 bis 3 dieselben 20 % der Wohngebäude, die mit einem Gaskessel beheizt werden, für das Lastprofil des Erdgasbezugs nicht berücksichtigt. Außerdem wurde nur der Strombezug berücksichtigt, der aus dem Strombedarf der WP resultiert. Neben den vier Typwochen wurde zusätzlich eine kalte Woche betrachtet. In den folgenden Ergebnissen wurden für den Erdgasbezug alle Gaskessel in den Szenarien 1 bis 3 berücksichtigt. Weiter resultieren die Peakleistungen aus dem Strombezug der WP sowie aus dem Haushaltsstrombedarf der Haushalte in den vier Typwochen.

4.1 Einfluss des Technologiemixes

Im Folgenden wird der Einfluss unterschiedlicher Durchdringungen der WP und KWK-Anlagen analysiert, indem die lastseitige Peakleistung und der Energieaustausch im kostenoptimierten Quartiersbetrieb der vier Szenarien miteinander verglichen werden. In Abbildung 4.1 ist die lastseitige Peakleistung dargestellt. In den Szenarien 1 und 2 treten die höchsten Peakleistungen mit 902 kW und 615 kW auf. Durch den Einsatz der KWK-Anlagen werden die lastseitigen Peakleistungen im Quartiersbetrieb signifikant reduziert. In Szenario 3 beträgt die Peakleistung 321 kW. Das entspricht einer Reduzierung von 64,4 % im Vergleich zu Szenario 1 und von 47,8 % im Vergleich zu Szenario 2. Auch in Szenario 4 liegt die Peakleistung mit 570 kW noch unter der von Szenario 2, obwohl mehr Gebäude mit einer WP beheizt werden.

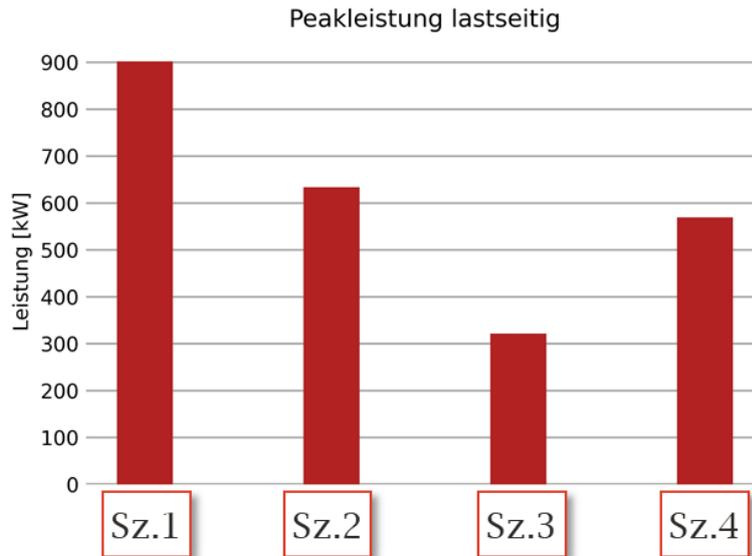


Abbildung 4.1: Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes

Abbildung 4.2 zeigt den Energieaustausch mit dem Strom- und Gasnetz sowie die resultierenden Emissionen. Der Strombezug ist in den Szenarien 1 und 2 mit 2387 MWh und 1617 MWh am höchsten. Die bezogene Energiemenge durch Erdgas liegt in diesen Szenarien bei 2455 MWh und 4799 MWh. In Szenario 3 beträgt der Strombezug noch 117 MWh, wobei die KWK-Anlagen auch eine Menge von 743 MWh in die übergeordnete Netzebene einspeisen. Dass das Quartier noch Strom bezieht, obwohl auch Stromeinspeisungen auftreten, ist damit zu begründen, dass sich der Strombedarf im Quartier zeitlich nicht vollständig mit der Erzeugung der KWK-Anlagen deckt. Da in Szenario 3 die Stromversorgung nahezu vollständig von den KWK-Anlagen übernommen wird, ist der Erdgasbezug dort mit 8151 MWh am höchsten. In Szenario 4 werden Einspeisungen vermieden, weil das Verhältnis von WP zu KWK-Anlagen so gewählt wurde, dass der lokal erzeugte Strom vollständig im Quartier verbraucht wird. Der Strombezug beträgt 499 MWh und die Energiemenge durch den Erdgasbezug 6045 MWh.

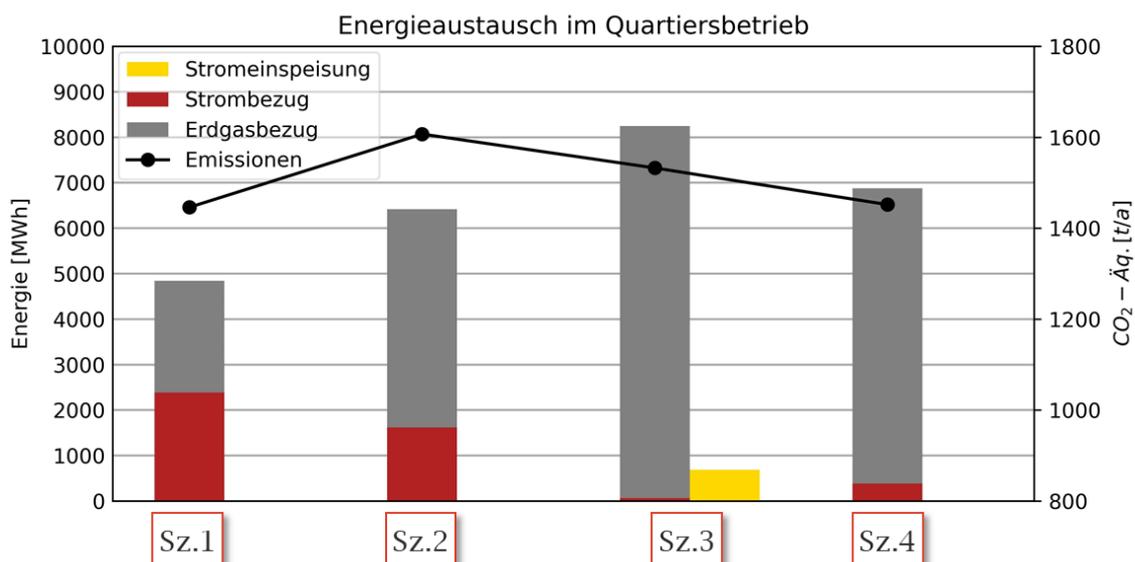


Abbildung 4.2: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes

Die resultierenden CO₂-äquivalenten Emissionen sind in den Szenarien 1 und 4 mit 1446 t und 1451 t am niedrigsten. Dagegen sind die Emissionen in Szenario 2 mit 1606 t am höchsten. Dazwischen liegt Szenario 3 mit 1528 t.

Insgesamt zeigen diese Ergebnisse, dass die KWK-Anlagen sowohl die Netzbelastungen als auch den Strombedarf bei einer hohen WP-Durchdringung signifikant reduzieren. Die jährlich verursachten Emissionen der Szenarien 3 und 4 mit den KWK-Anlagen sind höher als in Szenario 1, wo die WP-Durchdringung 80% beträgt, aber geringer als in Szenario 2, in dem 40% WP und 60% Gaskessel die Gebäude mit Wärme versorgen.

4.2 Einfluss der Betriebsweise

Im Folgenden werden für die Szenarien 3 und 4 die Synergien aufgezeigt, die durch die Betriebsweise und den verfügbaren thermischen Speicherkapazitäten gehoben werden. Die Peakleistung, wie in Abbildung 4.3 zu sehen, wird durch den systemischen Betrieb in Szenario um 10,6 % auf 287 kW gesenkt. Wenn in dem systemischen Betrieb zusätzlich noch größere Pufferspeicher eingesetzt werden, tritt in Szenario 3 lastseitig keine Leistung mehr auf.

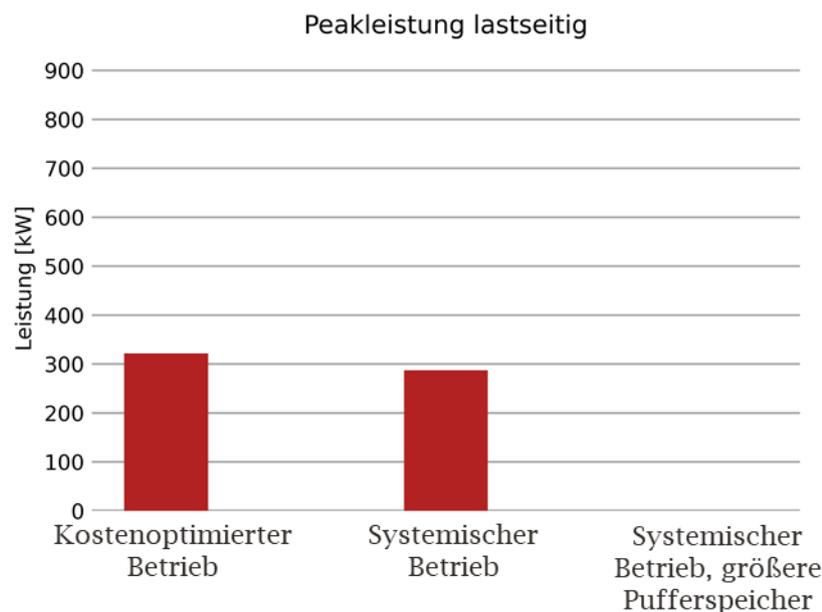


Abbildung 4.3: Peakleistung in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten

Wie in Abbildung 4.4 dargestellt, findet die Stromversorgung mithilfe der höheren thermischen Speicherkapazitäten autark durch die lokale Erzeugung der KWK-Anlagen statt. Die ausgetauschten Energiemengen zeigen allerdings auch, dass der Erdgasbezug und die Stromeinspeisung leicht zugenommen haben. Dies ist damit zu begründen, dass wegen der wesentlich größeren thermischen Speicherkapazitäten auch die Speicherverluste zunehmen. Um diese Verluste auszugleichen, erzeugen die KWK-Anlagen mehr thermische und elektrische Energie. Dementsprechend steigen der Erdgasverbrauch um 8,4 % von 8151 MWh auf 8927 MWh und die Emissionen um 6,7 % von 1509 t auf 1617 t an.

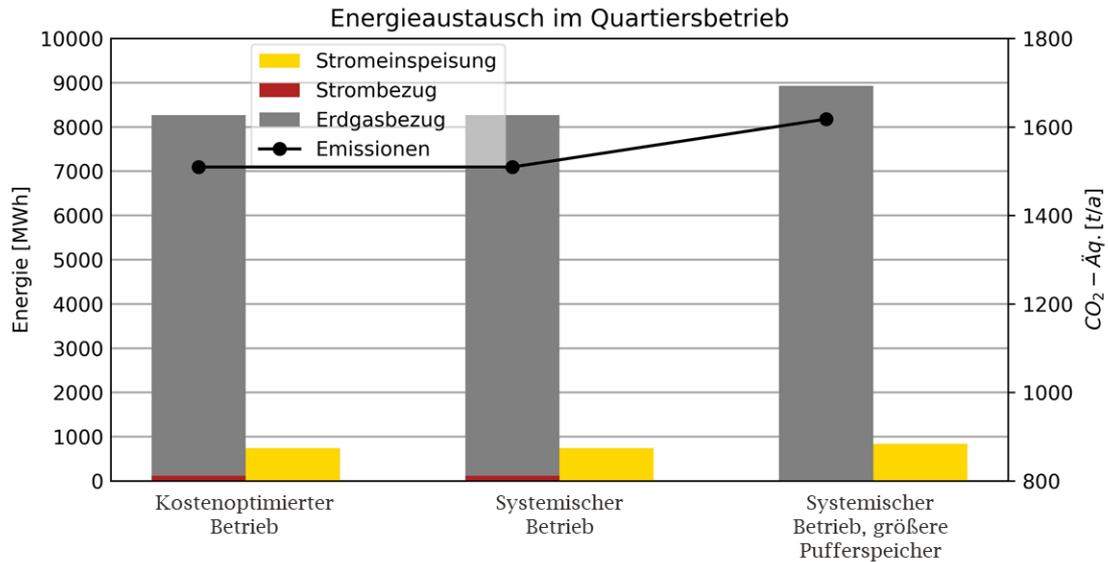


Abbildung 4.4: Energieaustausch und Emissionen in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten

In Szenario 4 beträgt die Peakleistung für den kostenoptimierten Betrieb 499 kW und für den systemischen Betrieb 401 kW. In diesem Szenario reduziert der systemische Betrieb die Peakleistung also um 19,6 %. Mit den größeren Pufferspeichern wird eine Reduzierung von 45,3 % auf 273 kW erzielt. Wegen der höheren WP-Durchdringung ist die Peakleistung größer als in Szenario 3. Da die KWK-Anlagen in den Wohngebäuden mit den höchsten Wärmebedarfen eingesetzt werden, besteht aber gleichzeitig ein höheres Potential die Peakleistung im systemischen Betrieb zu reduzieren. Die größeren Pufferspeicher bewirken ähnlich wie in Szenario 3 eine annähernd autarke Stromversorgung. Stromeinspeisung wird in diesem Fall vermieden. Der Erdgasverbrauch steigt um 15,6 % von 6493 MWh auf 7696 MWh an und die resultierenden Emissionen um 9,7 % von 1411 t auf 1563 t.

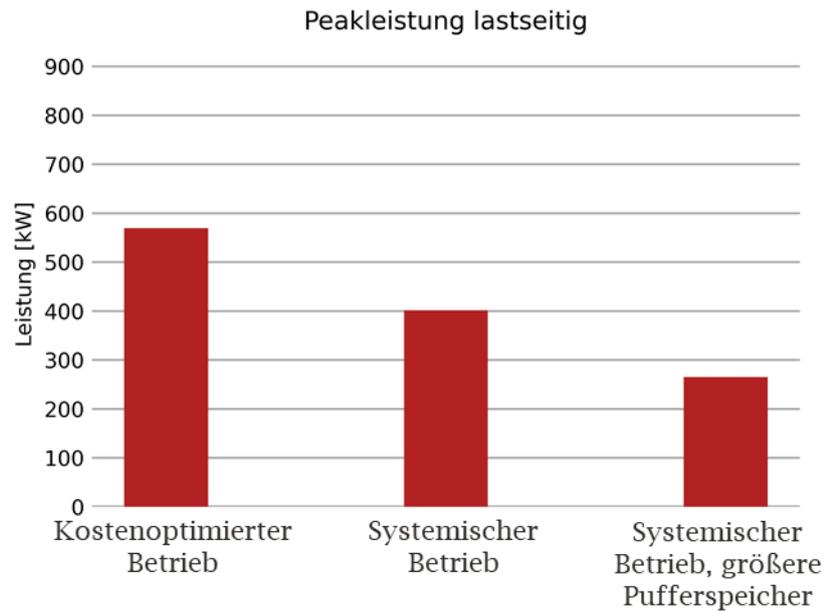


Abbildung 4.5: Peakleistung in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten

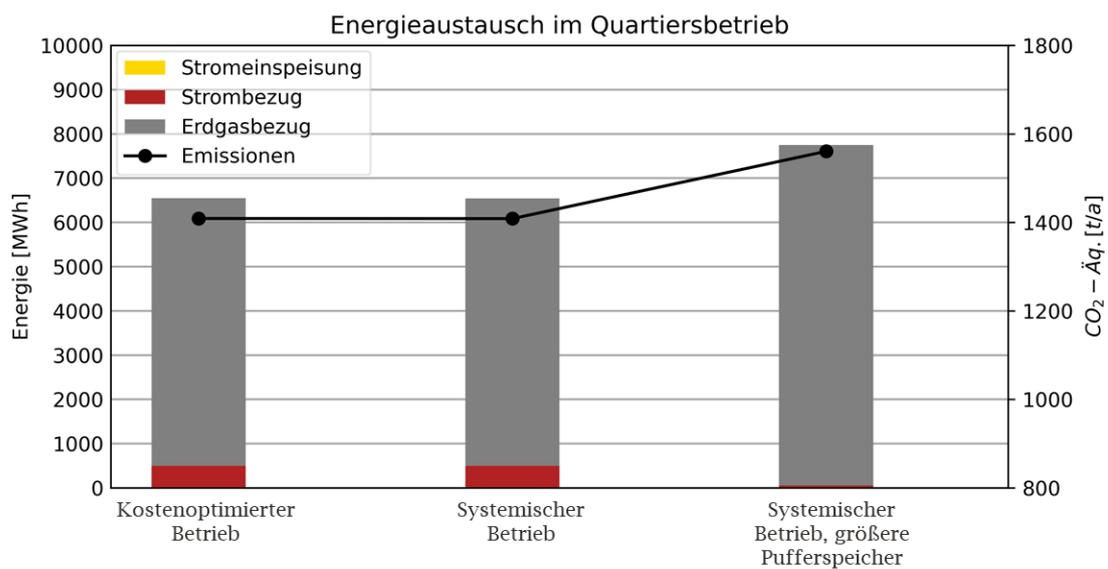


Abbildung 4.6: Energieaustausch und Emissionen in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten

4.3 Einfluss einer vollständigen Durchdringung der Elektromobilität

Der Einfluss einer vollständigen Durchdringung der Elektromobilität wird im Folgenden für die Szenarien 3 und 4 erläutert. Abbildung 4.7 zeigt, dass durch den Strombezug der E-Autos die Peakleistung in Szenario 3 um 46 % von 321 kW auf 594 kW ansteigt. Der systemische Betrieb reduziert die Peakleistung um 19,9 % auf 476 kW und mithilfe der größeren Pufferspeicher wird erneut eine autarke Stromversorgung erzielt.

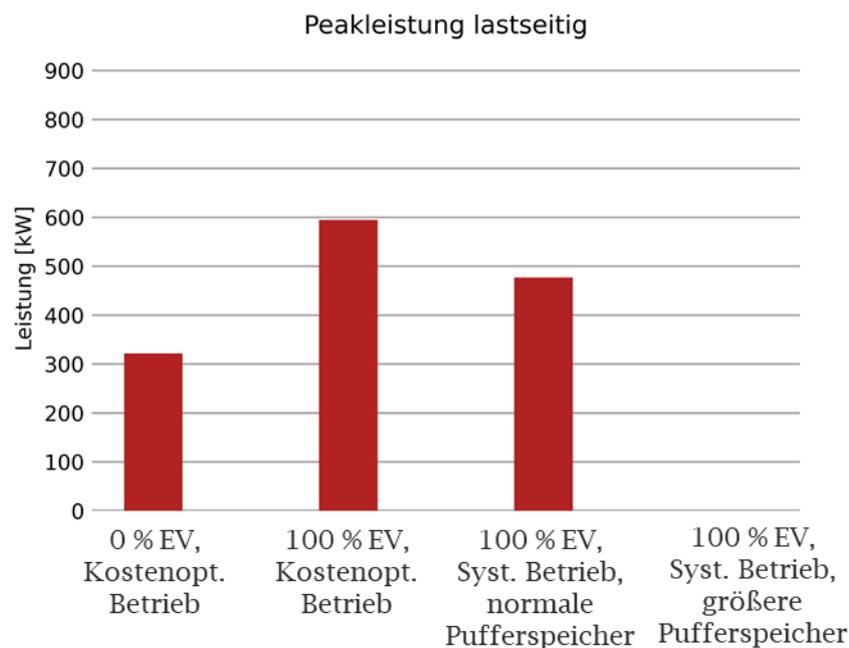


Abbildung 4.7: Peakleistung in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung

Der in Abbildung 4.8 dargestellte Energieaustausch zeigt, dass der Strombezug des Quartiers um 248 MWh erhöht und die Stromeinspeisung um 142 MWh gesenkt wird. Außerdem steigt der Erdgasbezug um 388 MWh an. Der Strombedarf der E-Autos wird also sowohl durch die Stromerzeugung der KWK-Anlagen als auch durch zusätzlichen Strombezug aus der übergeordneten Netzebene gedeckt. Dieser zusätzliche Strombezug wird durch die größeren Pufferspeicher und der damit erhöhten flexiblen Stromerzeugung der KWK-Anlagen vermieden. Folglich steigt aber der Erdgasbezug auf insgesamt 9738 MWh an. Die Emissionen steigen durch den Strombedarf der E-Autos von 1545 t auf 1684 t an. In dem systemischen Betrieb mit größeren Pufferspeichern betragen die Emissionen 1815 t.

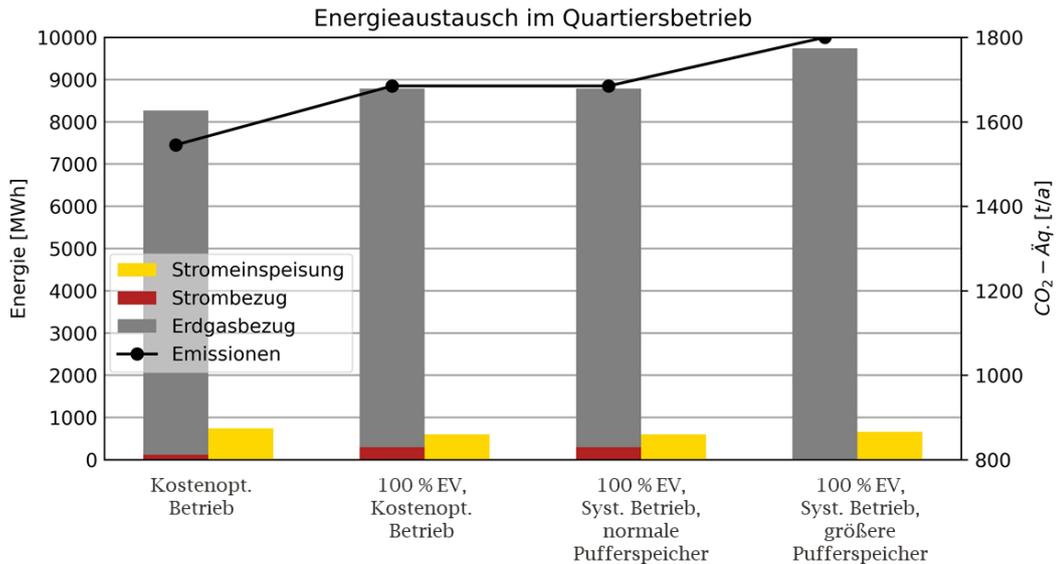


Abbildung 4.8: Energieaustausch und Emissionen in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung

In Szenario 4 führt die vollständige Durchdringung der Elektromobilität ebenfalls zu einem Anstieg der Peakleistung. Dieser Anstieg von 570 kW auf 650 kW beträgt 12,3 %, wie in Abbildung 4.9 zu sehen, und fällt damit geringer aus als in Szenario 3. Der systemische Betrieb reduziert diese Peakleistung um 11,1 % auf 578 kW und mit den größeren Pufferspeichern wird die Peakleistung um 51,5 % auf 315 kW reduziert. Dies entspricht der Peakleistung, die auch ohne den Strombezug der E-Autos auftritt.

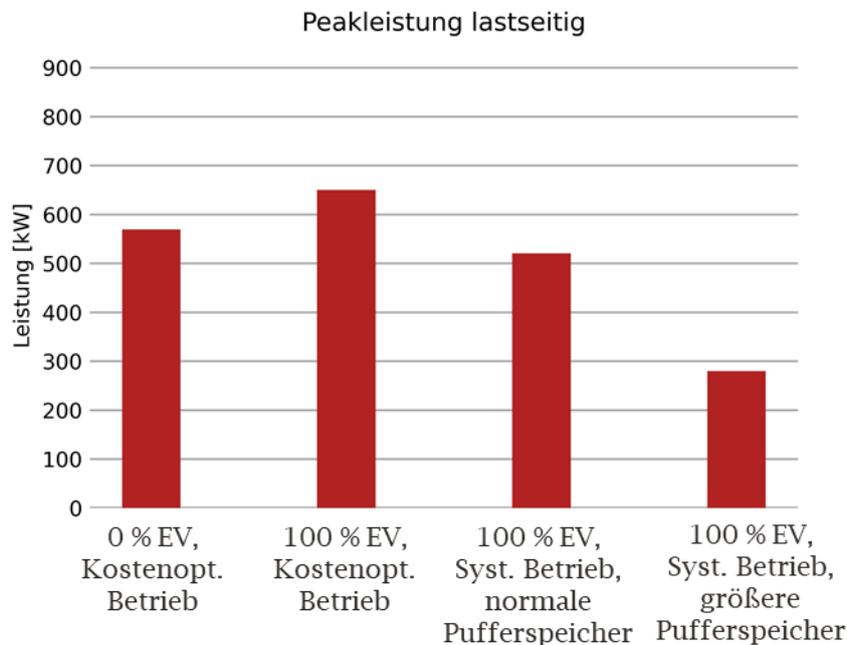


Abbildung 4.9: Peakleistung in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung

Bei Betrachtung der ausgetauschten Energiemengen, die in Abbildung 4.10 zu sehen sind, ist zu erkennen, dass in Szenario 4 wegen des zusätzlichen Strombedarfs der E-Autos der Strombezug des Quartiers von 453 MWh auf 905 MWh steigt. Der Erdgasbezug bleibt gleich. Erst mit den größeren thermischen Speicherkapazitäten wird die elektrische Eigenversorgung wieder deutlich erhöht. Der Strombezug sinkt auf 96 MWh, wohingegen der Erdgasbezug auf 8954 MWh steigt. Die Emissionen steigen durch den Strombedarf der E-Autos von 1408 t auf 1580 t an. In dem systemischen Betrieb mit größeren Pufferspeichern betragen die Emissionen 1830 t.

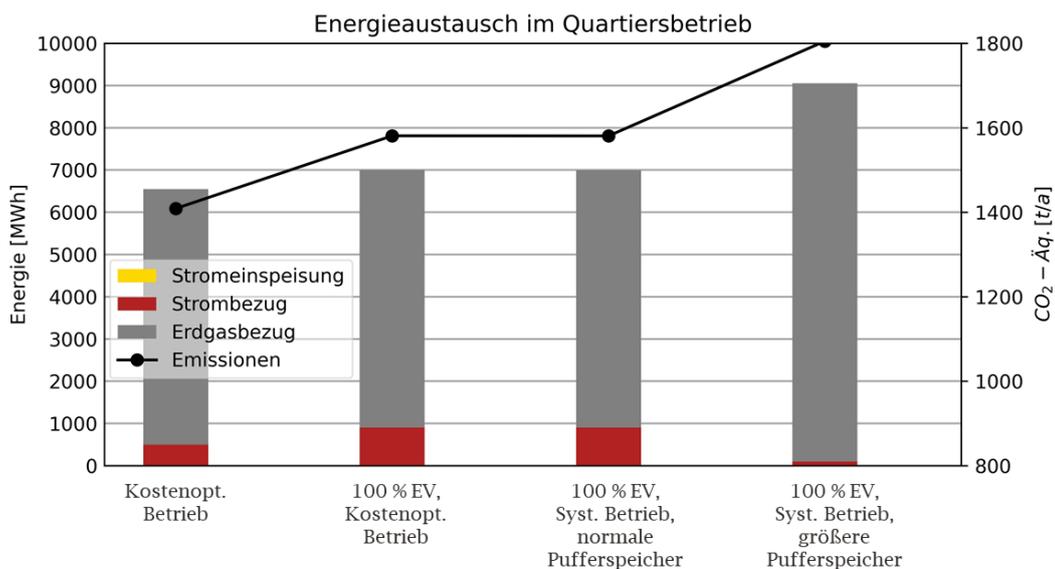


Abbildung 4.10: Energieaustausch und Emissionen in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass eine hohe Durchdringung von E-Mobilität im Quartier die Peakleistung um bis zu 46 % erhöht. Durch einen systemischen Quartiersbetrieb, der neben der Minimierung der Gesamtkosten auch die Reduzierung der Peakleistung berücksichtigt, kann die Peakleistung um bis zu 19,9 % gesenkt werden, wobei die verursachten Emissionen gleichbleiben. In Kombination mit größeren Pufferspeichern kann die Belastung am ONT sogar vollständig vermieden werden. Allerdings sind dabei bis zu 250 t mehr verursachte Emissionen zu beobachten. Diese resultieren zum einen aus der erhöhten elektrischen Versorgung durch die KWK-Anlagen und zum anderen aus den größeren thermischen Speicherverlusten.

4.4 Einfluss einer vollständigen Durchdringung der Photovoltaik

Als weitere elektrische Versorgungsmöglichkeit können PV-Anlagen zur dezentralen Stromerzeugung beitragen. Anhand der Abbildungen 4.11 und 4.12 wird analysiert, wie sich eine vollständige PV-Durchdringung auf die einspeiseseitige Peakleistung und den Energieaustausch im kostenoptimierten Quartiersbetrieb auswirkt. In Szenario 1 beträgt die einspeiseseitige Peakleistung 888 kW und in Szenario 2 904 kW. Die höhere Anzahl an WP in Szenario 1 senken die Peakleistung also nur marginal. Grund dafür ist, dass diese Leistungen in den warmen, strahlungsintensiven Monaten auftreten, in denen die WP überwiegend zur Trinkwarmwasserbereitstellung beitragen und deswegen nur geringe Lasten verursachen, die die

Einspeiseleistungen marginal senken. Demzufolge liegen die einspeiseseitigen Peakleistungen in den Szenarien 3 und 4 mit 1138 kW und 1001 kW über denen der ersten beiden Szenarien, weil zusätzlich die KWK-Anlagen Strom einspeisen und die Belastungen weiter erhöhen.

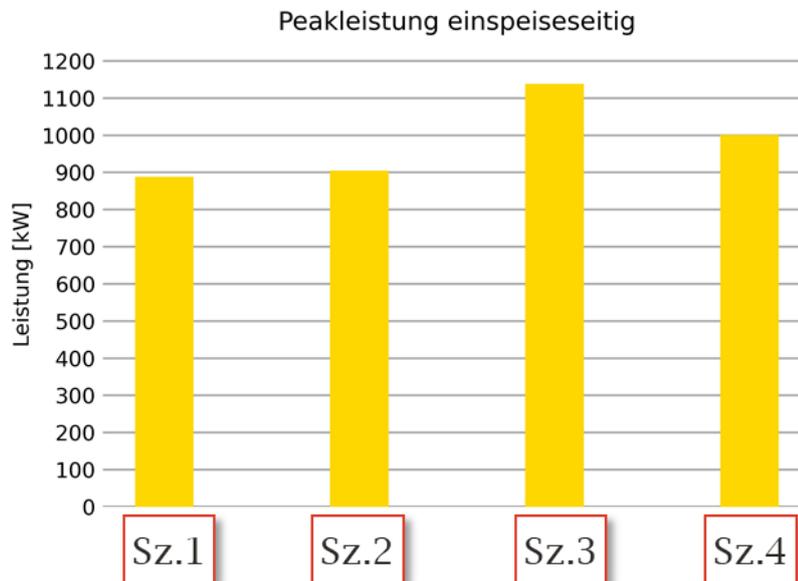


Abbildung 4.11: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung

Die Ergebnisse zu den ausgetauschten Energiemengen verdeutlicht, dass sich der Ertrag der PV-Anlagen zeitlich nur in geringen Maßen mit dem Strombedarf der WP deckt. Der Strombezug in Szenario 1 sinkt zwar von 2387 MWh auf 1667 MWh und in Szenario 2 von 1617 MWh auf 1021 MWh, allerdings werden auch 616 MWh bzw. 776 MWh in die übergeordnete Netzebene eingespeist. In den Szenarien 3 und 4 beträgt der Strombezug 0 MWh und 108 MWh. Wegen des ausgeglichenen Verhältnisses von WP zu KWK-Anlagen ist die Menge der Stromeinspeisung in Szenario 3 mit 1784 MWh am höchsten. In Szenario 4 steigt die eingespeiste Strommenge auf 722 MWh an. Die aus den Energiemengen resultierenden Emissionen liegen in den Szenarien 1 und 2 bei 950 t und 1105 t. In den Szenarien 3 und 4 sind die Emissionen dank der Vergütungen noch deutlicher auf 981 t und 852 t gesunken.

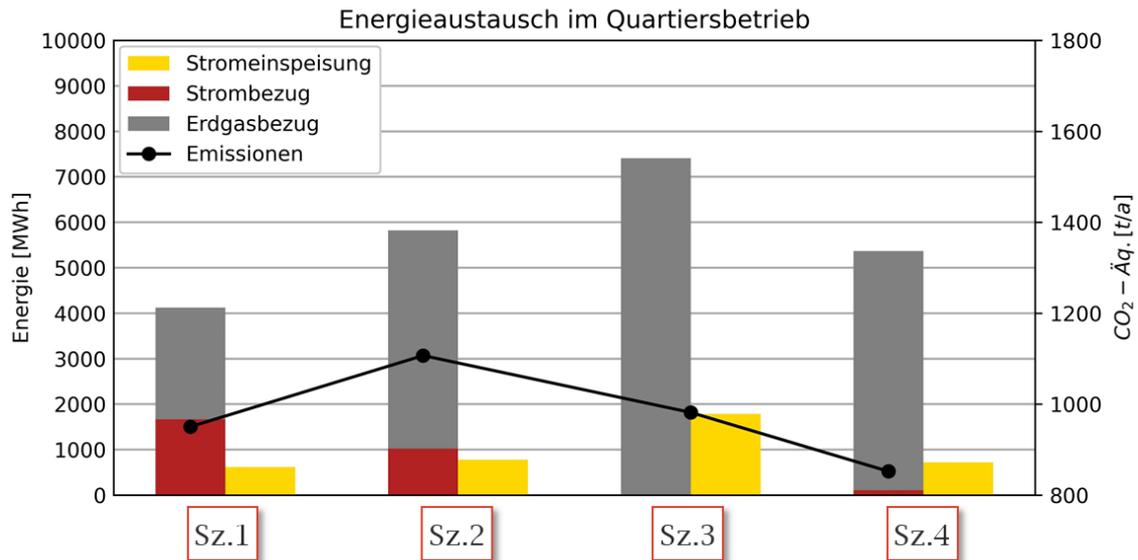


Abbildung 4.12: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung

Thermische und elektrische Speicherkapazitäten besitzen das Potential sowohl die Peakleistungen als auch insgesamt den Energieaustausch zu reduzieren. Die Abbildungen 4.13 und 4.14 zeigen für den Fall, dass 50 % der Gebäude zusätzlich über Batteriespeicher verfügen, die resultierenden lastseitigen Peakleistungen und den Energieaustausch. Die Abbildungen 4.15 und 4.16 zeigen die gleichen Auswertungen für den Fall, dass alle Gebäude über größere thermische Speicherkapazitäten verfügen.

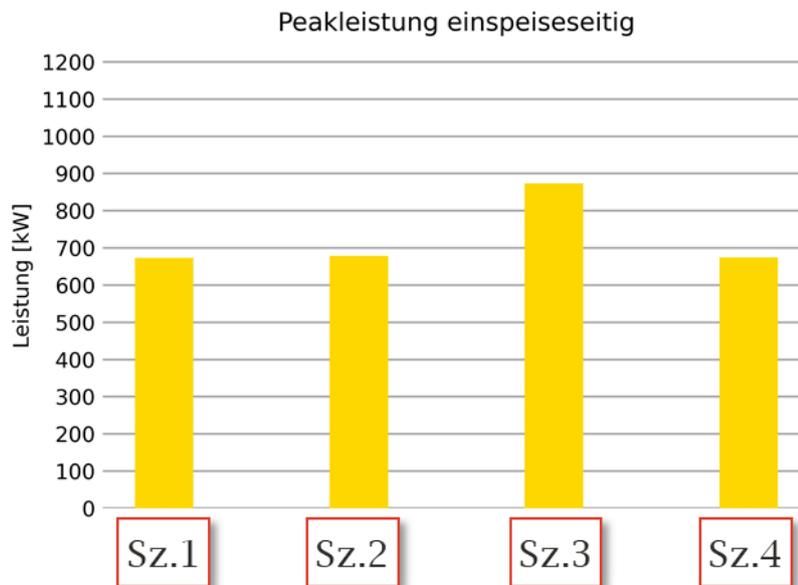


Abbildung 4.13: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeicher

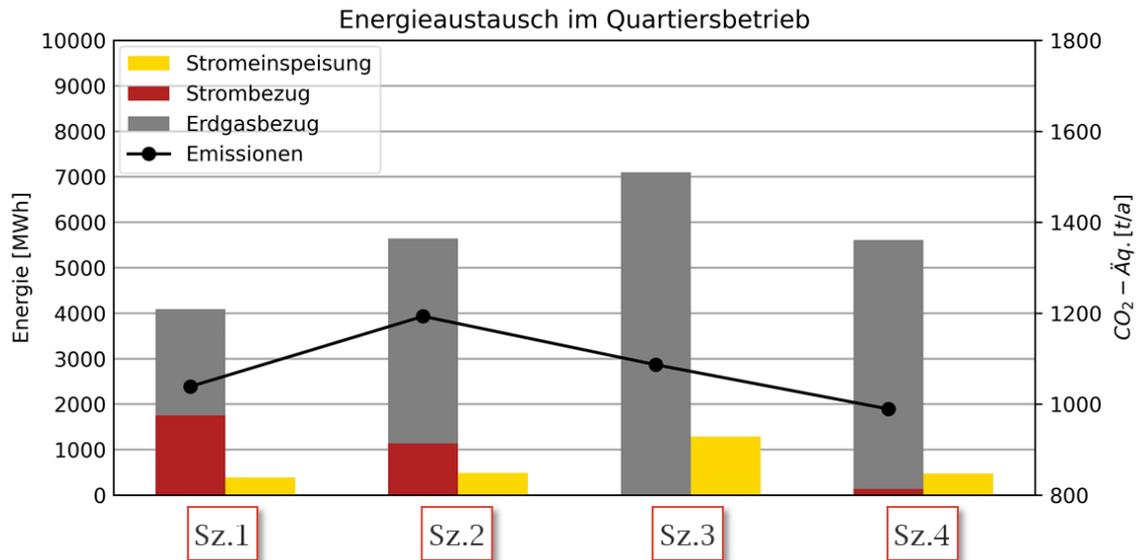


Abbildung 4.14: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeicher

Die Batteriespeicher reduzieren die einspeiseseitige Peakleistung um 226 kW bis 265 kW, den Strombezug um 170 MWh bis 69 MWh und die Stromeinspeisung um 124 MWh bis 204 MWh. Dagegen betragen die Reduzierungen durch die größeren thermischen Speicherkapazitäten bei der einspeiseseitige Peakleistung maximal 115 kW, bei dem Strombezug 23 MWh bis 93 MWh und bei der Stromeinspeisung in den Szenarien 1 und 2 bis zu 175 MWh. In den Szenarien 3 und 4 verursachen die größeren thermischen Speicherkapazitäten um bis zu 128 MWh höhere Einspeisungen. Der Einsatz beider Speichermöglichkeiten führt zu höheren Emissionen. Bei den Batteriespeicher steigen die Emissionen um bis zu 105 t an, bei den thermischen Speicherkapazitäten um bis zu 86 t. Der Grund dafür sind die Speicherverluste.

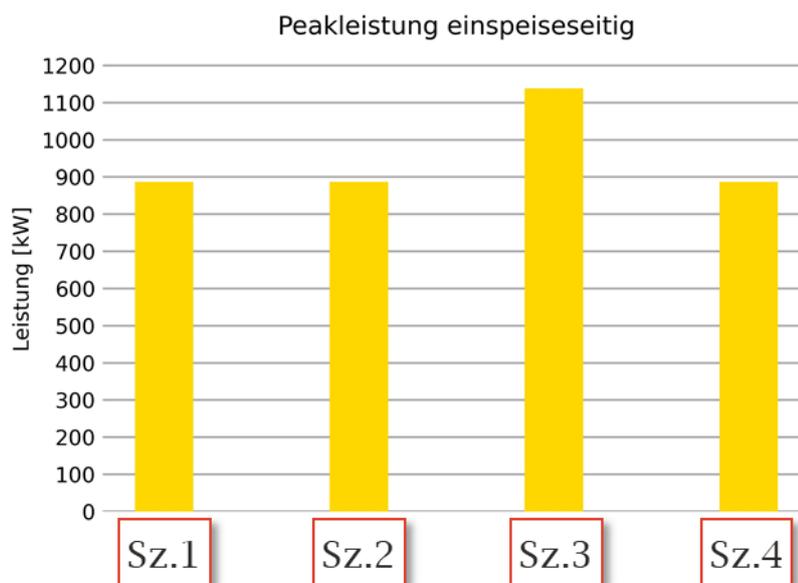


Abbildung 4.15: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

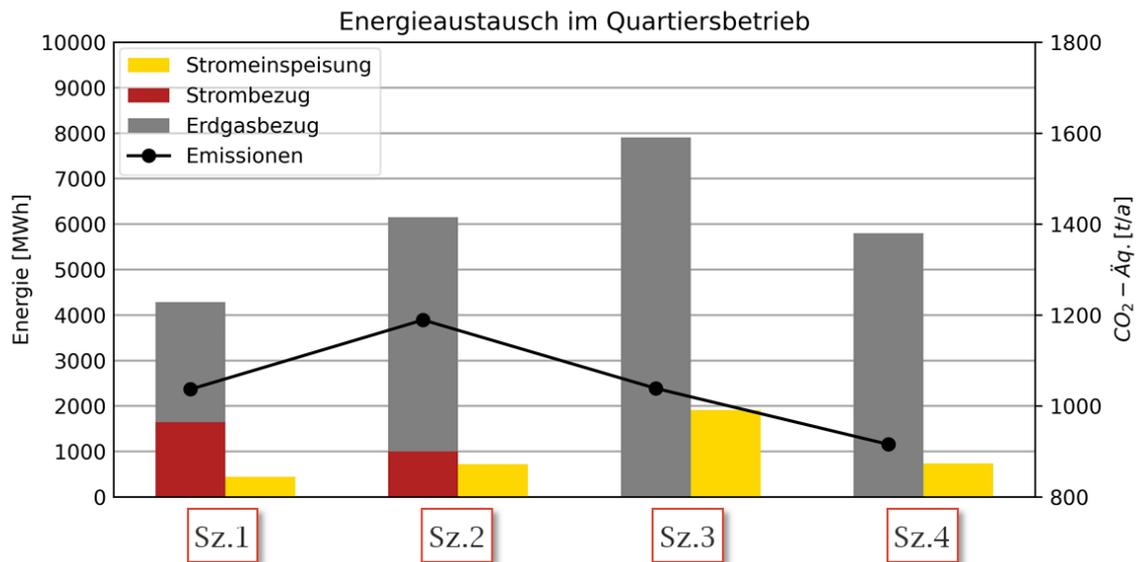


Abbildung 4.16: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

Die Abbildungen 4.17 bis 4.19 stellen die lastseitigen Peakleistungen dar. Hier zeigen die Auswertungen, dass durch den Einsatz der Batteriespeicher die lastseitige Peakleistung in den Szenarien 1 und 2 um bis zu 223 kW und in den Szenarien 3 und 4 um 0 kW bzw. 180 kW gesenkt wird. Dagegen ist mithilfe der größeren thermischen Speicherkapazitäten eine Reduzierung in den ersten beiden Szenarien um maximal 105 kW möglich. In Szenario 4 wird die Belastung vollständig vermieden. Es wird insgesamt deutlich, dass bei einem flächendeckenden Einsatz von PV-Anlagen die Batteriespeicher besser geeignet sind als die größeren thermischen Speicherkapazitäten, um die Netzbelastung und den Energieaustausch im Quartiersbetrieb zu senken.

Im Vergleich zu den einspeiseseitigen Peakleistungen wird deutlich, dass die Netzbelastungen durch Strombezug in allen Szenarien geringer ausfallen. Insbesondere in den Szenarien, in denen die KWK-Anlagen und die PV-Anlagen gemeinsam zur Stromversorgung beitragen, werden diese Unterschiede deutlich. In den Szenarien 3 und 4 sind die einspeiseseitigen Peakleistungen um 1138 kW und 701 kW höher als die lastseitige Peakleistungen.

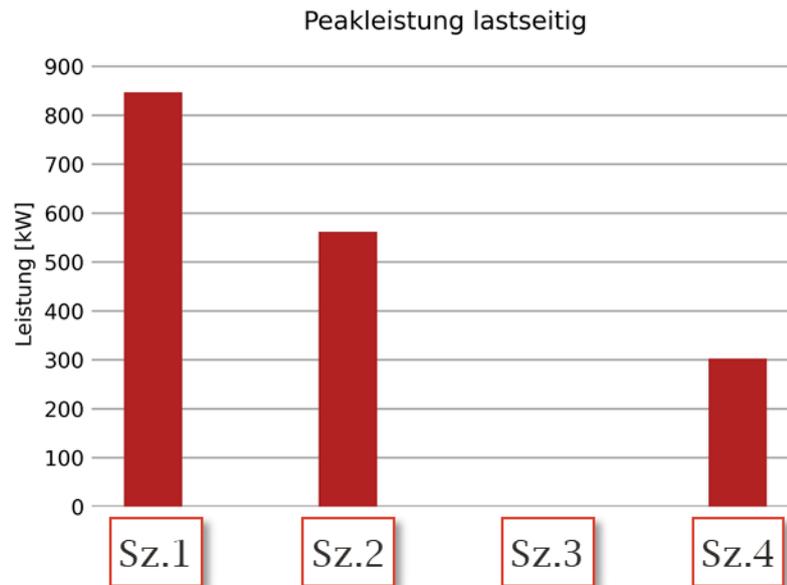


Abbildung 4.17: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung

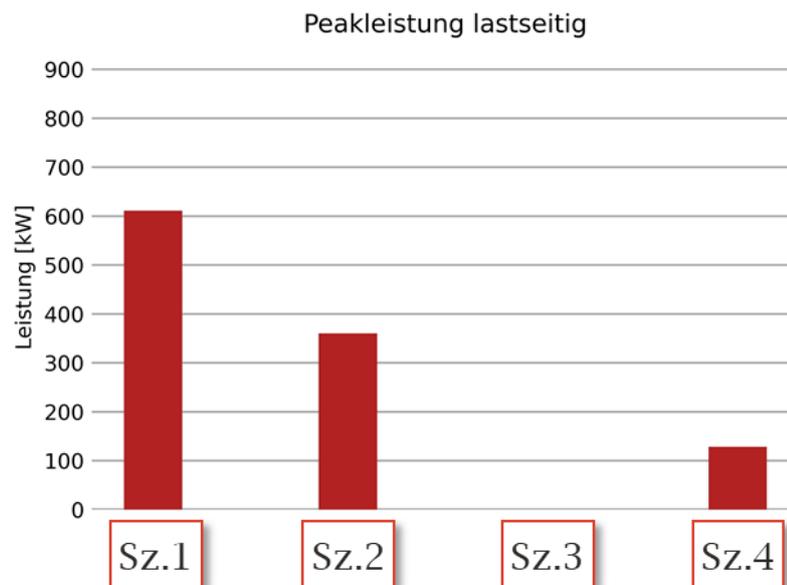


Abbildung 4.18: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeicher

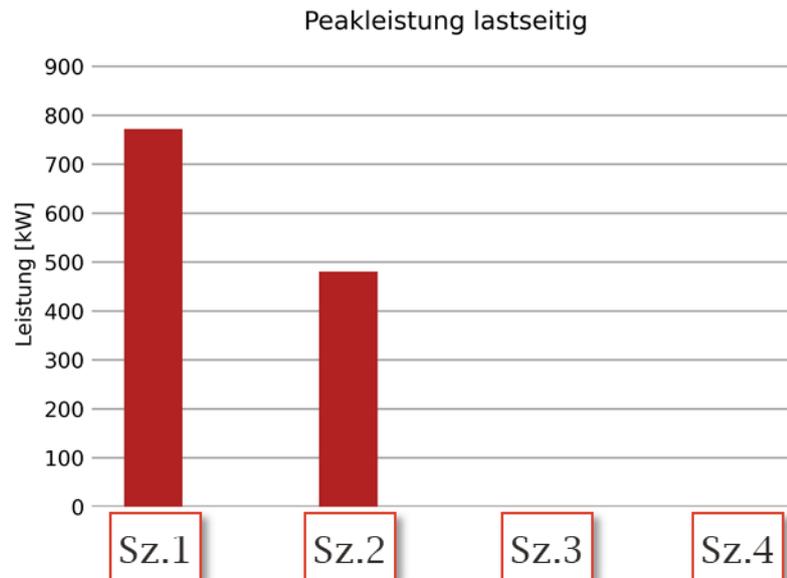


Abbildung 4.19: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

4.5 Einfluss der Sanierungsmaßnahmen

Im Folgenden wird erläutert, wie Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden auf die Netzauslastung und den Energieaustausch wirken. Als Vergleich dient der kostenoptimierte Quartiersbetrieb im Ausgangszustand des Quartiers. Abbildung 4.20 zeigt, dass in den Szenarien 1 und 2 die Peakleistung um 82 kW auf 820 kW und 86 kW auf 529 kW sinken. Da durch die Sanierungsmaßnahmen der Heizenergiebedarf innerhalb des Quartiers sinkt, werden auch die elektrischen Lasten der WP reduziert. Dies führt zu geringeren Peakleistungen im Quartier. In Szenario 3 dagegen steigt die Peakleistung von 127 kW auf 448 kW. Diese Änderung ist mit der veränderten Einspeiseleistung der KWK-Anlagen zu erklären. Diese sinkt zum einen aufgrund der reduzierten bereitzustellenden Wärmemenge und zum anderen wegen der Tatsache, dass die Wärmemenge der KWK-Anlagen in absoluten Zahlen mehr abnimmt als der WP. In Szenario 4 ist der Anteil der WP im Verhältnis zu den KWK-Anlagen deutlich größer und damit auch die bereitzustellende Wärmemenge der WP verglichen mit der Wärmemenge der KWK-Anlagen. In diesem Fall erzielen die Einspeiseleistungen der KWK-Anlagen noch eine leichte Reduzierung der Peakleistung im Quartiersbetrieb um 49 kW auf 521 kW.

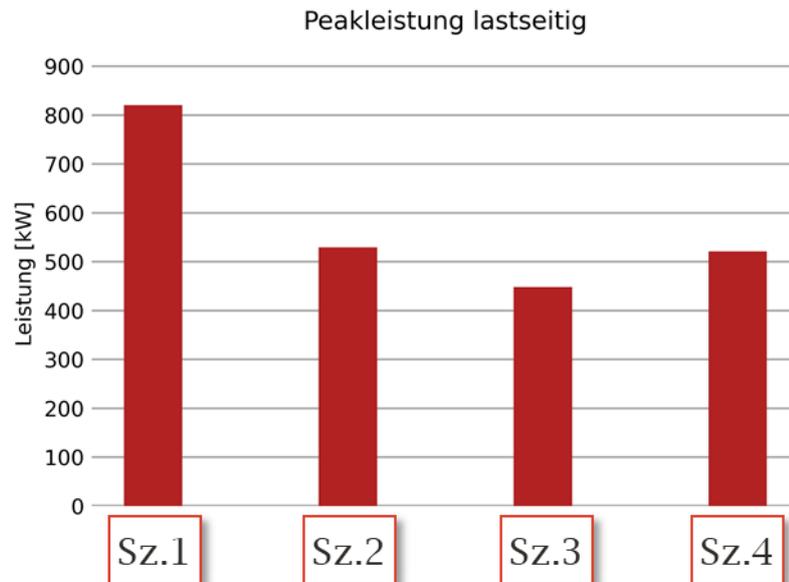


Abbildung 4.20: Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040

In Abbildung 4.21 sind die ausgetauschten Energiemengen und resultierenden Emissionen für 2040 mit dem sanierten Gebäudebestand dargestellt. Der elektrische Energiebedarf wird in den Szenarien 1 und 2 um 266 MWh bzw. 86 MWh auf 2121 MWh und 1531 MWh gesenkt. In Szenario 3 steigt der Strombezug auf 443 MWh an, während die eingespeiste Strommenge auf 37 MWh sinkt. In Szenario 4 beträgt die Erhöhung des Strombezugs 245 MWh. Die erhöhten Strombezüge in den Szenarien 3 und 4 resultieren aus der Tatsache, dass die Abnahme des absoluten Heizenergiebedarfs, den die KWK-Anlagen decken, höher ist als die Abnahme des Heizenergiebedarfs, den die WP decken. Der Gasbezug wird um maximal 3336 MWh reduziert. Die Emissionen liegen zwischen 1072 t und 1129 t.

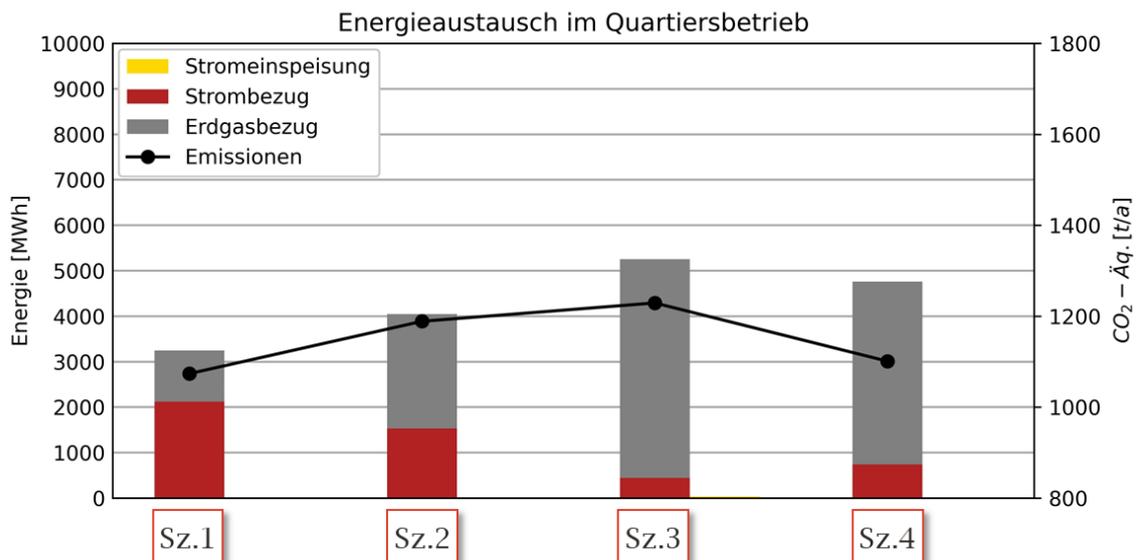


Abbildung 4.21: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040

Im Anhang sind für den sanierten Zustand des Quartiers im Jahr 2040 die weiteren Auswertungen zu den Durchdringungen der E-Autos und der PV-Anlagen mit den verschiedenen Flexibilität und Betriebsweisen dargestellt. Die Auswertungen zeigen keine Änderungen bezüglich der bereits erläuterten Effekte im aktuellen Sanierungszustand des Quartiers. Lediglich in den Szenarien 3 und 4 wird die einspeiseseitige Peakleistung leicht reduziert. Dies ist mit dem geringeren Heizenergiebedarf zu erklären, der von den KWK-Anlagen gedeckt wird und folglich zu niedrigeren Einspeiseleistungen führt.

4.6 Förderansätze für den systemisch wirksamen Einsatz der KWK

Um einen kostenoptimierten Quartiersbetrieb zu erzielen, bedarf es neuer Förderansätze für den Strombezug der WP und die Stromeinspeisung der KWK-Anlagen. Damit die WP den benötigten Strom gezielt in den Zeiten der lokalen Stromerzeugung beziehen, muss ein finanzieller Anreiz für den lokalen Strombezug bestehen. Ebenso muss ein finanzieller Anreiz für den Betrieb der KWK-Anlagen vorhanden sein, damit die Stromeinspeisung zu Zeiten des Bedarfs stattfindet. Die Stromeinspeisung in die übergeordnete Netzebene muss also niedriger vergütet sein als die direkte Deckung des Strombedarfs innerhalb des Quartiers.

Weil geringere Energiemengen zwischen dem Quartier und der übergeordneten Netzebene ausgetauscht werden und somit die Auslastung in der übergeordneten Netzebene sinkt, wäre es beispielsweise denkbar die Kosten für den lokalen Strombezug mittels reduzierter Netzentgelte zu senken. Außerdem könnten die eingespeisten Strommengen der KWK-Anlagen, die lokal verbraucht werden, eine höhere EEG-Vergütung erhalten als die Strommengen, die in das übergeordnete Netz eingespeist werden.

In den folgenden Abbildungen werden die aktuellen Strompreise und Vergütungen mit „aktuelle Förderkulisse“ beschrieben. Bei der aktuellen Förderkulisse betragen die durchschnittlichen Stromkosten 2021 für die Haushalte 31,9 ct/kWh unabhängig von der Stromquelle. Für die Stromeinspeisung der KWK-Anlagen wird eine feste EEG-Vergütung von 8 ct/kWh angenommen. Der Gaspreis für den Betrieb der Gaskessel und der KWK-Anlagen beträgt 6,4 ct/kWh.

Für die Kostenallokation des Energieaustauschs innerhalb des Quartiers im kostenoptimierten Betrieb wird ein Strompreis von 27,9 ct/kWh angenommen. Dieser Betrag ergibt sich, wenn 50% der Netznutzungsentgelte, die 2021 ca. bei 24,9 % lagen, von den durchschnittlichen Stromkosten 2021 abgezogen werden. Die EEG-Vergütung für die Stromerzeugung der KWK-Anlagen, die lokal verbraucht wird, wird auf 12 ct/kWh festgelegt. Der Betrag resultiert aus der Addition von 50 % der Netznutzungsentgelte. Die Umsetzung dieser Kostenallokation, die im Folgenden mit „neue Förderkulisse“ bezeichnet wird, ist durch den Einsatz von Smart Metern denkbar, die zeitlich aufgelöst den Verbrauch und die Erzeugung der einzelnen Haushalte messen.

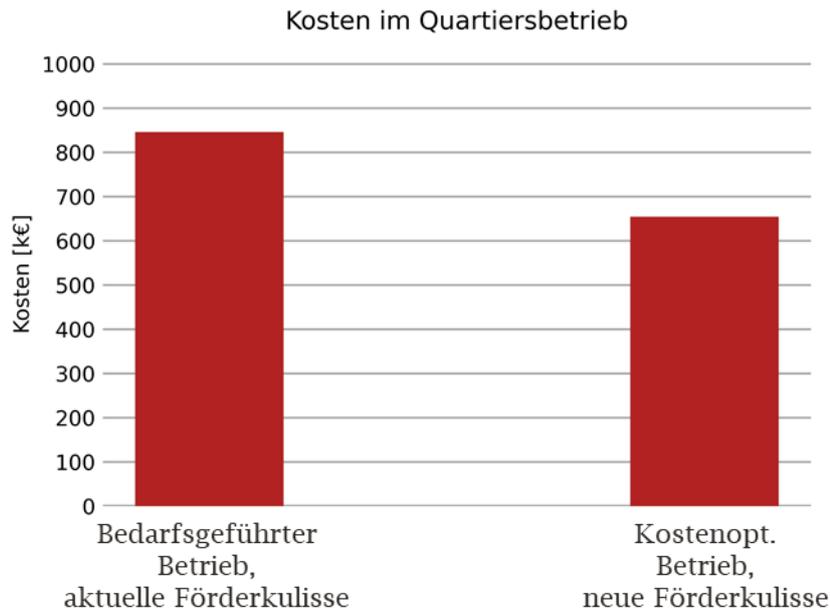


Abbildung 4.22: Kosten in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen

In Abbildung 4.22 sind die Kosten im Quartiersbetrieb für Szenario 3 dargestellt. Mit der aktuellen Förderkulisse ergeben sich aus einem bedarfsgeführten Betrieb jährliche Betriebskosten von 846.170 €. Dagegen werden die Betriebskosten im kostenoptimierten Betrieb um 191.393 € auf 654.777 € gesenkt. Auch für Szenario 4 ist eine signifikante Reduzierung der Betriebskosten von 956.732 € auf 784.007 € festzustellen, wie Abbildung 10.26 im Anhang zeigt.

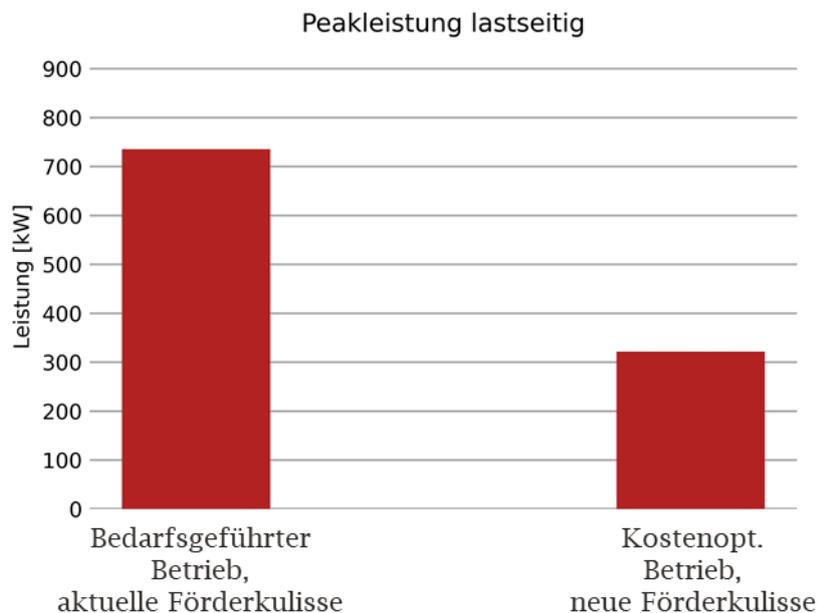


Abbildung 4.23: Peakleistung in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen

Abbildung 4.23 stellt für Szenario 3 den Vergleich der Peakleistungen dar, die aus dem bedarfsgeführten und dem kostenoptimierten Quartiersbetrieb resultieren. Im bedarfsgeführten Quartiersbetrieb beträgt die Peakleistung 735 kW und im kostenoptimierten Quartiersbetrieb

321 kW. Mithilfe der neuen finanziellen Anreize Stromverbrauch und -erzeugung innerhalb des Quartiers zeitlich aneinander anzupassen, kann die Peakleistung in Szenario 3 um 414 kW reduziert werden. In Szenario 4 wird die Peakleistung um 205 kW von 735 kW auf 530 kW reduziert, siehe Abbildung 10.27 im Anhang. Grund dafür ist die wesentlich höhere Anzahl an WP, deren Spitzenlasten mithilfe der leicht reduzierten Anzahl an KWK-Anlagen nur in geringeren Maßen gesenkt werden.

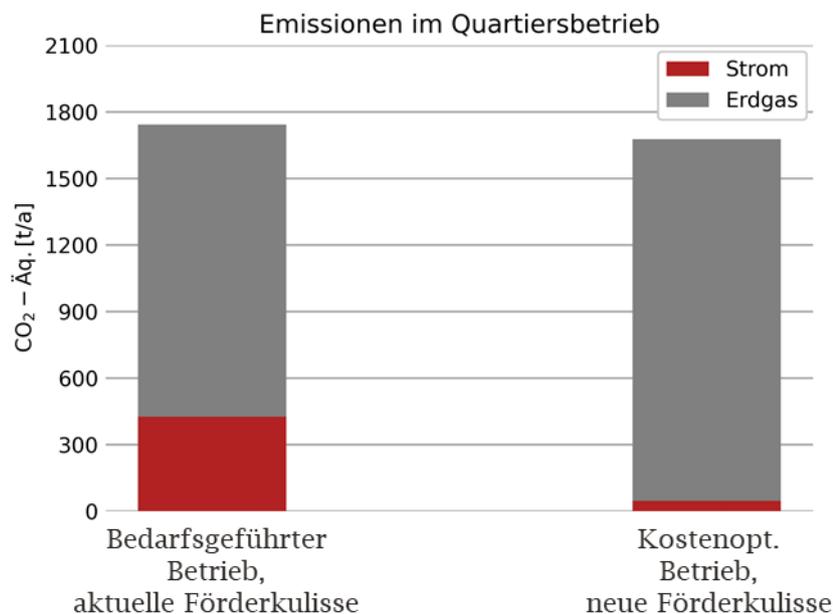


Abbildung 4.24: Emissionen in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen

Bei den insgesamt verursachten CO₂-äquivalenten Emissionen werden, wie in Abbildung 4.24 zu sehen, in Szenario 3 nur marginale Einsparungen erzielt. Diese betragen jährlich 1743 t. Die Aufteilung dieser Emissionen auf die Energieträger Strom und Erdgas zeigt dagegen für die untersuchten Betriebsweisen deutliche Unterschiede. Während die Emissionen durch den Strombezug aus der übergeordneten Netzebene von 426 t auf 47 t sinkt, steigen die Emissionen durch den Erdgasverbrauch von 1317 t auf 1630 t. Abbildung 10.28 im Anhang zeigt für Szenario 4 die gleichen Auswirkungen auf die verursachten Emissionen der Energieträger sowie einen leichten Anstieg der Gesamtemissionen von 1400 t auf 1409 t.

Abschließend soll erwähnt werden, dass steigende Strom- und Gaskosten die absoluten Gesamtkosten im Betrieb erhöhen. Allerdings hat das Verhältnis von Strom- zu Gaskosten keine Auswirkungen auf den positiven Effekt der „neuen Förderkulisse“, weil bei festgelegten Versorgungsszenarien der Anlagenbetrieb der Gebäude nicht von den Strom- und Gaskosten beeinflusst wird.

5 Schlussfolgerung und Ausblick

In dieser Studie wurden die Potentiale zur Integration von lokal erzeugtem KWK-Strom sowie die Potentiale zur Reduktion von Netzbelastungen für unterschiedliche Technologiedurchdringungen im Quartier untersucht. Die Auswertungen erfolgten für ein vorstädtisches Quartier, in dem die Gebäude mittels typischer Verteilnetzstrukturen stromseitig vernetzt sind. Der Gebäudebestand innerhalb des Quartiers wurde dabei repräsentativ für den deutschen Wohngebäudebestand gewählt. Die sich ergebenden Endenergiebedarfe, Emissionen und die Auslastung am Ortsnetztransformator wurden analysiert. Es wurden vier Szenarien mit unterschiedlichen Durchdringungen der KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Gaskessel betrachtet. In weiteren Szenarien wurde der Einfluss von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Elektroautos sowie der Betriebsweise untersucht. Außerdem wurde der Einfluss möglicher neuer Förderansätze bezüglich der Netzauslastung und der verursachten Emissionen analysiert.

Die Analysen zeigen, dass KWK-Anlagen in der Quartiersbilanz sowohl den Haushaltsstrombedarf als auch den Strombedarf der Wärmepumpen signifikant senken können. Im Vergleich zum Einsatz von Gaskesseln wird der Gasbedarf erhöht. In Abhängigkeit der Anzahl an Wärmepumpen im Quartier können durch KWK-Anlagen die lastseitigen Peakleistungen um bis zu 64,4 % reduziert werden. Mithilfe einer systemischen Betriebsweise wird die Peakleistung zusätzlich um bis zu 19,6 % reduziert und größere thermische Speicherkapazitäten ermöglichen eine autarke Stromversorgung des Quartiers. Zudem zeigen die Auswertungen, dass auch bei einer hohen WP-Durchdringung von 63 % kritische Netzbelastungen durch den Einsatz der KWK-Anlagen vermieden werden.

Ein flächendeckender Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit Elektroautos stellt eine Herausforderung für das Stromverteilnetz dar. Die Peakleistungen werden um bis zu 46 % erhöht. Mithilfe eines systemischen Betriebs der KWK-Anlagen wird eine lokale Netzentlastung von bis zu 19,9 % ermöglicht. Die Belastung am ONT kann durch den Einsatz von höheren thermischen Speicherkapazitäten vollständig vermieden werden. Dadurch werden allerdings auch mehr Emissionen verursacht. Deswegen sollte in zukünftigen Studien untersucht werden, welche thermischen Speicherkapazitäten für eine optimale Abwägung zwischen einer reduzierten Peakleistung und erhöhten Emissionen benötigt werden.

Die Auswertungen zeigen weiter, dass Photovoltaik-Anlagen hohe einspeiseseitige Peakleistungen verursachen, welche um bis zu 1138 kW höher sind als die lastseitigen Peakleistungen. In den Szenarien, in den zusätzlich noch KWK-Anlagen in das Netz einspeisen, sind die einspeiseseitigen Peakleistungen um bis zu 28 % höher als in den Szenarien ohne KWK-Anlagen. Diese Peakleistungen werden durch den Einsatz von Batteriespeichern um bis zu 28 % und mittels größerer thermischer Speicherkapazitäten um maximal 13 % reduziert.

Sanierungsmaßnahmen reduzieren den Heizenergiebedarf im Quartier. Dies führt dazu, dass die Peakleistungen und der Strombedarf, welche aus dem Betrieb der Wärmepumpen resultieren, reduziert werden. Ebenfalls wird die Stromerzeugung der KWK-Anlagen gesenkt und somit das vorhandene Ausgleichspotential der Lasten im Quartier, was einen Anstieg der Peakleistung zur Folge haben kann.

6 Literaturverzeichnis

- [1] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ Technischen Universität München , München, 2011.
- [2] N. Diefenbach, „Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU,“ Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt, 2013.
- [3] T. Loga, B. Stein und N. Diefenbach, „TABULA building typologies in 20 European countries—Making energy-related features of residential building stocks comparable,“ *Energy and Buildings*, Bd. 132, pp. 4-12, 2016.
- [4] co2online, „Energetische Sanierung eines Einfamilienhauses,“ [Online]. Available: <https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/sanierung-modernisierung/energetische-sanierung-einfamilienhaus/>.
- [5] P. Remmen, M. Lauster, M. Mans, M. Fuchs, T. Osterhage und D. Müller, „TEASER: an open tool for urban energy modelling of building stocks,“ *Journal of Building Performance Simulation*, Bd. 11, Nr. 1, pp. 84-98, 2017.
- [6] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield und C. Clifford, „Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model,“ *Energy and Buildings*, Bd. 10, pp. 1878-1887, 2010.
- [7] J. Schiefelbein, J. Rudnick, A. Scholl, P. Remmen, M. Fuchs und D. Müller, „Automated urban energy system modeling and thermal building simulation based on OpenStreetMap data,“ *Building and Environment*, pp. 630-639, 2019.
- [8] D. Müller, A. Monti, J. Schiefelbein, M. Diekerhof, A. Javadi und H. Pilick, „abschlussbericht: EnEff:Stadt – Bottrop, Welheimer Mark: Integrale Planung einer energetischen Aufwertung und neuen Versorgungsstruktur der Sektoren Arbeit, Wohnen und Infrastruktur,“ Aachen, 2016.
- [9] I. Knight, N. Kreutzer und M. Manning, „European and Canadian non-HVAC electric and DHW load profiles for use in simulating the performance of residential cogeneration systems,“ in *Annex 42 of the International Conservation in Buildings and Community Systems Programme*, Ottawa, 2007.
- [10] co2online, „Stromspiegel für Deutschland 2019,“ [Online]. Available: <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/stromspiegel-faktenblatt-2019.pdf>.
- [11] TABULA, „TABULA WebTool – Basic Information,“ [Online]. Available: <https://webtool.building-typology.eu/#pdfes>.
- [12] J. Hengstler, M. Russ, M. Dr. Held und A.-K. Briem, „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen,“ Umwelt Bundesamt, 2021.

7 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Boiler	Gaskessel
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
E-Auto	Elektroauto
EE	Erneuerbare Energien
EFH	Einfamilienhaus
EH	Elektrischer Heizstab
gr	Gramm
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MFH	Mehrfamilienhaus
MWh	Megawattstunden
ONT	Ortsnetztransformator
PE	Primärenergie
PV	Photovoltaik
SOC	State of Charge
TEASER	Tool for Energy Analysis and Simulation for Efficient Retrofit
TES	Thermischer Energiespeicher
WE	Wohneinheit
WP	Wärmepumpe
äq	Äquivalente

8 Formelverzeichnis

Emi_{total}	Gesamtemissionen
exp	Stromeinspeisung
k	Kosten
η_{Boiler}	Wirkungsgrad des Gaskessels
$\eta_{KWK,el}$	Elektrischer Wirkungsgrad der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen
$\eta_{KWK,th}$	Thermischer Wirkungsgrad der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen
$\eta_{EV,ch}$	Ladewirkungsgrad des Elektroautos
$\eta_{EV,dch}$	Entladewirkungsgrad des Elektroautos
H, h	Menge der elektrothermischen Heizenergiesysteme
imp	Strombezug
min	Minimierung
max	Maximal
N, n	Menge der Gebäude
P	Leistung
pen	Penalty-Faktor
\dot{Q}	Wärmestrom
S, s	Energieträger
T, t	Betrachtungszeitraum
θ_{RL}	Heizungsrücklauftemperatur
θ_{VL}	Heizungsvorlauftemperatur
θ_{TWW}	Trinkwarmwassertemperatur
ϕ_{TES}	Verlustfaktor des thermischen Energiespeichers
W	Energiemenge
Ω, w	Menge der Wärmepumpen
x_w	Binärer Parameter für Existenz der Wärmepumpe
y_{EV}	Binärer Parameter für Verfügbarkeit des Elektroautos

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Auslastung des ONT in einem Vorstadtnetz (rote Line: extremer ONT, schwarze Linie: typischer ONT) bei einer Technologiedurchdringung von 100 % Wärmepumpen, PV-Anlagen und E-Autos	1
Abbildung 2.1:	Anzahl an EFH und MFH verschiedener Baualtersklassen in deutschen Gebäudebestand [2].....	3
Abbildung 2.2:	Prozentuale Anteile an energetisch sanierten Bauteilen verschiedener Baualtersklassen [2].....	4
Abbildung 2.3:	Regionaler Vergleich der Anteile der Wohngebäude nach Sanierungsstand [2].....	4
Abbildung 2.4:	Heizwärmebedarfsprofile für EFH und MFH verschiedener Baualtersklassen.....	6
Abbildung 2.5:	Synthetische Profile für den Haushaltsstrombedarf	7
Abbildung 2.6:	Synthetische Profile für den Trinkwarmwasserbedarf	7
Abbildung 2.7:	Vergleichswerte für den Stromverbrauch nach Gebäudetyp, Art der Warmwassererzeugung und Bewohnerzahl	8
Abbildung 2.8:	Schematischer Aufbau des Modells zur Betriebsoptimierung	9
Abbildung 3.1:	Vorstadtnetz mit vorhandenen Wohngebäuden aufgeteilt nach Haustyp...12	
Abbildung 3.2:	Quartierszusammensetzung mit Anzahl der Gebäude Sanierungszustand für 2020.....	12
Abbildung 3.3:	Quartierszusammensetzung mit Anzahl der Gebäude im Sanierungszustand für 2040 und einer angenommenen Vollsanierungsrate von 1,4 %.....	13
Abbildung 3.4:	Betrachtete Szenarien mit Anteil der Wärmeerzeuger	13
Abbildung 3.5:	Verteilung der Wärmeerzeuger im Quartier	14
Abbildung 3.6:	Effizienzkennzahlen der Anlagen für die Wärmebereitstellung	14
Abbildung 3.7:	CO ₂ -äquivalente Emissionsfaktoren für die Energieträger Strom und Erdgas	14
Abbildung 4.1:	Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes	17
Abbildung 4.2:	Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes	17
Abbildung 4.3:	Peakleistung in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten	18
Abbildung 4.4:	Energieaustausch und Emissionen in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten.....	19
Abbildung 4.5:	Peakleistung in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten	20
Abbildung 4.6:	Energieaustausch und Emissionen in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und thermischen Speicherkapazitäten.....	20
Abbildung 4.7:	Peakleistung in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung	21
Abbildung 4.8:	Energieaustausch und Emissionen in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung	22
Abbildung 4.9:	Peakleistung in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung	22
Abbildung 4.10:	Energieaustausch und Emissionen in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und einer 100-prozentigen E-Auto-Durchdringung	23

Abbildung 4.11: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung	24
Abbildung 4.12: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung	25
Abbildung 4.13: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeicher	25
Abbildung 4.14: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeicher	26
Abbildung 4.15: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern	26
Abbildung 4.16: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern	27
Abbildung 4.17: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung	28
Abbildung 4.18: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeicher	28
Abbildung 4.19: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern	29
Abbildung 4.20: Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040	30
Abbildung 4.21: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040.....	30
Abbildung 4.22: Kosten in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen	32
Abbildung 4.23: Peakleistung in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen	32
Abbildung 4.24: Emissionen in Szenario 3 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen	33

Anhang

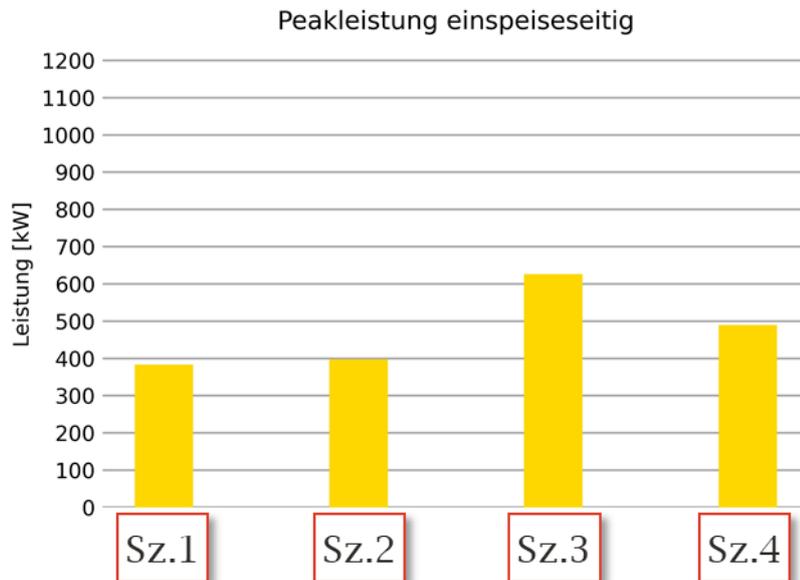


Abbildung 10.1: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit 50-prozentiger PV-Durchdringung

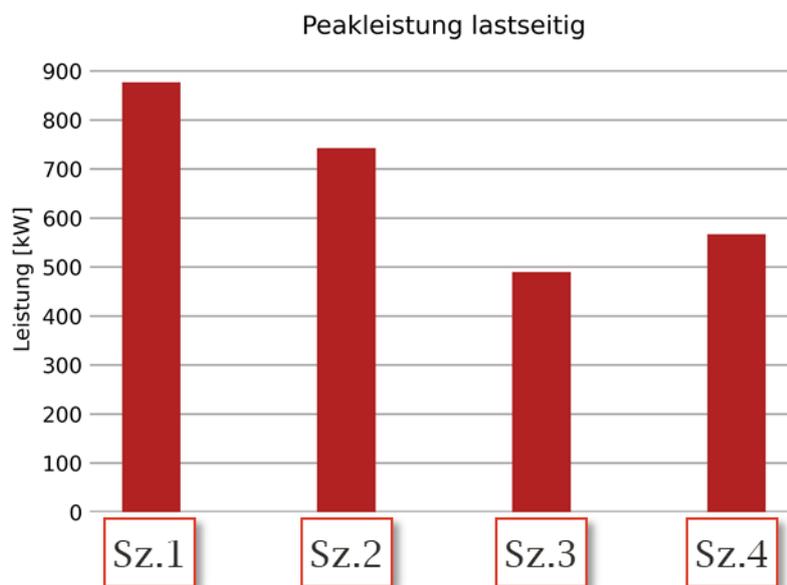


Abbildung 10.2: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit 50-prozentiger PV-Durchdringung

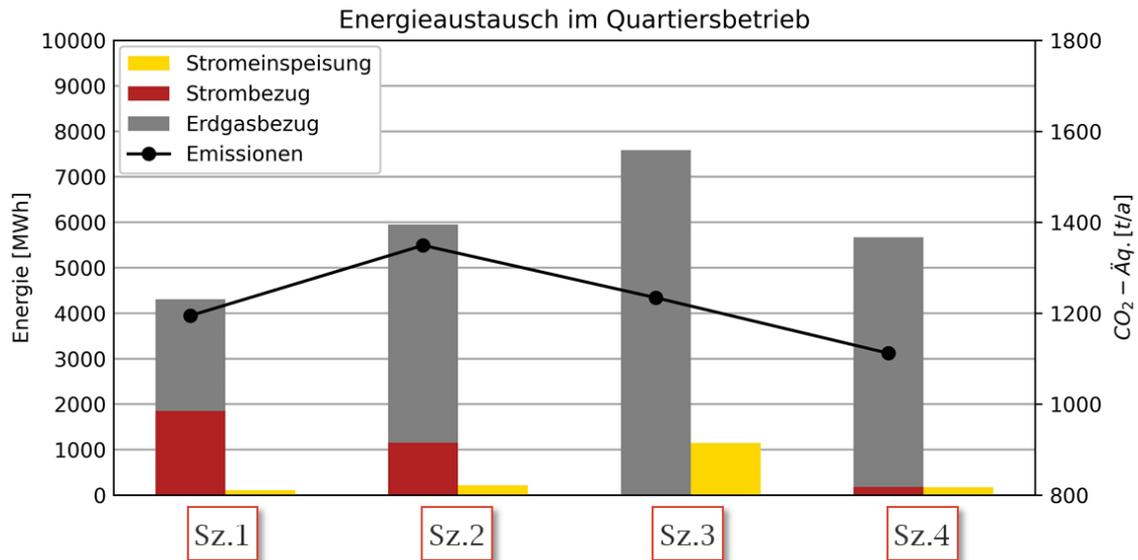


Abbildung 10.3: Energieaustausch und Emissionen im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes mit 50-prozentiger PV-Durchdringung

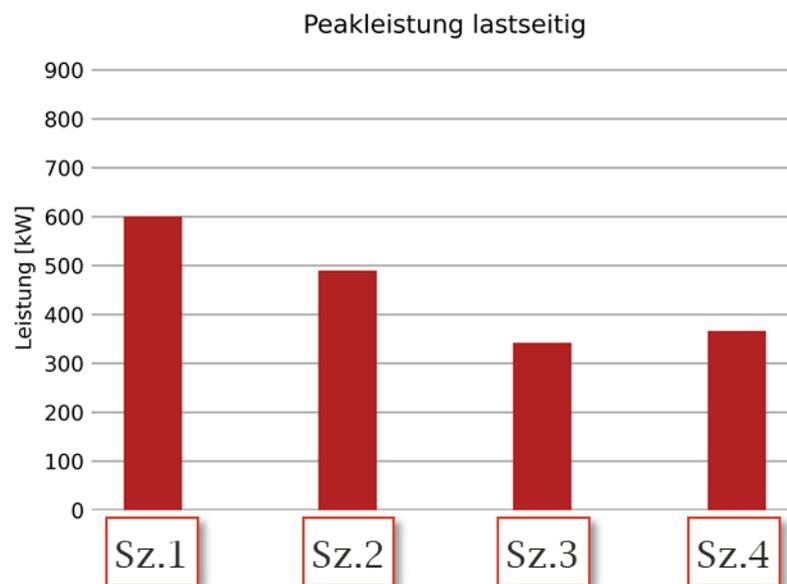


Abbildung 10.4: Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040

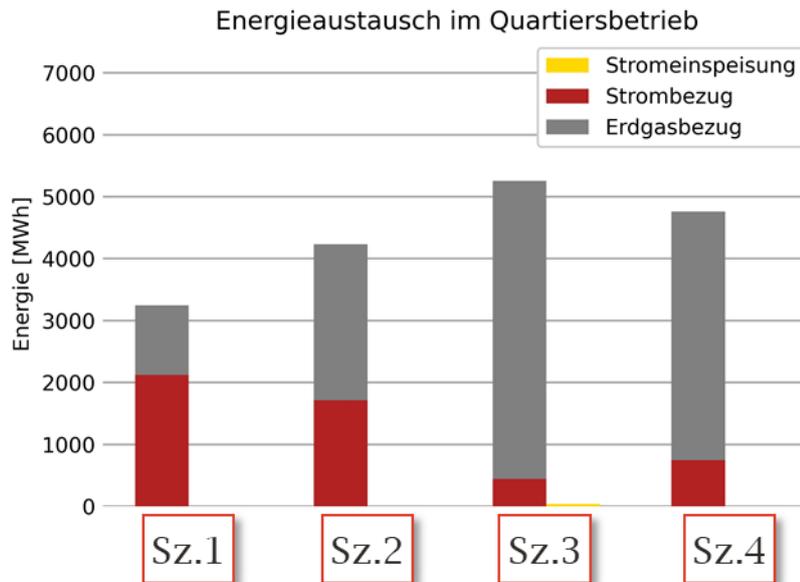


Abbildung 10.5: Energieaustausch im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040

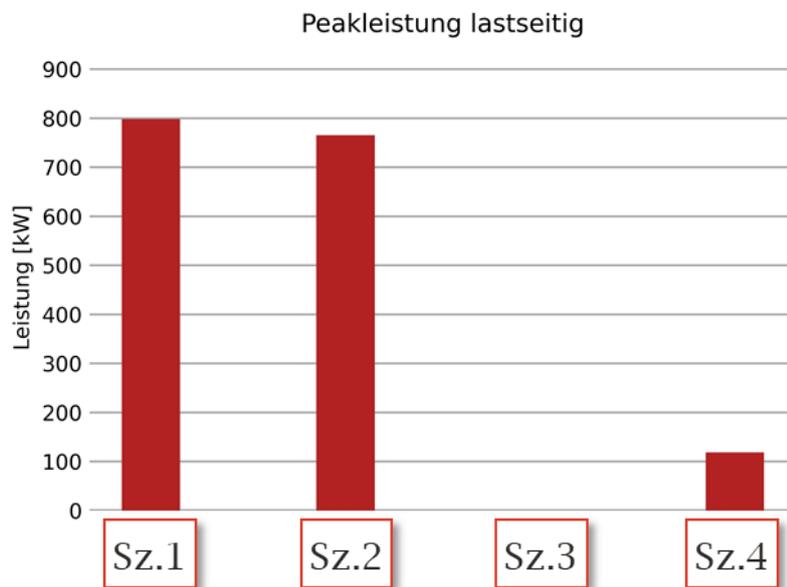


Abbildung 10.6: Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes mit größeren Pufferspeichern und im sanierten Zustand 2040

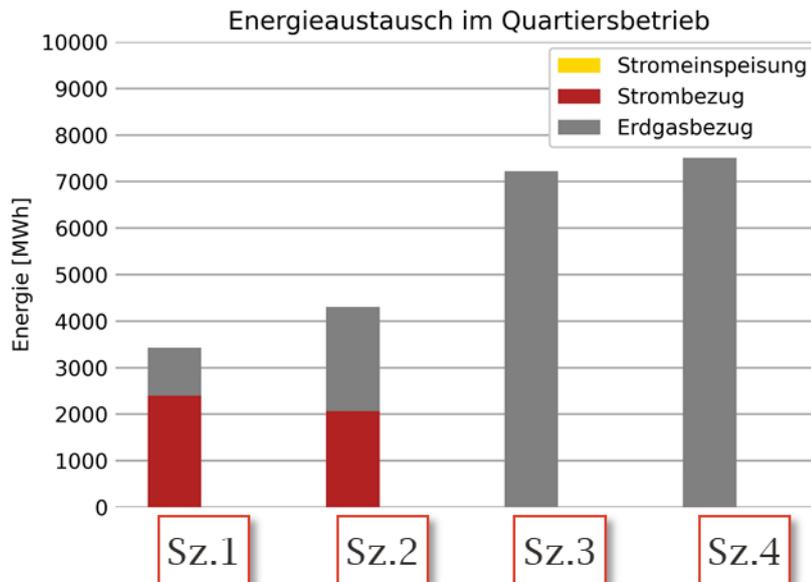


Abbildung 10.7: Energieaustausch im systemischen Quartiersbetrieb des Städtnetzes mit größeren Pufferspeichern im sanierten Zustand 2040

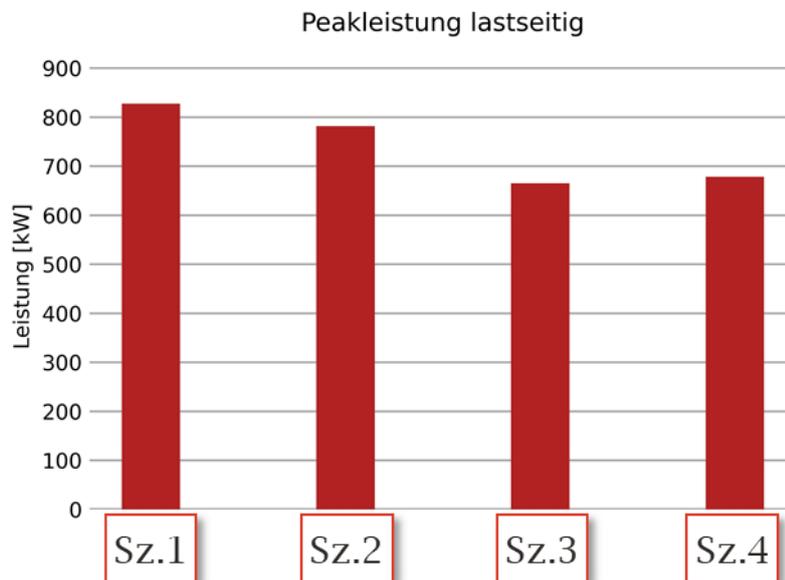


Abbildung 10.8: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Städtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger EV-Durchdringung

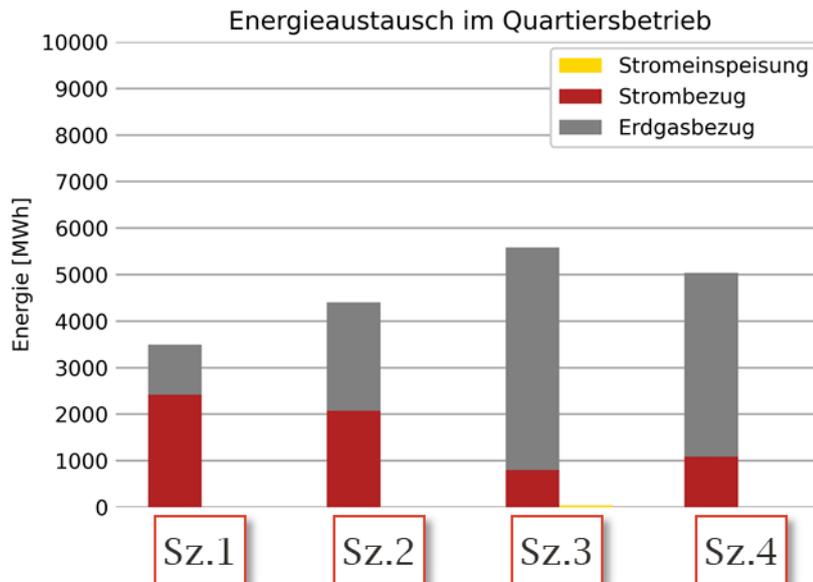


Abbildung 10.9: Energieaustausch im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger EV-Durchdringung

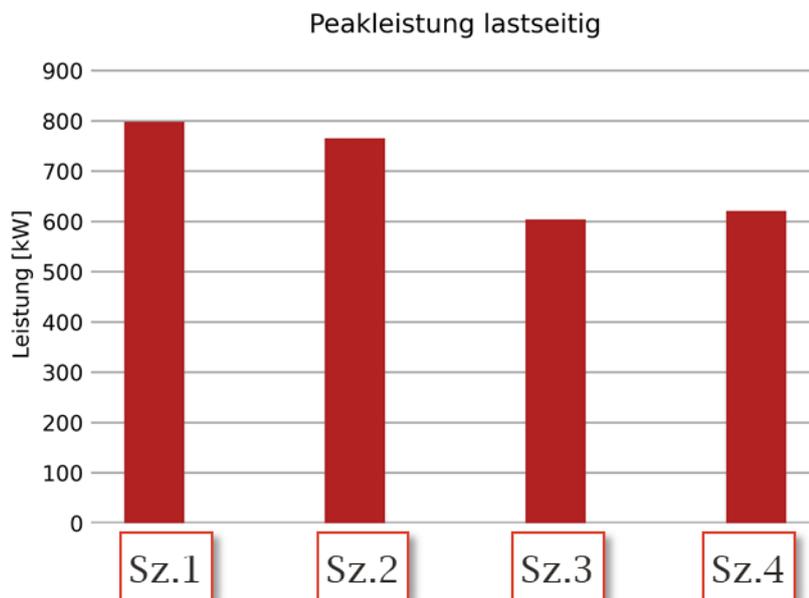


Abbildung 10.10: Lastseitige Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger EV-Durchdringung

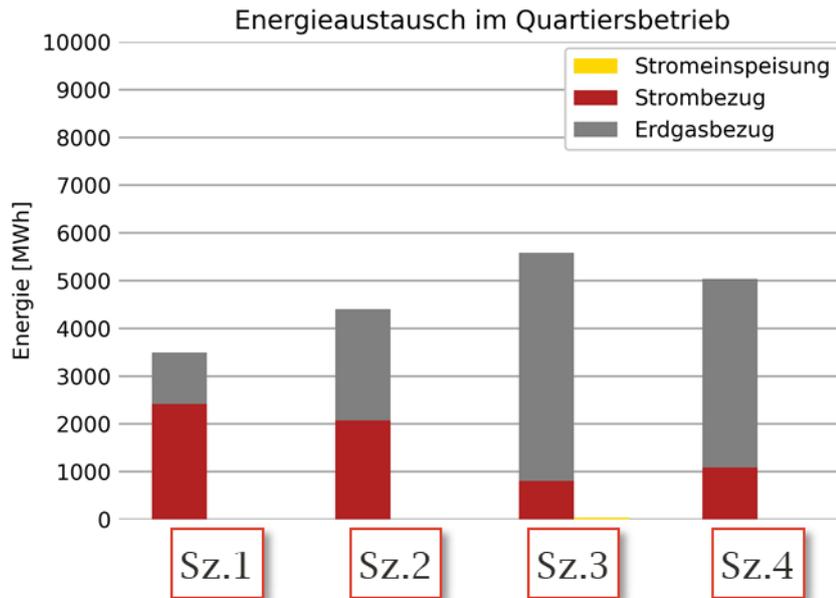


Abbildung 10.11: Energieaustausch im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger EV-Durchdringung

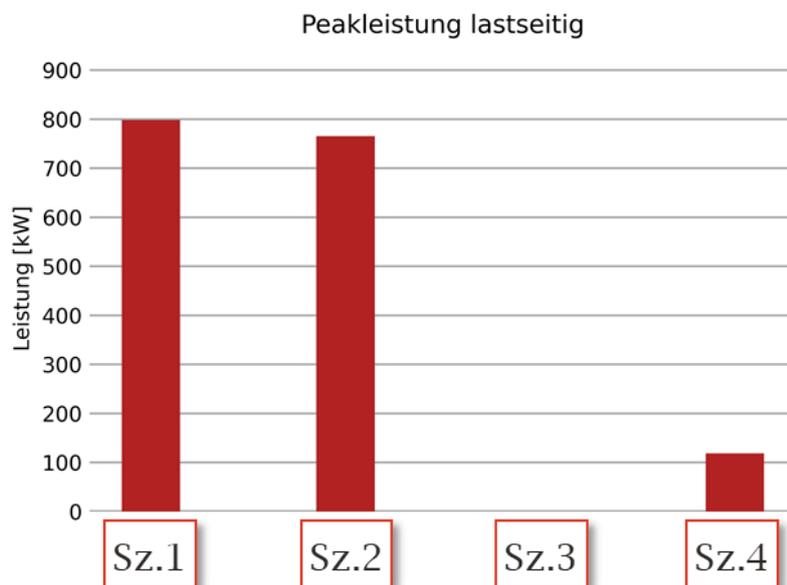


Abbildung 10.12: Lastseitige Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger EV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

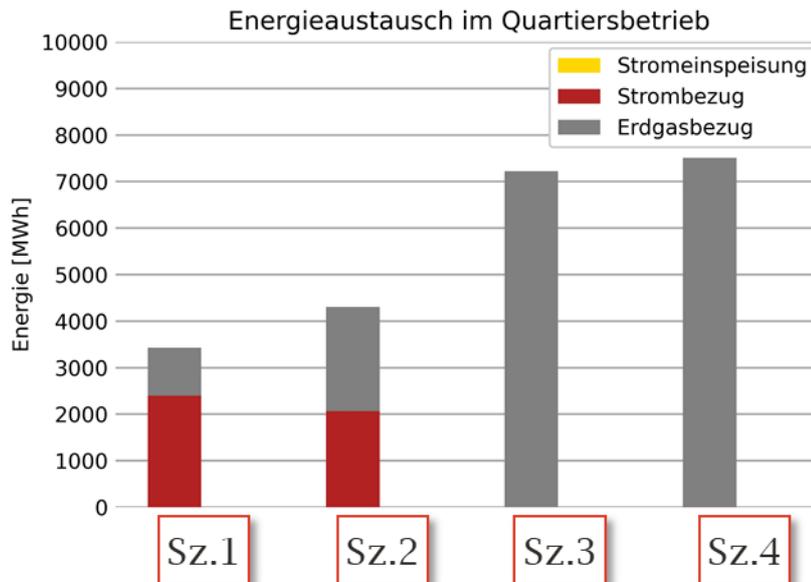


Abbildung 10.13: Energieaustausch im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger EV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

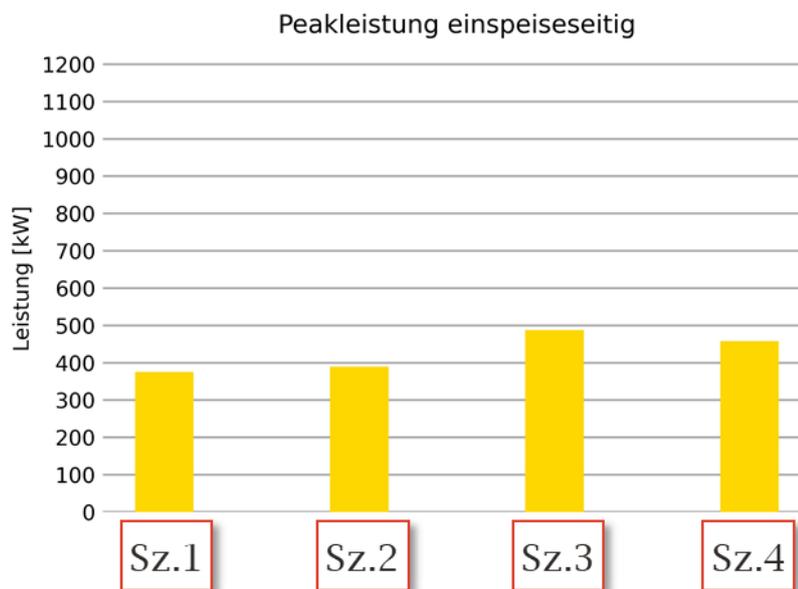


Abbildung 10.14: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit 50-prozentiger PV-Durchdringung

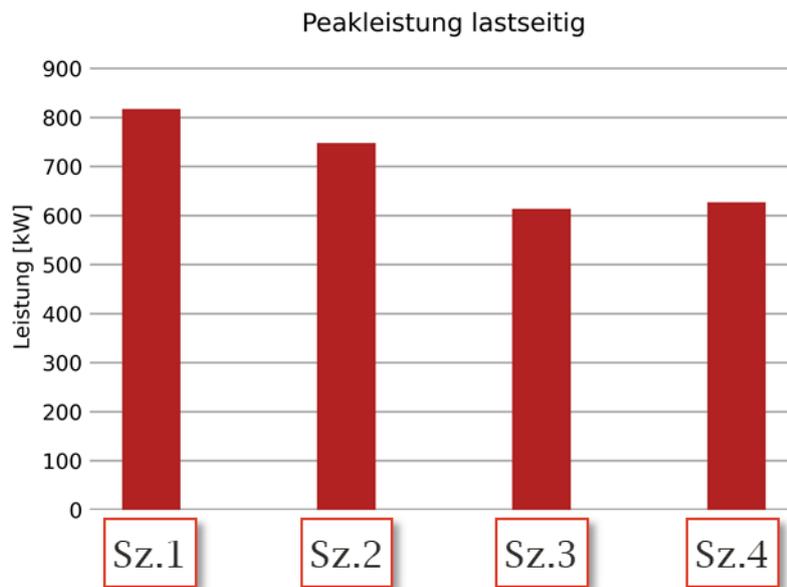


Abbildung 10.15: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit 50-prozentiger PV-Durchdringung

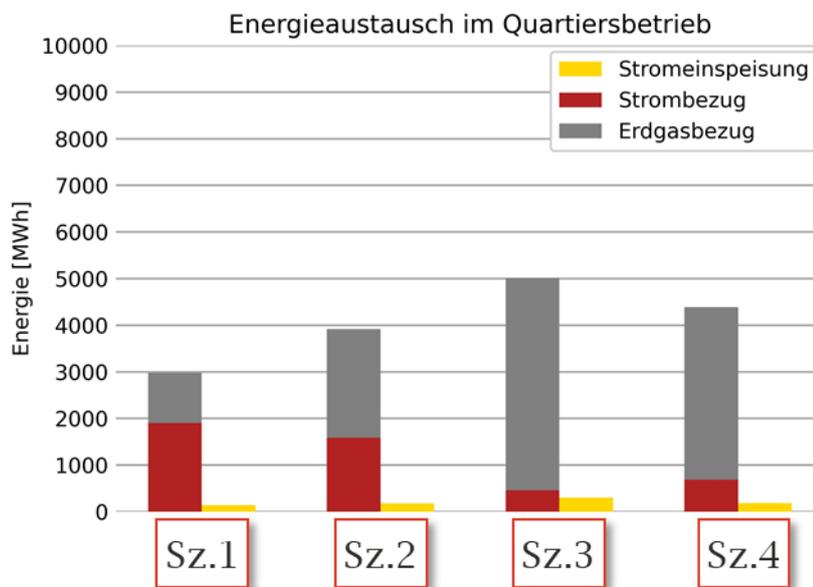


Abbildung 10.16: Energieaustausch im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit 50-prozentiger PV-Durchdringung

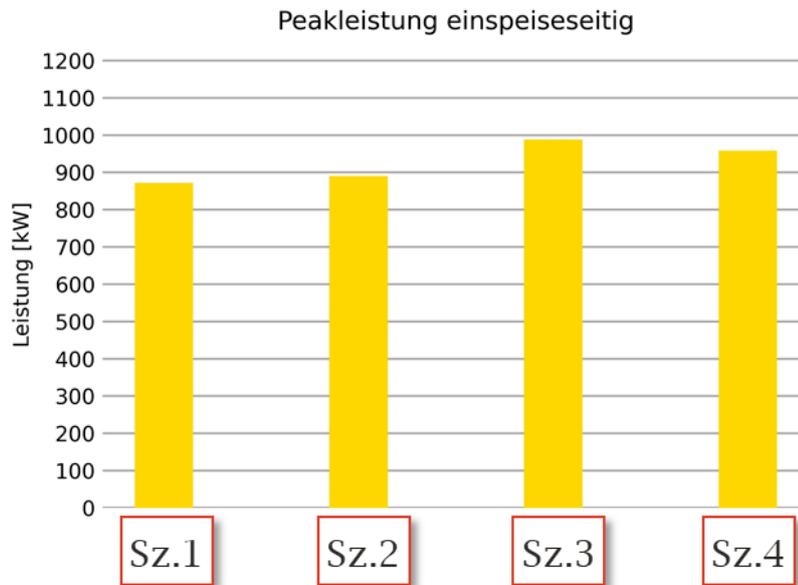


Abbildung 10.17: Einspeiseseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung

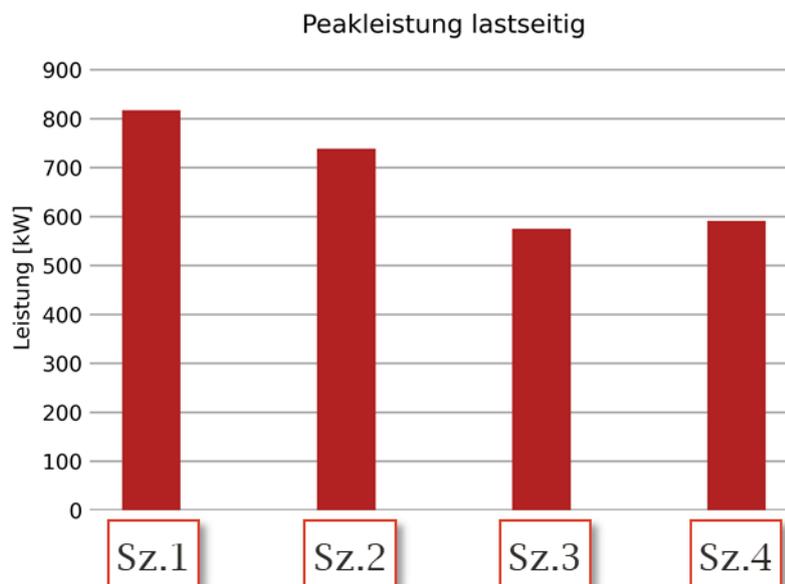


Abbildung 10.18: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung

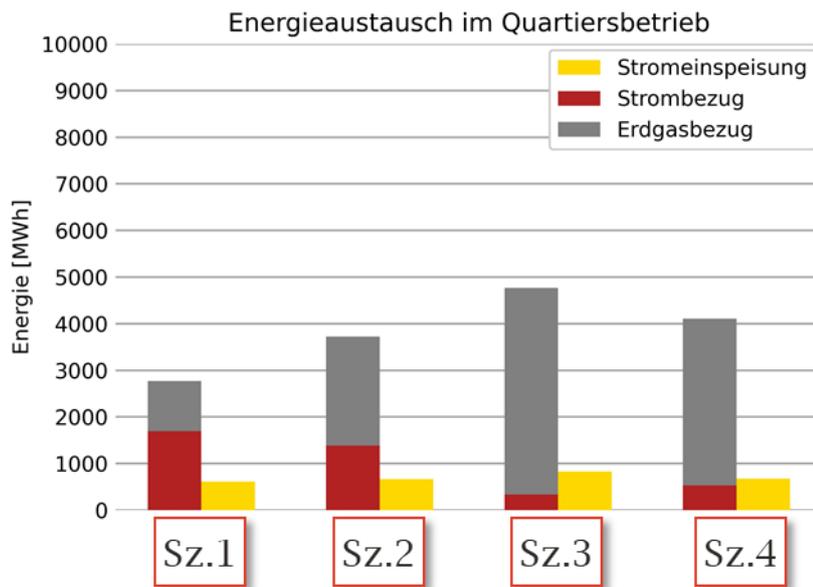


Abbildung 10.19: Lastseitige Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung

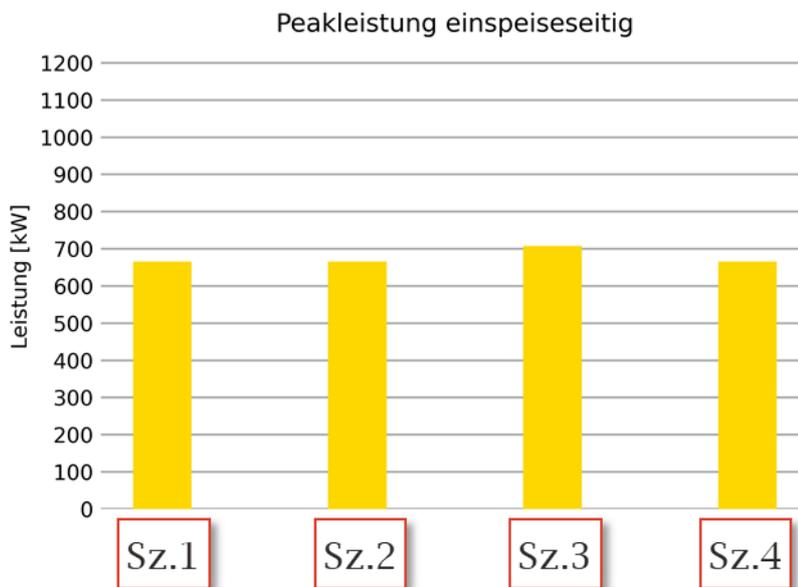


Abbildung 10.20: Einspeiseseitige Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeichern

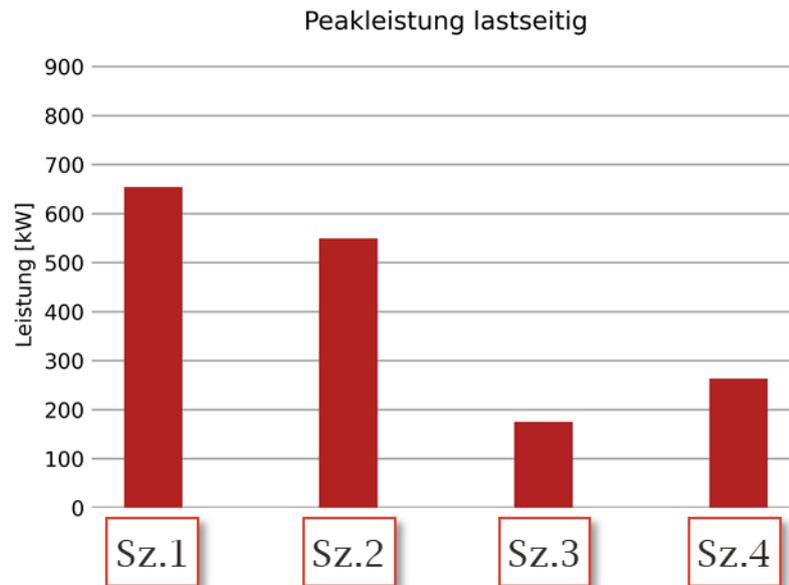


Abbildung 10.21: Lastseitige Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeichern

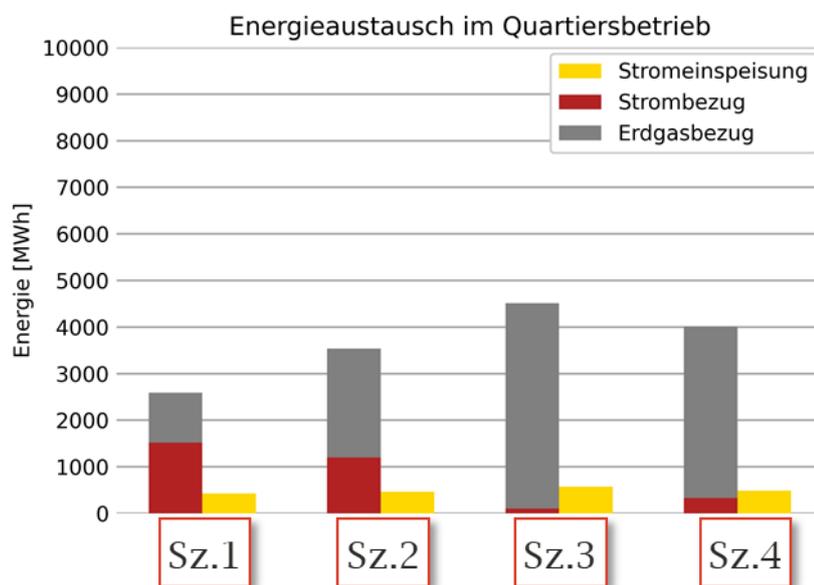


Abbildung 10.22: Energieaustausch im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung und 50-prozentigem Anteil Batteriespeichern

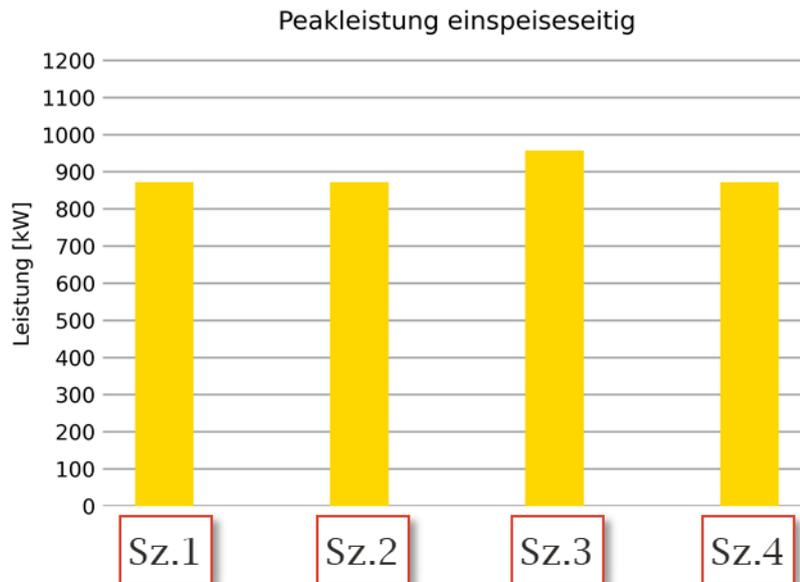


Abbildung 10.23: Einspeiseseitige Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

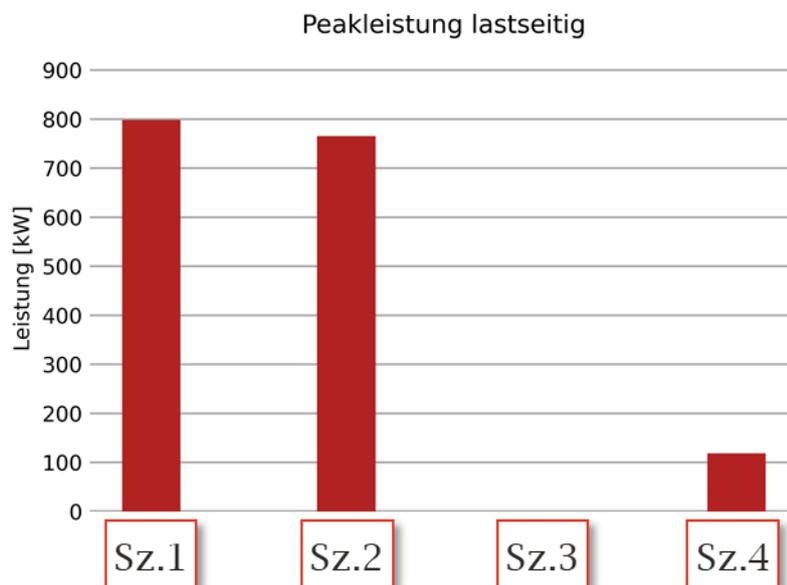


Abbildung 10.24: Lastseitige Peakleistung im systemischen Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

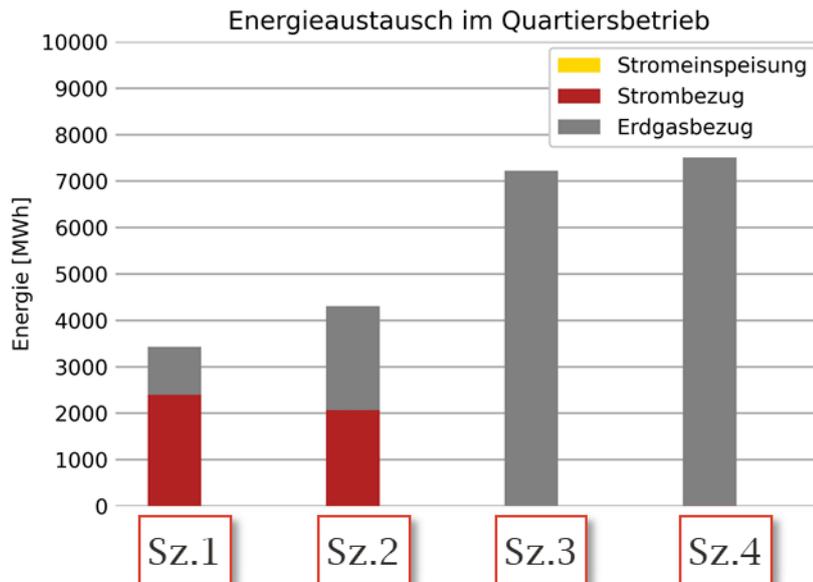


Abbildung 10.25: Energieaustausch im systemischen Quartiersbetrieb des Städtetzes im sanierten Zustand 2040 mit vollständiger PV-Durchdringung und größeren Pufferspeichern

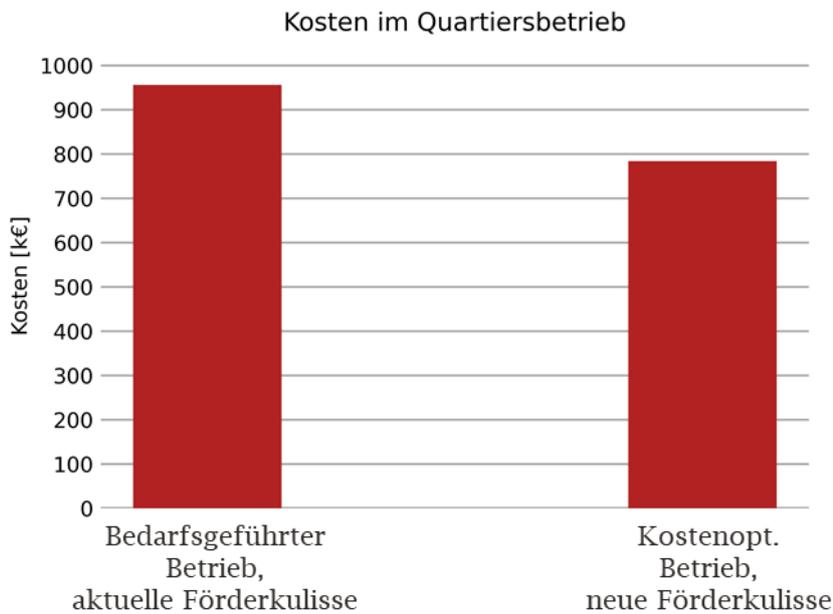


Abbildung 10.26: Kosten in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen

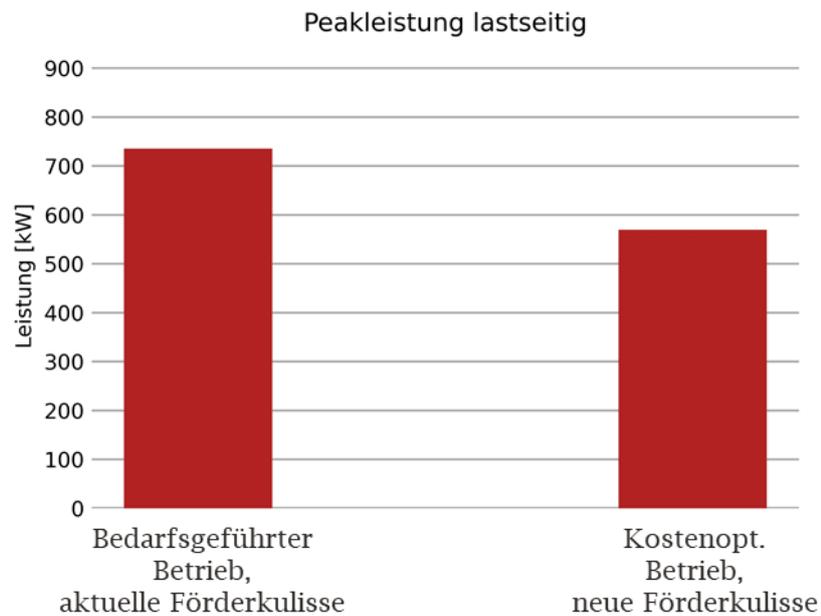


Abbildung 10.27: Peakleistung in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen

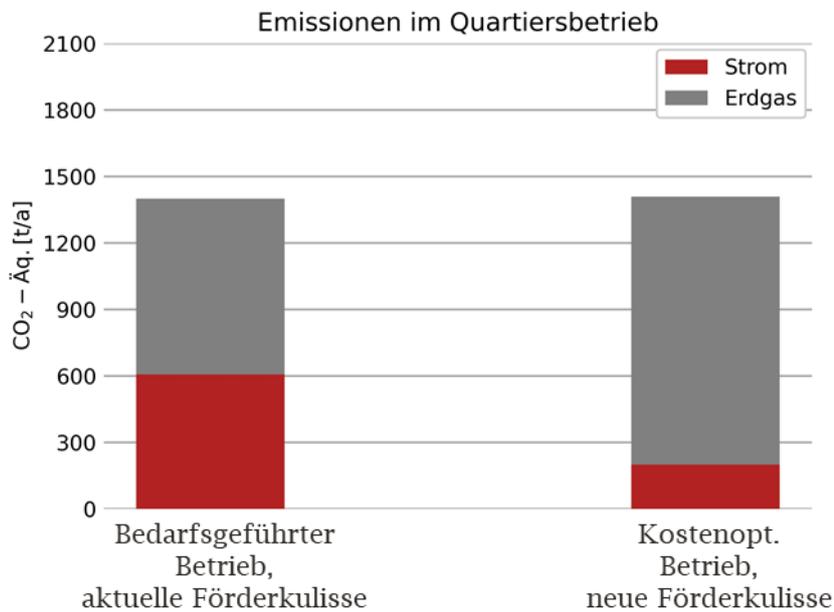


Abbildung 10.28: Emissionen in Szenario 4 bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Förderkulissen

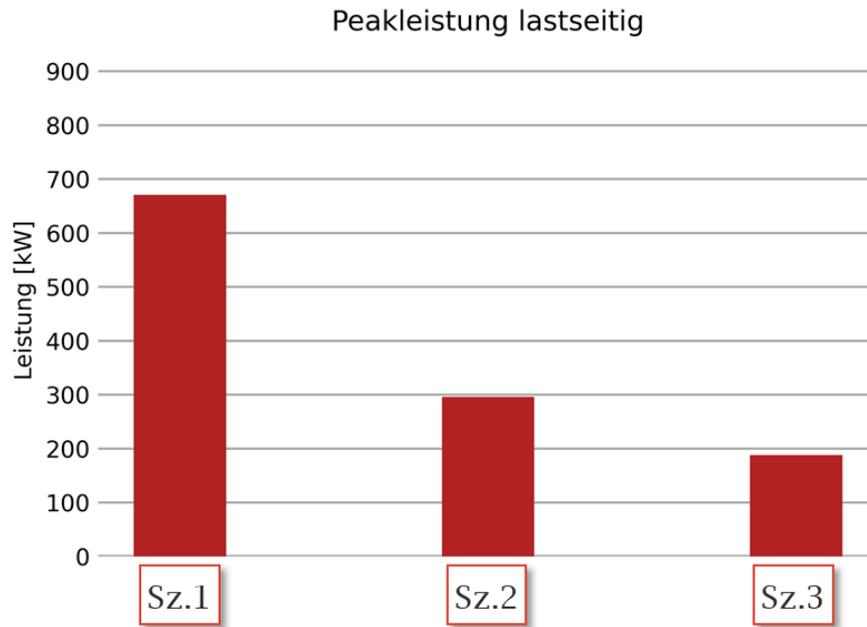


Abbildung 10.29: Peakleistung im kostenoptimierten Quartiersbetrieb des Stadtnetzes im sanierten Zustand 2040 während einer kalten Woche und ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs