

Soll-Ist-Vergleich der Energieflüsse im Quartier

im Rahmen des Verbundvorhabens

EnQuaFlex - Energiewendedenlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche
Flexibilitätskoordination

Teilprojekt: Messtechnische Erfassung und Datenauswertung

Autoren:

René Weiß, B. Eng.

Selvana Younes, B. Eng.

Prof. Dr.-Ing. Nicolei Beckmann

Buxtehude, 30.01.2026

Hochschule 21
Harburger Str. 6
21614 Buxtehude

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abstract

Im Zuge der zunehmenden Elektrifizierung von Gebäuden und Quartieren kommt der Vergleich zwischen normativen Planungsannahmen und realen Betriebsdaten eine wachsende Bedeutung zu. Ziel dieser Arbeit ist es, die Aussagekraft ausgewählter normativer energetischer Kenngrößen anhand eines real betriebenen Energiequartiers zu untersuchen und den Abgleich mit gemessenen Betriebsdaten systematisch vorzunehmen.

Hierzu wird ein Soll-Ist-Vergleich durchgeführt, der sich auf drei zentrale Aspekte konzentriert: die klimatischen Randbedingungen in Form der Außentemperaturen, die Erträge der Photovoltaikanlagen, sowie die aus den Stromverbräuchen resultierenden Treibhausgasemissionen. Die normativen Soll-Werte entstammen den zugrunde liegenden Energieausweisen und geltenden Berechnungsnormen, während die Ist-Werte auf kontinuierlich erfassten Betriebsdaten aus dem Quartiersbetrieb basieren. Die Auswertung erfolgt rein analytisch auf Jahres- und Monatsbasis, ohne datenbasierte Interpolation fehlender Messwerte.

Die Ergebnisse zeigen, dass zwischen Planung und Realbetrieb teils erhebliche Abweichungen auftreten. Normativ angesetzte Auslegungstemperaturen liegen deutlich unter den im Betrachtungszeitraum gemessenen Außentemperaturen, was zu überwiegendem Teillastbetrieb der Wärmeerzeugung führt. Bei den Photovoltaikerträgen zeigt sich eine hohe Streuung zwischen einzelnen Gebäuden sowie eine starke Abhängigkeit von gebäudespezifischen und externen systemischen Einflussfaktoren. Eine zeitweise netzseitige Einspeisebegrenzung führte zu signifikanten Abweichungen zwischen normativen und gemessenen Erträgen. Auch die bilanzierten Treibhausgasemissionen erweisen sich als stark sensitiv gegenüber betrieblichen Rahmenbedingungen und den angesetzten Emissionsfaktoren.

Die Arbeit zeigt exemplarisch, dass normative Planungswerte primär der Auslegungssicherheit und Standardisierung dienen, jedoch nur eingeschränkt geeignet sind, reale Betriebsbedingungen moderner, elektrifizierter Quartiere abzubilden. Gleichzeitig wird die zentrale Bedeutung hochwertiger, konsistenter Betriebsdaten für eine realitätsnahe energetische Bewertung deutlich. Die Ergebnisse leisten einen Beitrag zur Einordnung der Grenzen normativer Bewertungsverfahren und unterstreichen den Wert empirisch fundierter Soll-Ist-Vergleiche im Kontext zukünftiger Forschungs- und Planungsansätze.

Inhalt

Tabellenverzeichnis.....	IV
1 Einleitung	1
2 Untersuchungsgegenstand und methodisches Vorgehen.....	3
2.1 Untersuchungsquartier und Projektkontext	3
2.2 Normative Grundlage der Soll-Werte	3
2.3 Messkonzept und Datenerfassung	5
2.4 Datenverfügbarkeit und Auswahl der Untersuchungsgegenstände	7
3 Energiebilanz der einzelnen Häuser	8
3.1 Wärmebedarf und zeitlicher Verlauf über die Außentemperatur	8
3.2 Photovoltaik im Soll-Ist-Vergleich.....	9
3.2.1 Datengrundlage und Vergleichsansatz	9
3.2.2 Ergebnisse der Photovoltaik Ertragsauswertung	10
3.2.3 Externe Einspeisebegrenzung und Einordnung der Ist-Erträge.....	11
3.3 Vergleich der THG-Emissionen nach Daten des Umweltbundesamts und Gebäudeenergiegesetzes.....	12
3.3.1 Datengrundlage und Bilanzierungsansatz	12
3.3.2 Ergebnisse der THG-Emissionsbilanzierung.....	13
4 Analyse und Einordnung der Ergebnisse.....	16
4.1 Einordnung der klimatischen Randbedingungen.....	16
4.2 Einordnung der Photovoltaikerträge.....	17
4.3 Einordnung der THG-Emissionen.....	17
4.4 Methodische grenzen und Aussagekraft des Soll-Ist-Vergleichs	18
4.5 Implikationen für die Planungspraxis.....	18
5 Fazit und Ausblick.....	21

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schemata zur Datenaufnahme in einem Gebäude	6
Abbildung 2: Temperaturvergleich 2024 und 2025	9
Abbildung 3: Vergleich der PV-Erträge der Jahre 2024 und 2025	10
Abbildung 4: Ermittlung der Soll-Werte des Strombezugs.....	13
Abbildung 5: THG-Auswertung des Jahres 2024.....	14
Abbildung 6: THG-Auswertung des Jahres 2025.....	14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Häuser im Soll-Ist-Vergleich	5
---	---

Abkürzungen

EnQuaFlex	Energiewendedenlicher Flexibilitätskoordination	Quartiersbetrieb	durch	gemeinschaftliche
GEG	Gebäudeenergiegesetz			
PLZ	Postleitzahl			
THG-Emissionen	Treibhausgasemissionen			
UBA	Umweltbundesamt			

1 Einleitung

Die energetische Bewertung von Gebäuden und Quartieren erfolgt in Deutschland überwiegend auf Grundlage normativer Bilanzierungsverfahren. Insbesondere die DIN 18599 sowie die DIN EN 12831-1 bilden zentrale Werkzeuge zur Bestimmung von theoretischen Energiebedarfen, Heizlasten, Systemwirkungsgraden und daraus abgeleiteten Emissionen. Diese Verfahren ermöglichen eine einheitliche, vergleichbare und rechtssichere Planung und stellen damit eine unverzichtbare Grundlage für Genehmigungs-, Nachweis- und Förderprozesse dar. Ihr Einsatz ist insbesondere im Kontext des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) fest verankert und prägt die energetische Auslegung von Neubauten und Sanierungsmaßnahmen maßgeblich.

Die normativen Verfahren beruhen jedoch auf vereinfachten Annahmen zu klimatischen Randbedingungen, Nutzungsprofilen und Anlagenbetriebszuständen. Diese Vereinfachung sind notwendig, um eine robuste und allgemein anwendbare Methodik bereitzustellen und gleichzeitig eine ausreichende Planungssicherheit zu gewährleisten. Insbesondere bei der Auslegung von Wärmeerzeugern werden bewusst sicherheitsbehafte Randbedingungen angesetzt, um auch unter ungünstigen Bedingungen eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Die Normen verfolgen damit primär das Ziel einer verlässlichen Dimensionierung und weniger die Abbildung des realen Betriebsverhaltens einzelner Anlagen.

Mit der zunehmenden Verbreitung innovativer Gebäudetechnologien wie Wärmepumpensysteme und Photovoltaikanlagen gewinnt jedoch die Frage an Bedeutung, in welchem Umfang diese normativen Annahmen mit den tatsächlichen Betriebsbedingungen übereinstimmen. Moderne Gebäude und Quartiere sind zunehmend durch einen hohen Elektrifizierungsgrad, eine enge Kopplung mit dem Stromnetz sowie durch dynamische Betriebsweisen geprägt. In diesem Kontext kann eine Auslegung auf Basis normativer Randbedingungen dazu führen, dass der reale Betrieb erheblich von den in der Planungsphase angenommenen Zuständen abweicht.

Vor diesem Hintergrund gewinnt der Vergleich zwischen normativ ermittelten Soll-Werten und real gemessenen Ist-Werten zunehmend an wissenschaftlicher und praktischer Relevanz. Während Soll-Werte eine idealisierte, planungsbezogene Perspektive abbilden, liefern Betriebsdaten Einblicke in das tatsächliche Anlagenverhalten unter realen Betriebsbedingungen.

Die Untersuchung erfolgt exemplarisch anhand eines real betriebenen Quartiers des Fertighausherstellers Viebrockhaus, welches im Rahmen des Forschungsprojekt „Energiewendedenlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination“ (EnQuaFlex) betrachtet und begleitet wird. Ziel dieser Arbeit ist es, die normativ angesetzten Planungswerte ausgewählten gemessenen Betriebsdaten gegenüberzustellen und die daraus resultierenden Abweichungen transparent darzustellen. Der Fokus liegt dabei auf klimatischen Randbedingungen, sowie auf zentralen Kenngrößen des Anlagenbetriebs, insbesondere den Erträgen von Photovoltaikanlagen und den resultierenden Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen).

Die Arbeit verfolgt ausdrücklich nicht das Ziel, normative Planungsverfahren grundsätzlich in Frage zu stellen oder alternative Auslegungsmethoden zu entwickeln. Vielmehr soll die Aussagekraft normativer Kennwerte im Kontext realer Betriebsbedingungen empirisch eingeordnet werden.

2 Untersuchungsgegenstand und methodisches Vorgehen

Um eine Nachvollziehbarkeit und eine Vergleichbarkeit gewährleisten zu können, sollen im zweiten Kapitel zuerst die Ist-Werte und die Rahmenbedingungen der Ermittlung dieser vorgestellt werden.

2.1 Untersuchungsquartier und Projektkontext

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Betriebsdaten stammen aus dem Forschungsprojekt EnQuaFlex. Das Ziel des Projektes ist es den realen Betrieb von nachhaltigen Energiesystemen zu monitoren, die Verwendung eines Quartiersstromspeichers bezüglich der Netzdienlichkeit zu evaluieren, ein agentenbasiertes Energiemanagement auf Häuser und Quartiersebene aufzubauen und zu erproben ebenso wie die Bewohner des Quartiers bezüglich Ihrer Akzeptanz zu befragen.

Das betrachtete Quartier umfasst insgesamt 18 Wohngebäude, die alle mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung, sowie mit Photovoltaikanlagen zur lokalen Stromerzeugung ausgestattet sind. Die Gebäude unterscheiden sich im Detail hinsichtlich der verwendeten Hersteller der Systeme, eingesetzter Technologien sowie unterschiedlicher Smart Home Anwendungen. Dies ist dem experimentellen Charakter des Quartiers und der Erprobung verschiedener Ausführungen geschuldet. Gleichzeitig wurde darauf geachtet, dass zentrale energetische Messgrößen über vergleichbare Messstellen mit einheitlichen Sensoren erfasst werden, um eine wissenschaftliche Vergleichbarkeit sicherzustellen zu können.

Ein wesentliches Merkmal des Projekts ist die kontinuierliche Erfassung hochaufgelöster Betriebsdaten im Realbetrieb. Von den insgesamt 18 Gebäuden sind aktuell 14 vermietet, die weiteren dienen als Musterhäuser und als Büro für Viebrockhaus. Die Gebäude unterliegen daher realen Nutzungs- und Betriebsbedingungen, weshalb sie sich besonders für den Soll-Ist-Vergleich eignen, da kein idealisierter Test- oder Prüfstandbetrieb vorliegt.

2.2 Normative Grundlage der Soll-Werte

Die Soll-Werte, die im Rahmen des Soll-Ist-Vergleichs herangezogen werden, basieren auf den energiebezogenen Angaben der jeweiligen Gebäude aus der Planungsphase. Diese Angaben wurden den Energieausweisen der Gebäude entnommen, die gemäß den geltenden normativen Verfahren erstellt wurden. Die energetische Bilanzierung erfolgt auf Grundlage der DIN V 18599, die in Deutschland das maßgebliche Verfahren zur energetischen Bewertung von Gebäuden darstellt.

Die Norm definiert unter anderem die Berechnung von Energiebedarfen, Anlageneffizienzen sowie emissionsbezogenen Kennwerten.

Für die Auslegung der Heizsysteme wurde die DIN EN 12831-1 herangezogen, welche die Berechnung der Norm-Heizlast regelt. Die Norm basiert auf definierten Auslegungstemperaturen und sicherheitsbehafteten Randbedingungen, um auch unter ungünstigen klimatischen Bedingungen eine ausreichende Heizleistung sicherzustellen. Die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten normativen Werte spiegeln somit nicht den erwarteten durchschnittlichen Betrieb wider, sondern stellen konservative Auslegungswerte dar.

Die Bilanzierung der Photovoltaikerträge erfolgt ebenfalls normativ auf Grundlage von standortbezogenen Referenzwerten. Für das betrachtete Quartier wurde hierbei die Klimazone 4 Potsdam als Referenz herangezogen. Diese normativen Erträge stellen idealisierte Jahreswerte dar, die von einem ungestörten Anlagenbetrieb ohne externe Einschränkungen ausgehen.

Die Verwendung dieser Soll-Werte ist für den vorliegenden Vergleich bewusst gewählt, da sie den in der Planungspraxis üblichen Bewertungsmaßstab darstellen. Ziel ist es, die normativen Planungswerte nicht durch alternative Berechnungsansätze zu ersetzen, sondern ihre Aussagekraft im Vergleich zu realen Betriebsdaten zu untersuchen. In der Tabelle 1 sind alle Häuser berücksichtigt, aus denen Messwerte im Soll-Ist-Vergleich genutzt wurden. Neben der anonymisierten Häuserbezeichnung sind auch das Ausstellungsdatum des Energieausweises genannt, ebenso wie die Nutzfläche des Hauses angegeben wurde. Des Weiteren gab es mehrere Planungsbüros die an der Ausstellung der Energieausweise beteiligt waren, dieser Aspekt wurde ebenfalls anonymisiert berücksichtigt.

Tabelle 1: Übersicht der Häuser im Soll-Ist-Vergleich

Häuserbezeichnung	Datum der Ausstellung des Energieausweises	Ersteller des Energieausweises	Fläche des Gebäudes (Nutzfläche A _N)	Anzahl der Gebäudebewohner
Windsor	07.11.2022	Unternehmen 1	190,8 m ²	3 Personen
Carrickfergus	15.05.2023	Unternehmen 2	192,4 m ²	3 Personen
Doune	07.12.2021	Unternehmen 1	230,2 m ²	4 Personen
Dover	23.07.2023	Unternehmen 2	142,7 m ²	Musterhaus
Inveraray	22.04.2023	Unternehmen 2	193,6 m ²	5 Personen
Ludlow	10.01.2023	Unternehmen 1	174,3 m ²	2 Personen
Arundel	14.03.2022	Unternehmen 1	302,0 m ²	4 Personen
Raby	23.02.2023	Unternehmen 2	192,0 m ²	2 Personen
Hampton	21.02.2023	Unternehmen 1	194,3 m ²	2 Personen
Sterling	21.02.2022	Unternehmen 1	208,1 m ²	4 Personen
Eilean	23.02.2023	Unternehmen 1	178,3 m ²	6 Personen

2.3 Messkonzept und Datenerfassung

Die Datenerfassung im Quartier erfolgt über ein einheitliches Messkonzept, dass auf die Erfassung zentraler elektrischer Energieflüsse ausgerichtet ist. In allen betrachteten Gebäuden werden relevante Stromflüsse lastseitig erfasst, insbesondere der elektrische Strombezug des Gebäudes, die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpen sowie die elektrische Energieerzeugung der Photovoltaikanlagen. Die Messstellen sind funktional vergleichbar, auch wenn sich die anlagentechnische Ausführung zwischen einzelnen Gebäuden im Detail unterscheidet.

Als Messinstrumente kommen industrienähe, fest installierte Stromzähler zum Einsatz, die die elektrische Wirkleistung und -energie mit hoher zeitlicher Auflösung erfassen. Die Kommunikation der Messwerte erfolgt über Modbus-basierte Schnittstellen, wodurch eine kontinuierliche und synchronisierte Datenübertragung gewährleistet wird. Alle Messwerte verfügen über konsistente Zeitstempel, sodass eine zeitlich abgestimmte Auswertung möglich ist.

Die zeitliche Auflösung der Rohdaten beträgt eine Minute bis 15 Minuten. Für die Auswertung werden die Messwerte je nach Kenngröße zeitlich aggregiert, beispielsweise zu Monats- oder Jahreswerten.

Die hohe zeitliche Auflösung erlaubt es, auch dynamische Betriebszustände abzubilden, erfordert jedoch gleichzeitig eine sorgfältige Datenaufbereitung, um Messrauschen, Übergangszustände und fehlerhafte Einzelwerte zu berücksichtigen.

Zur Veranschaulichung des Messkonzepts wird exemplarisch eine schematische Darstellung eines Gebäudes herangezogen. Dieses Schema zeigt die relevanten Stromflüsse sowie die Kommunikationsschnittstellen der Messgeräte. Trotz variierender anlagentechnischer Ausführungen zwischen den Gebäuden bleibt die grundsätzliche Messstellenlogik identisch, wodurch eine vergleichbare Auswertung ermöglicht wird. In der Abbildung 1 ist ein Schema dargestellt, die roten Linien beschreiben die Lastseitigen Stromflüsse und die blauen Linien stellen die Ethernet Verbindungen dar. Als Zählinstrument ist im Quartier einheitlich der Siemens Sentron PAC2200 verbaut, nur die PV-Anlagen werden direkt über den Wechselrichter ausgelesen und nicht über einen Siemens Zähler.

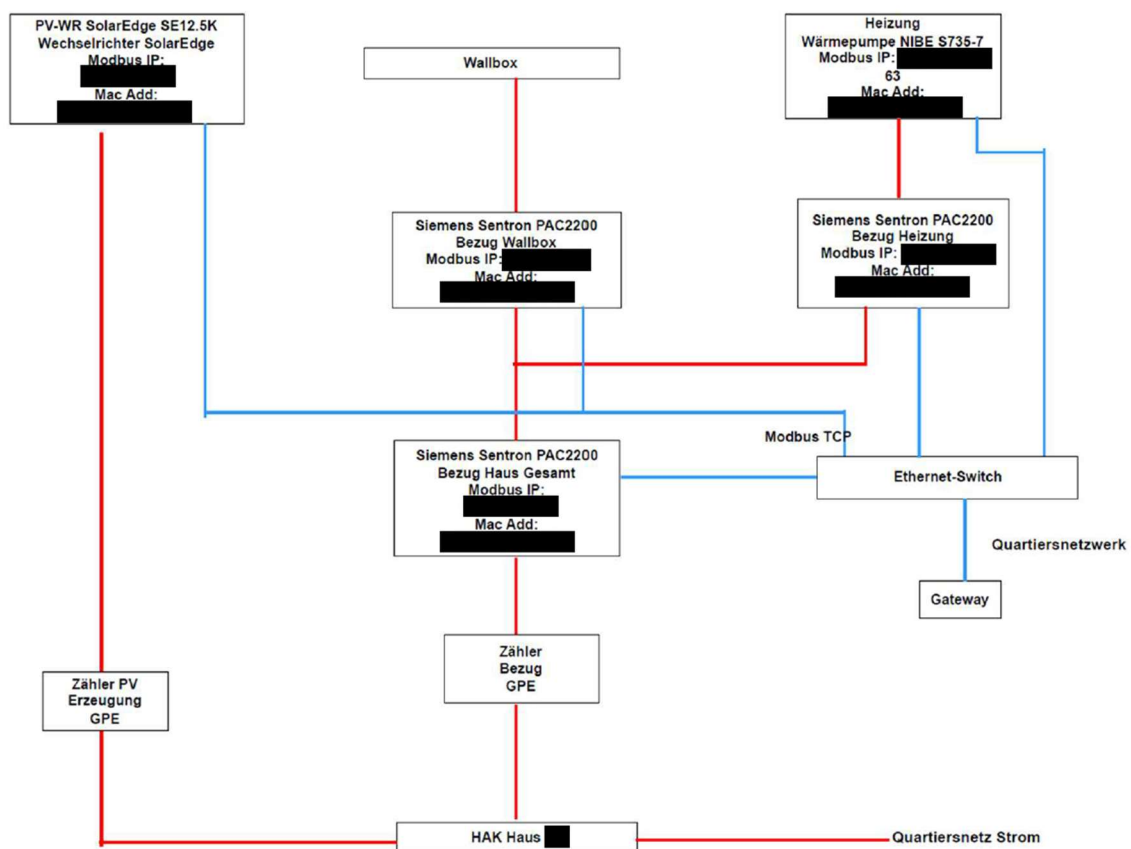


Abbildung 1: Schemata zur Datenaufnahme in einem Gebäude

2.4 Datenverfügbarkeit und Auswahl der Untersuchungsgegenstände

Die Verfügbarkeit der Messdaten variiert zwischen den einzelnen Gebäuden des Quartiers. Ursachen hierfür sind unter anderem Kommunikationsausfälle, zeitweise Stillstände einzelner Anlagen sowie nutzerbedingte Eingriffe. Um eine belastbare Auswertung sicherzustellen, wurde eine Auswahl von Gebäuden getroffen, für die über den betrachteten Zeitraum eine weitgehend vollständige und konsistente Datenbasis vorliegt.

Die Auswahl der Gebäude erfolgte nicht zufällig, sondern auf Grundlage klar definierter Kriterien, wie eine Beschränkung auf tatsächlich gemessene Werte und nicht solche die rechnerisch auf Basis vergleichbarer Daten interpoliert wurden. Berücksichtigt wurden ausschließlich Gebäude, bei denen die relevanten Messgrößen über einen ausreichenden Zeitraum verfügbar waren und bei denen keine systematischen Messausfälle einzelner Anlagenkomponenten vorlagen.

Diese Vorgehensweise reduziert zwar die Anzahl der betrachteten Gebäude, erhöht jedoch die Aussagekraft der Ergebnisse. Die analysierten Gebäude sind hinsichtlich Gebäudetypologie, Nutzung und technischer Ausstattung vergleichbar, sodass die Ergebnisse als repräsentativ für den betrachteten Anwendungsfall eingeordnet werden können. Gleichzeitig wird vermieden, dass Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Werten primär auf unzureichende Datenqualität zurückzuführen sind.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Datenverfügbarkeit über die Projektlaufzeit durch die Anstrengungen des Projektteams erheblich gesteigert werden konnte. Im Juli 2024, als die hochschule 21 selbstständig eine eigene Datenaufnahme initiierte, lag die Quote der gemessenen Daten (Grundlage für die Erhebung sind die Messpunkte der Häuser nach dem Schema in Abb. 1) noch bei 60 %. Zum Ende des Jahres 2025 lag die Quote der Datenverfügbarkeit bei 82%, was eine deutliche Steigerung im Vergleich zum Projektbeginn und zur Aufnahme der Messreihen darstellt. Durch diese breitere Datengrundlage, können die weiteren Untersuchungen des Quartiers durch eine umfangreichere Datengrundlage gestützt werden.

3 Energiebilanz der einzelnen Häuser

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des durchgeführten Soll-Ist-Vergleichs dargestellt. Ziel ist es, die normativ angesetzten Planungswerte ausgewählter energetischer Kenngrößen den gemessenen Betriebsdaten gegenüberzustellen und die resultierenden Abweichungen quantitativ aufzuzeigen. Die Ergebnisdarstellung erfolgt rein analytisch. Eine weiterführende Interpretation und Einordnung der Ergebnisse im Kontext normativer Planungsansätze und realer Betriebsbedingungen erfolgt in Kapitel 4.

Die Auswertung konzentriert sich auf drei zentrale Aspekte: die klimatischen Randbedingungen in Form der Außentemperaturen, die Erträge der Photovoltaikanlagen und die aus den Stromverbräuchen resultierende THG-Emissionen der Häuser. Diese Kenngrößen bilden die wesentlichen Grundlagen für die energetische Bewertung des betrachteten Quartiers und ermöglichen eine differenzierte Betrachtung der Abweichungen zwischen Planung und Betrieb.

3.1 Wärmebedarf und zeitlicher Verlauf über die Außentemperatur

Die Außentemperatur stellt eine zentrale Randbedingung sowohl für die Auslegung der Wärmeerzeugung als auch für die Bewertung des Anlagenbetriebs dar. In der normativen Planung werden für die Heizlastberechnungen nach DIN EN 12831-1 standortbezogene Auslegungstemperaturen herangezogen. Diese basieren auf dem tiefsten Zweitagemittel der Lufttemperatur, das innerhalb eines 20-jährigen Betrachtungszeitraums statistisch zehnmal erreicht oder unterschritten wurde, und dienen der sicheren Dimensionierung der Heizsysteme.

Für den Soll-Ist-Vergleich wurden die normativ angesetzten Auslegungstemperaturen den gemessenen Außentemperaturen im Quartier gegenübergestellt. Die Ist-Werte basieren auf den Messungen mehrerer Außentemperaturfühler von Wärmepumpensystemen im Quartier, deren Werte gemittelt wurden, um einen vergleichbaren Referenzwert zu erhalten. Die Auswertung zeigt, dass die gemessenen Außentemperaturen über den betrachteten Zeitraum deutlich oberhalb der normativen Auslegungstemperaturen liegen. Die Soll-Werte entstammen der DIN EN 12831-1 für den Quartiersstandort Harsefeld (Postleitzahl (PLZ) 21698). In Abbildung 2 sind die gemessenen monatlichen Tiefst- und Höchsttemperaturen dargestellt; ergänzend wurde aus diesen Werten ein Monatsmittel zur Einordnung der typischen Temperaturverhältnisse gebildet. Diese wurden den Soll-Werten für den Standort gegenübergestellt, mit dem Ergebnis, dass die Ist-Tiefsttemperatur $6,8^{\circ}\text{C}$ wärmer ist als der Normauslegungspunkt. Auch bei dem Vergleich der Jahresmittelaußentemperatur liegt eine Abweichung nach oben von $2,3^{\circ}\text{C}$ vor, damit liegen beide Ist-Werte über den Soll-Werten.

		Tieftemp. in °C	Höchsttemp. in °C	Mittelwert in °C
2024	Juli	15,5	26,5	21,0
	August	16,7	27,0	21,9
	September	11,0	24,6	17,8
	Oktober	8,5	15,5	12,0
	November	1,2	13,1	7,2
	Dezember	0,7	9,5	5,1
2025	Januar	-2,3	7,9	2,8
	Februar	-3,0	10,1	3,6
	März	1,8	11,7	6,8
	April	5,4	18,8	12,1
	Mai	11,1	22,2	16,7
	Juni	11,4	26,9	19,2
	Juli	15,5	28,6	22,1
	August	15,5	27,5	21,5
	September	11,0	22,8	16,9
	Oktober	4,6	16,1	10,4
	November	-1,4	12,7	5,7

Tiefsttemperatur gemessen	-3 °C	Jahresaußenmitteltemperatur 2025	11,5
Referenztemperatur nach DIN EN 12831-1 (2017-09)	-9,8	Jahresmittelaußentemperatur	9,2
Differenz Soll-Ist	6,8 K	Differenz Soll-Ist	2,3 K

Abbildung 2: Temperaturvergleich 2024 und 2025

Insbesondere in den Übergangs- und Wintermonaten wird deutlich, dass die normativen Randbedingungen konservativ gewählt sind und extreme Temperaturereignisse abbilden, die im betrachteten Zeitraum nur selten oder gar nicht auftreten. Die Analyse der Außentemperaturen verdeutlicht, dass die normativ angesetzten Klimarandbedingungen nicht den typischen Betriebszustand widerspiegeln, sondern auf Auslegungssicherheit abzielen. Diese Diskrepanz ist im weiteren Verlauf des Soll-Ist-Vergleichs bei der Bewertung der Anlagenperformance zu berücksichtigen.

3.2 Photovoltaik im Soll-Ist-Vergleich

3.2.1 Datengrundlage und Vergleichsansatz

Die Analyse der Photovoltaikerträge basiert auf den normativ angesetzten Jahreserträgen aus den Energieausweisen der Gebäude sowie auf den gemessenen Erträgen der Photovoltaikanlagen im Realbetrieb. Betrachtet werden acht Gebäude des Quartiers, für die über den Untersuchungszeitraum eine vollständige und konsistente Datenverfügbarkeit vorliegt.

Die Soll-Werte stellen normativ ermittelte Jahreserträge dar, die auf standortbezogenen Referenzwerten basieren (Klimazone 4 Potsdam) und idealisierte Betriebsbedingungen annehmen. Die Ist-Werte werden aus den gemessenen elektrischen Erträgen der Photovoltaikanlagen abgeleitet und sowohl monatlich als auch jährlich ausgewertet. Zusätzlich wird eine Differenzierung der Betriebsjahre 2024 und 2025 vorgenommen, um zeitliche Effekte und veränderte Betriebsbedingungen sichtbar zu machen.

3.2.2 Ergebnisse der Photovoltaik Ertragsauswertung

Die Gegenüberstellung von Soll- und Ist-Werten (Abbildung 3) zeigt für alle betrachteten Gebäude deutliche Abweichungen zwischen den normativen Erwartungen und den real erzielten Photovoltaikerträgen von bis zu 85%. Bereits im Jahr 2024 weisen die gemessenen Erträge eine hohe Streuung zwischen den einzelnen Gebäuden auf. Die real erzielten Jahreserträge reichen von deutlich unterhalb bis oberhalb der normativen Soll-Werte, obwohl sich die Gebäude in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden.

	Jahr 2024 Soll	Jahr 2024 Ist	Verhältnis Ist-Soll	Jahr 2025 Soll	Jahr 2025 Ist	Verhältnis Ist-Soll
	Zeitraum Juli - Dezember (in kWh)			Zeitraum Januar - November (in kWh)		
Haus Windsor	6015,32	2820,83	47%	13235,58	1642,63	12%
Haus Dover	3274,00	2957,17	90%	10036,00	2022,54	20%
Haus Sterling	3459,03	3065,41	89%	7655,93	1968,71	26%
Haus Carrickfergus	4600,00	6376,28	139%	10063,00	3179,91	32%
Haus Eilean	4628,52	5121,03	111%	10125,26	2245,37	22%
Haus Doune	3476,55	2489,91	72%	7649,47	1549,05	20%
Haus Arundel	5087,25	2878,28	57%	11128,79	1716,30	15%
Haus Hampton	4275,00	3993,93	93%	9355,00	2151,25	23%
Vergleich Ist-Werte zum Soll-Wert			87%			21%

Abbildung 3: Vergleich der PV-Erträge der Jahre 2024 und 2025

Diese Varianz verdeutlicht den starken Einfluss gebäudespezifischer Faktoren wie Ausrichtung, Dachneigung und Verschattung, die in der normativen Bilanzierung nur eingeschränkt berücksichtigt werden. Die Abweichungen treten damit nicht zufällig auf, sondern folgen strukturellen Unterschieden zwischen den Gebäuden.

Im Jahr 2025 zeigen sich nochmals deutlich stärkere Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Werten. Die gemessenen Erträge liegen über weite Teile des Jahres erheblich unter den normativen Erwartungen. Der Vergleich der beiden Betriebsjahre macht eine deutliche Differenz im Ertragsniveau sichtbar, obwohl sich die technische Ausstattung der Photovoltaikanlagen nicht geändert hat.

Besonders auffällig ist, dass die größten Abweichungen in den ertragsstarken Sommermonaten auftreten. Während die normativen Werte hohe Monatserträge ansetzen, bleiben die gemessenen Ist-Werte in diesen Zeiträumen deutlich zurück. In den Wintermonaten nähern sich Soll- und Ist-Werte hingegen stärker an, was auf die geringere absolute Ertragsleistung in dieser Jahreszeit zurückzuführen ist.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass normative Jahreserträge die Spannbreite realer Photovoltaikerträge nur eingeschränkt abbilden können. Sowohl gebäudespezifische Eigenschaften als auch externe betriebliche Rahmenbedingungen wirken sich im Realbetrieb erheblich auf die tatsächlich erzielten Erträge aus.

3.2.3 Externe Einspeisebegrenzung und Einordnung der Ist-Erträge

Die in Abschnitt 3.2 dargestellten Abweichungen zwischen normativen Soll-Werten und gemessenen Ist-Erträgen der Photovoltaikanlagen sind nicht ausschließlich auf gebäudespezifische Eigenschaften oder witterungsbedingte Einflüsse zurückzuführen. Ein wesentlicher Einflussfaktor im betrachteten Zeitraum ist eine externe Begrenzung der Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen auf Quartiersebene.

Im Untersuchungszeitraum wurden die Photovoltaikanlagen zeitweise durch eine netzseitige Vorgabe auf eine Einspeiseleistung von 0 kW geregelt. Diese sogenannte Nullregelung führte dazu, dass trotz ausreichender solarer Einstrahlung keine elektrische Energie in das Hausnetz oder das öffentliche Stromnetz eingespeist werden konnte. Der Effekt trat ganzjährig auf und hatte damit einen signifikanten Einfluss auf die gemessenen PV-Erträge.

Die in der DIN V 18599 verwendete Methodik zur Bilanzierung von Photovoltaikanlagen sieht keine Korrekturfaktoren oder Abschläge zur Abbildung externer Einspeisebegrenzungen oder netzseitiger Abriegelungsszenarien vor. Normativ wird von einer grundsätzlich verfügbaren Einspeisung beziehungsweise Nutzung des erzeugten Photovolatikstroms ausgegangen. Externe betriebliche Eingriffe, wie im betrachteten Quartier aufgetretene Einspeisebegrenzungen, liegen somit außerhalb der in der Planung berücksichtigten Randbedingungen.

Die im Untersuchungszeitraum beobachtete Einspeisebegrenzung ist daher nicht als anlagen- oder gebäudetechnischer Defekt zu interpretieren, sondern als externer betrieblicher Eingriff in den Anlagenbetrieb. Die Photovoltaikanlagen waren grundsätzlich betriebsbereit und in der Lage, elektrische Energie zu erzeugen, wurden jedoch durch übergeordnete Steuerungs- beziehungsweise Netzvorgaben an der Einspeisung gehindert.

Dieser Umstand ist für die Einordnung der Ist-Werte von zentraler Bedeutung. Die gemessenen Erträge bilden in diesen Zeiträumen nicht das technisch mögliche Ertragspotenzial der Anlagen ab, sondern spiegeln primär die Auswirkungen externer Restriktionen wider.

Die resultierenden Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Werten sind daher nicht allein als Differenz zwischen Planung und technischem Anlagenbetrieb zu interpretieren, sondern als Ausdruck zusätzlicher systemischer Randbedingungen des Realbetriebs.

Die Betrachtung zweier aufeinanderfolgender Betriebsjahre verdeutlicht diesen Effekt besonders deutlich. Während im Jahr 2024 bereits erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Gebäuden auftreten, zeigt das Jahr 2025 eine nochmals verstärkte Abweichung der Ist-Erträge von den normativen Erwartungswerten.

Der zeitliche Vergleich macht sichtbar, dass sich Veränderungen der betrieblichen Rahmenbedingungen unmittelbar und in erheblichem Umfang auf die bilanzierten Photovoltaik Erträge auswirken können.

Die Ergebnisse dieses Abschnitts liefern damit eine notwendige Kontextualisierung der in Abschnitt 3.2 dargestellten Ist-Werte. Sie verdeutlichen, dass reale Betriebsdaten nicht ausschließlich das technische Verhalten einzelner Anlagen widerspiegeln, sondern stets im Zusammenspiel mit externen betrieblichen und systemischen Einflüssen zu interpretieren sind.

3.3 Vergleich der THG-Emissionen nach Daten des Umweltbundesamts und Gebäudeenergiegesetzes

3.3.1 Datengrundlage und Bilanzierungsansatz

Die THG-Emissionen der betrachteten Gebäude ergeben sich aus den bilanzierten Stromflüssen aus Netzbezug und erneuerbarer Stromerzeugung über den jeweiligen Betrachtungszeitraum. Für den Soll-Ist-Vergleich werden Jahresbetrachtungen für die Jahre 2024 und 2025 durchgeführt, wobei für das Jahr 2024 aufgrund der verfügbaren Messdaten eine anteilige Auswertung erfolgt.

Die Soll-Werte der THG-Emissionen entstammen den im Rahmen der energetischen Planung erstellten Energieausweisen der Gebäude. Die Ist-Werte basieren auf den im Quartiersbetrieb gemessenen elektrischen Verbräuchen sowie den erfassten Erträgen der Photovoltaikanlagen. Zur Umrechnung der elektrischen Energiemengen in THG-Emissionen werden zwei unterschiedliche Emissionsfaktoren angesetzt: zum einen die im Gebäudeenergiegesetz (GEG) vorgesehenen Faktoren, zum anderen die vom Umweltbundesamt (UBA) veröffentlichten Emissionskennwerte für Strom aus dem öffentlichen Netz (vgl. Abb.6).

Ermittlung des Soll-Wert des Endenergieverbrauchs basierend auf den THG-Emissionen					
Gebäude	THG-Emissionen (kgCO ₂ /a)	THG-Emission nach GEG	THG-Emission nach UBA	Soll Wert des Strombezugs (Netzseitig) - GEG	Soll-Wert des Strombezugs (Netzseitig) - UBA
	nach Anlage 9 des GEG	gCO ₂ /kWh	gCO ₂ /kWh	kWh	kWh
Windsor	608	560	363	1085,71	1674,93
Carrickfergus	1543	560	363	2755,36	4250,69
Doune	835	560	363	1491,07	2300,28
Sterling	835	560	363	1491,07	2300,28
Dover	343	560	363	612,50	944,90
Inveraray	1603	560	363	2862,50	4415,98
Ludlow	1470	560	363	2625,00	4049,59
Arundel	1544	560	363	2757,14	4253,44
Raby	1647	560	363	2941,07	4537,19
Hampton	1480	560	363	2642,86	4077,13

Abbildung 4: Ermittlung der Soll-Werte des Strombezugs

Diese parallele Betrachtung ermöglicht eine Einordnung der Ergebnisse sowohl im regulatorischen Kontext des GEG als auch im Rahmen einer stärker realitätsbezogenen Bewertung auf Basis aktueller Strommixdaten. Die bilanzierten Emissionswerte reagieren entsprechend sensibel auf den jeweils verwendeten Emissionsfaktor.

Im betrachteten Quartier erfolgt keine direkte Nutzung des in den einzelnen Gebäuden erzeugten Photovoltaikstroms durch den jeweiligen Haushalt. Die elektrische Energie aus den Photovoltaikanlagen wird zunächst in das Quartiersnetz eingespeist und anschließend den Gebäuden zur Verfügung gestellt. Überschüsse an produzierter elektrischer Energie werden im zentralen Quartiersstromspeicher zwischengespeichert. Eine zeitgleiche Zuordnung von Eigenerzeugung und Verbrauch auf Gebäudeebene ist daher nicht möglich. Für die Bilanzierung der THG-Emissionen werden die Photovoltaik Eträgen der Gebäude den gesamten elektrischen Verbräuchen bilanziell gegenübergestellt, wodurch sich eine rechnerische Reduktion des Netzstrombezugs auf Jahresbasis ergibt.

3.3.2 Ergebnisse der THG-Emissionsbilanzierung

Die Gegenüberstellung der normativ ermittelten Soll-Werte mit den gemessenen Ist-Werten der THG-Emissionen (Abbildungen 5 und 6) zeigt deutliche Abweichungen sowohl zwischen Planung und Realbetrieb als auch zwischen den betrachteten Jahren 2024 und 2025. Für das Jahr 2024 liegen die Ist-THG-Emissionen in mehreren Gebäuden unterhalb der normativen Referenzwerte. Ursächlich hierfür ist insbesondere die im betrachteten Zeitraum vergleichsweise hohe Photovoltaik Stromproduktion, die den bilanzierten Netzstrombezug reduziert und damit zu niedrigeren Emissionswerten führt.

Jahr 2024 (Juli-Dezember)									
Gebäude	Verbräuche			Erträge	Ist Strombezug	Abweichung vom Soll-Wert nach dem GEG		Abweichung vom Soll-Wert nach dem UBA	
	WP und RLT (in kWh)	Wallbox (in kWh)	Haushalt (in kWh)	Solar (in kWh)	(kWh)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Windsor	1326,52	15,6	2982,66	2820,83	1503,94	961,08	88,5%	666,47	39,8%
Carrickfergus	2791,09	2172,27	1754,54	6376,28	6717,9	5340,22	193,8%	4592,56	108,0%
Doune	1318,54	34,93	939,1	2489,91	2292,57	1547,03	103,8%	1142,43	49,7%
Dover	1162,82	0	296,43	2957,17	1459,25	1153,00	188,2%	986,80	104,4%
Inveraray	1889,28	0	1344,54	4275,60	3233,82	1802,57	63,0%	1025,83	23,2%
Ludlow	1308,33	166,96	878,98	3811,92	2354,26	1041,76	39,7%	329,47	8,1%
Arundel	1487,39	0	1907,99	2878,28	3395,38	2016,81	73,1%	1268,66	29,8%
Raby	1550,65	0	860,11	4940,43	2410,76	940,22	32,0%	142,16	3,1%
Hampton	1337,46	0	867,88	3993,93	2205,34	883,91	33,4%	166,77	4,1%
Durchschnittliche Abweichung							90,6%		41,1%

Abbildung 5: THG-Auswertung des Jahres 2024

Jahr 2025 (Januar-Dezember)									
Gebäude	Verbräuche			Erträge	Ist Strombezug	Abweichung vom Soll-Wert		Abweichung vom Soll-Wert	
	WP und RLT (in kWh)	Wallbox (in kWh)	Haushalt (in kWh)	Solar (in kWh)	(kWh)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Windsor	3626,59	33,43	1633,15	1642,63	3650,53	2564,82	236%	1975,60	118%
Carrickfergus	4111,58	4730,64	3735,51	3179,9	12577,74	9822,38	356%	8327,05	196%
Doune	3684,49	244,79	2365,06	1549,06	6294,35	4803,28	322%	3994,07	174%
Dover	2707,68	1,13	3348,85	2022,55	6057,67	5445,17	889%	5112,77	541%
Inveraray	4227,6	222,98	3272,42	2300,15	7723,01	4860,51	170%	3307,03	75%
Ludlow	3141,54	1611,91	1998,64	1862,13	6752,1	4127,10	157%	2702,51	67%
Arundel	3797,55	0	4399,97	1716,3	8797,52	6040,38	219%	4544,08	107%
Raby	3858,57	1121,23	2007,96	1820,83	6987,76	4046,69	138%	2450,57	54%
Hampton	3191,07	0	2053,76	2151,25	5244,84	2601,98	98%	1167,71	29%
Durchschnittliche Abweichung							287,3%		151,1%

Abbildung 6: THG-Auswertung des Jahres 2025

Im Jahr 2025 zeigt sich hingegen eine deutliche Verschlechterung der bilanzierten THG-Emissionen. Die Ist-Werte liegen in nahezu allen betrachteten Gebäuden signifikant über den normativen Erwartungswerten. Diese Entwicklung ist nicht auf eine Veränderung der elektrischen Verbraucher oder der installierten Anlagentechnik zurückzuführen, sondern steht in direktem Zusammenhang mit der im betrachteten Zeitraum wirksamen netzseitigen Einspeisebegrenzung der Photovoltaikanlagen. Durch die zeitweise Abregelung der PV-Einspeisung konnte ein erheblicher Anteil des potenziell erzeugbaren PV-Stroms nicht genutzt werden, was zu einem erhöhten Netzstrombezug und entsprechend höheren THG-Emissionen führte. Der prozentuale Wert der Abweichung vom Soll-Wert stellt die Überschreitung der Werte aus Abbildung 4 dar. Dabei gibt es eine breite Varianz von dem Faktor 0,3 bis hin zu einem Faktor von 8,9 in dem Mehrbezug von Netzstrom im Vergleich zur Bilanzierung der Planungsphase.

Die parallele Auswertung der THG-Emissionen auf Basis der GEG- und der UBA-Emissionsfaktoren verdeutlicht zudem die hohe Abhängigkeit der bilanzierten Ergebnisse von der Wahl des Bewertungsrahmens. Während die GEG-Faktoren eine vereinfachte, statische Bewertung des Strombezugs darstellen, reagieren die UBA-Werte stärker auf Veränderungen im realen Strommix und führen entsprechend zu abweichenden absoluten Emissionswerten.

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse die grundsätzlichen Grenzen der normativen THG-Bilanzierung auf. In den Energieausweisen zugrunde gelegte Soll-Werte berücksichtigen weder nutzungsabhängige Parameter wie die tatsächliche Anzahl der Bewohner noch veränderliche Stromverbräuche durch Elektromobilität oder andere zusätzliche Verbraucher. Diese Faktoren haben im Realbetrieb einen erheblichen Einfluss auf den Stromverbrauch und die daraus resultierenden THG-Emissionen, lassen sich jedoch zum Zeitpunkt der Planung nur eingeschränkt prognostizieren.

Die Analyse verdeutlicht somit, dass Abweichungen zwischen Soll- und Ist-THG-Emissionen nicht zwangsläufig auf Fehlplanungen oder ineffiziente Anlagentechnik zurückzuführen sind, sondern häufig aus externen betrieblichen Eingriffen, systemischen Rahmenbedingungen sowie begrenzten Prognosemöglichkeiten in der Planungsphase resultieren.

4 Analyse und Einordnung der Ergebnisse

Die im vorhergehenden Kapitel dargestellten Ergebnisse des Soll-Ist-Vergleichs zeigen, dass zwischen normativ angesetzten Planungswerten und im Realbetrieb gemessenen energetischen Kenngrößen teilweise erhebliche Abweichungen auftreten. Diese Abweichungen betreffen sowohl einzelne Kenngrößen als auch deren Zusammenwirken und lassen sich nicht auf eine einzelne Ursache reduzieren. Vielmehr spiegeln sie die grundsätzliche Differenz zwischen idealisierten Planungsannahmen und komplexen realen Betriebsbedingungen wider.

Ziel dieses Kapitels ist es, die Ergebnisse inhaltlich einzuordnen, ihre Aussagekraft zu bewerten und die methodischen sowie systemischen Grenzen des Soll-Ist-Vergleichs transparent darzustellen. Dabei wird bewusst darauf verzichtet, normative Planungsansätze grundsätzlich in Frage zu stellen. Vielmehr sollen die Ergebnisse zur differenzierten Betrachtung der Anwendbarkeit und Aussagekraft normativer Methoden im Kontext real betriebener Quartierssysteme beitragen.

4.1 Einordnung der klimatischen Randbedingungen

Die Analyse der Außentemperaturen hat gezeigt, dass die im betrachteten Zeitraum gemessenen Temperaturen deutlich oberhalb der normativen Auslegungstemperaturen nach DIN EN 12831-1 liegen. Diese Beobachtung ist nicht als Fehlannahme der Norm zu interpretieren, sondern als Folge ihres zugrunde liegenden Sicherheitskonzepts. Die Norm definiert Auslegungstemperaturen bewusst auf Basis seltener klimatischer Extremereignisse, um eine zuverlässige Versorgung auch unter ungünstigen Bedingungen zu gewährleisten.

Für den überwiegenden Betriebszeitraum sind diese extremen Randbedingungen jedoch nicht repräsentativ. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass ein erheblicher Teil des realen Anlagenbetriebs unter deutlich moderateren klimatischen Bedingungen stattfindet. Diese Diskrepanz hat direkte Auswirkungen auf die Bewertung der Anlagenperformance, da sowohl Wärmeerzeugung als auch elektrische Effizienzkennwerte stark temperaturabhängig sind.

Die Ergebnisse des Soll-Ist-Vergleichs zeigen damit keine Fehlplanung, sondern verdeutlichen den grundsätzlichen Zielkonflikt zwischen Auslegungssicherheit und Abbildung realistischer Betriebsbedingungen. Diese Erkenntnis ist insbesondere für die Interpretation nachgelagerter Effizienz- und Emissionskennwerte von zentraler Bedeutung.

4.2 Einordnung der Photovoltaikerträge

Die Auswertung der Photovoltaikerträge macht deutlich, dass normative Jahreserträge die Spannweite realer Ertragsverläufe nur eingeschränkt abbilden können. Bereits im Jahr 2024 zeigen sich erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Gebäuden, obwohl diese sich in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden. Gebäudespezifische Faktoren wie Ausrichtung, Dachneigung und Verschattung wirken sich im Realbetrieb deutlich stärker aus, als dies in vereinfachten Planungsannahmen abgebildet werden kann. Vor allem durch die Auswahl einer allgemeinen Klimazone, anstatt von lokalen Werten nach PLZ, wie bei der Bewertung der Norm-Außentemperaturen, kommt es zu ungenauen Annahmen in der Planungsphase.

Besonders prägend für die Ergebnisse ist jedoch die im Jahr 2025 aufgetretene externe Einspeisebegrenzung. Die zeitweise vollständige Abregelung der PV-Einspeisung stellt einen systemischen Eingriff dar, der außerhalb der in der DIN V 18599 berücksichtigten Randbedingungen liegt. Die normativen Bilanzierungsansätze gehen von einer grundsätzlich verfügbaren Einspeisung beziehungsweise Nutzung des erzeugten PV-Stroms aus und enthalten keine Mechanismen zur Abbildung netzseitiger Einschränkungen.

Die starken Abweichungen der Ist-Erträge im Jahr 2025 sind daher nicht als Maß für das technische Ertragspotenzial der Anlagen zu verstehen, sondern als Ausdruck zusätzlicher externer Rahmenbedingungen des Realbetriebs. Der Vergleich der beiden Betriebsjahre verdeutlicht exemplarisch, wie stark sich Änderungen systemischer Randbedingungen unmittelbar auf die bilanzierten Energieerträge auswirken können.

4.3 Einordnung der THG-Emissionen

Die Ergebnisse der THG-Emissionsbilanzierung zeigen eine hohe Sensitivität gegenüber sowohl betrieblichen Rahmenbedingungen als auch dem angesetzten Bewertungsrahmen. Die Unterschiede zwischen den nach GEG und nach UBA bilanzierten Emissionswerten verdeutlichen, dass die Wahl des Emissionsfaktors einen erheblichen Einfluss auf die absoluten Ergebnisse hat.

Die im Jahr 2025 beobachtete Verschlechterung der Ist-THG-Emissionen ist maßgeblich auf die externe Einspeisebegrenzung der Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Durch den erhöhten Netzstrombezug infolge der Abregelung steigt die bilanzierte Emissionslast deutlich an, obwohl sich weder die elektrische Verbrauchsstruktur noch die installierte Anlagentechnik verändert haben.

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse die grundsätzlichen Grenzen der normativen THG-Bilanzierung. Wesentliche nutzungsabhängige Einflussgrößen wie die tatsächliche Anzahl der Bewohner, individuelles Nutzerverhalten oder die Nutzung von Elektromobilität können in der Planungsphase nur eingeschränkt berücksichtigt werden, haben im Realbetrieb jedoch einen erheblichen Einfluss auf den Stromverbrauch und die resultierenden Emissionen.

4.4 Methodische grenzen und Aussagekraft des Soll-Ist-Vergleichs

Der durchgeführte Soll-Ist-Vergleich bietet eine differenzierte Betrachtung der Abweichungen zwischen Planung und Realbetrieb, ist jedoch mit methodischen Einschränkungen verbunden. Die Verwendung ausschließlich gemessener Betriebsdaten erhöht die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse, reduziert jedoch gleichzeitig die verfügbare Datenbasis. Externe Eingriffe, Datenlücken und systemische Randbedingungen beeinflussen die Ergebnisse teilweise stärker als die betrachteten technischen Komponenten selbst.

Die Ergebnisse des Vergleichs sind daher nicht als absolute Bewertungen der Qualität der Planung oder der Effizienz einzelner Anlagen zu verstehen. Vielmehr zeigen sie exemplarisch, dass reale Betriebsbedingungen in ihrer Komplexität nur eingeschränkt durch normative Planungsansätze abgebildet werden können.

Der Soll-Ist-Vergleich liefert damit keine pauschale Kritik an normativen Methoden, sondern einen Beitrag zur Einordnung ihrer Aussagekraft im Kontext real betriebener Energiesysteme.

4.5 Implikationen für die Planungspraxis

Die Ergebnisse des Soll-Ist-Vergleichs zeigen, dass die Abweichungen zwischen normativen Planungswerten und realen Betriebsdaten nicht als Einzelfälle zu interpretieren sind, sondern systemische Ursachen besitzen. Auch wenn das Ziel dieser Arbeit nicht darin besteht, konkrete Lösungen für diese komplexe Problematik zu entwickeln, lassen sich aus den Ergebnissen Hinweise ableiten, wie die Diskrepanz zwischen Planung und Betrieb in zukünftigen Projekten reduziert werden könnte.

Im Hinblick auf die Auslegung von Wärmepumpensystemen zeigen die Ergebnisse, dass normative Auslegungstemperaturen bewusst sicherheitsbehaftet gewählt sind und selten auftretende Extremzustände abbilden. Der reale Betrieb erfolgt jedoch überwiegend unter deutlich weniger extremen klimatischen Bedingungen.

Eine ergänzende Betrachtung realer Wetterdaten, beispielsweise auf Basis historischer Außentemperaturverläufe der letzten Jahre, könnte dazu beitragen, den optimalen Betriebspunkt von Wärmepumpensystemen realistischer zu erfassen.

Eine solche Vorgehensweise würde es ermöglichen, die Wärmepumpe stärker auf den typischen Betriebszustand auszulegen, während die normativ geforderte Versorgungssicherheit weiterhin durch zusätzliche elektrische Heizsysteme, etwa in Form von Heizstäben, abgesichert werden kann. Dadurch ließe sich die Effizienz im Regelbetrieb potenziell erhöhen, ohne die grundsätzlichen Sicherheitsanforderungen der normativen Planung zu vernachlässigen.

Auch im Bereich der Photovoltaikplanung legen die Ergebnisse nahe, dass eine differenziertere Betrachtung sinnvoll sein kann. Normative Planungswerte basieren in der Regel auf idealisierten Annahmen zu Erträgen und berücksichtigen gebäudespezifische Einflussfaktoren wie Verschattung oder standortbezogene Besonderheiten nur eingeschränkt. Der Vergleich der Gebäude im betrachteten Quartier zeigt jedoch, dass selbst bei unmittelbarer räumlicher Nähe erhebliche Unterschiede in den real erzielten Erträgen auftreten können.

Der Einsatz standortspezifischer Simulationstools, die Verschattungseffekte, Ausrichtung sowie reale Wetterdaten berücksichtigen, könnte eine realistischere Abschätzung der zu erwartenden Photovoltaikerträge ermöglichen. Eine solche realitätsnähere Planung ist insbesondere im Hinblick auf die wirtschaftliche Planbarkeit für Bewohnerinnen und Bewohner von Bedeutung. Werden in der Planungsphase zu optimistische Ertragsannahmen getroffen, kann dies im Realbetrieb zu einem höheren als erwarteten Strombezug aus dem öffentlichen Netz führen, wodurch zusätzliche Kosten entstehen, die in der Planungsphase nicht transparent abgebildet wurden.

Darüber hinaus besitzen realistische Ertragsannahmen eine Bedeutung im regulatorischen Kontext. Zur Erfüllung der Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes hinsichtlich eines Mindestanteils erneuerbarer Energien am Gebäudebetrieb werden häufig die normativ ermittelten Planungswerte herangezogen. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen jedoch, dass diese Werte im Realbetrieb nicht zwangsläufig erreicht werden. Eine stärkere Berücksichtigung realistischer Ertragsszenarien könnte dazu beitragen, die Einhaltung der regulatorischen Zielsetzungen auch unter realen Betriebsbedingungen besser abzusichern. Zugleich ist zu betonen, dass die Umsetzung solcher Ansätze mit methodischen und rechtlichen Herausforderungen verbunden ist und derzeit keine allgemein anerkannte Vorgehensweise existiert.

Die genannten Implikationen sind daher nicht als konkrete Handlungsempfehlungen zu verstehen, sondern als Hinweise auf mögliche Entwicklungsperspektiven in der Planungspraxis. Sie verdeutlichen, dass eine alleinige Orientierung an normativen Best-Case-Annahmen die Komplexität realer Betriebsbedingungen nur eingeschränkt abbilden kann und dass ergänzende, realitätsnahe Betrachtungen in zukünftigen Planungs- und Bewertungsansätzen an Bedeutung gewinnen könnten.

5 Fazit und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es, anhand eines real betriebenen Energiequartiers die Aussagekraft normativer Planungswerte im Vergleich zu gemessenen Betriebsdaten zu untersuchen. Im Mittelpunkt stand dabei die Frage, in welchem Umfang sich ausgewählte energetische Kenngrößen zwischen Planung und Realbetrieb unterscheiden und wie diese Abweichungen fachlich einzuordnen sind. Darüber hinaus wurde analysiert, welche Rolle die Qualität und Repräsentativität von Betriebsdaten für die Bewertung dieser Unterschiede spielen.

Der durchgeführte Soll-Ist-Vergleich zeigt, dass zwischen normativen Annahmen und realen Betriebsbedingungen teils erhebliche Abweichungen auftreten können. Diese betreffen sowohl grundlegende Randbedingungen, wie die angesetzten Außentemperaturen, als auch zentrale Kenngrößen des Anlagenbetriebs, insbesondere die Photovoltaikerträge und die Effizienzkennwerte der Wärmepumpensysteme. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass normative Planungswerte primär auf Auslegungssicherheit, Standardisierung und Vergleichbarkeit ausgerichtet sind und nicht darauf abzielen, den typischen Betriebszustand im Realbetrieb abzubilden.

Die Untersuchung der klimatischen Randbedingungen zeigt, dass die normativ angesetzten Auslegungstemperaturen im betrachteten Zeitraum deutlich unter den real gemessenen Außentemperaturen lagen. Daraus ergibt sich, dass Wärmeerzeuger im Realbetrieb überwiegend unter Teillastbedingungen betrieben werden. Diese Beobachtung ist nicht als Fehlannahme der Norm zu interpretieren, sondern als Ausdruck des Zielkonflikts zwischen Planungssicherheit und der Abbildung realer Betriebsbedingungen.

Auch die Analyse der Photovoltaikerträge verdeutlicht, dass normative Planungswerte die reale Spannbreite möglicher Erträge nur eingeschränkt abbilden können. Neben gebäudespezifischen Einflussfaktoren wie Ausrichtung und Verschattung wirken im Realbetrieb auch externe betriebliche und systemische Eingriffe auf die tatsächlich erzielten Erträge ein. Die zeitweise externe Einspeisebegrenzung im betrachteten Quartier zeigt exemplarisch, dass gemessene Ist-Werte nicht ausschließlich das technische Potenzial der Anlagen widerspiegeln, sondern stets im Kontext übergeordneter Rahmenbedingungen interpretiert werden müssen.

Ein zentrales Ergebnis dieser Arbeit ist die Bedeutung der Datenqualität für die Aussagekraft des Soll-Ist-Vergleichs. Die bewusste Beschränkung auf tatsächlich gemessene Werte erhöht die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse, begrenzt jedoch zugleich deren statistische Reichweite. Die dargestellten Abweichungen sind daher nicht als vollständige Bewertung des Quartiers zu verstehen, sondern als empirisch fundierte Fallstudie.

Die Arbeit zeigt exemplarisch, dass eine realitätsnahe Bewertung moderner Gebäudetechnik ohne hochwertige, konsistent erhobene Betriebsdaten nicht möglich ist.

Aus den Ergebnissen lassen sich darüber hinaus Implikationen für die Planungspraxis ableiten. Die Analyse legt nahe, dass eine ergänzende Berücksichtigung realer klimatischer Randbedingungen sowie standortspezifischer Einflussfaktoren dazu beitragen kann, den optimalen Betriebspunkt moderner Anlagensysteme realistischer zu erfassen. Gleichzeitig wird deutlich, dass normative Sicherheitsanforderungen weiterhin eine zentrale Rolle spielen und nicht durch empirische Betrachtungen ersetzt werden können. Vielmehr erscheint eine Kombination aus normativer Planung und realitätsnaher Ergänzung geeignet, um die Diskrepanz zwischen Planung und Betrieb zu reduzieren.

Die vorliegende Arbeit erhebt nicht den Anspruch, konkrete Lösungsansätze für die aufgezeigten Zielkonflikte zu entwickeln oder normative Verfahren weiterzuentwickeln. Ihr Beitrag liegt vielmehr in der transparenten Darstellung und fachlichen Einordnung der Abweichungen zwischen Planung und Realbetrieb. Die Ergebnisse sollen dazu beitragen, die Grenzen normativer Bewertungsverfahren im Kontext moderner, elektrifizierter Quartiere besser zu verstehen und die Bedeutung hochwertiger Betriebsdaten für zukünftige Forschungs- und Planungsansätze hervorzuheben.

Für weiterführende Untersuchungen ergibt sich insbesondere der Bedarf, Soll-Ist-Vergleiche über längere Zeiträume und größere Stichproben hinweg durchzuführen sowie Betriebsdaten stärker mit Simulationen und Vergleichsmodellen zu verknüpfen. Darüber hinaus könnte die systematische Untersuchung externer betrieblicher Eingriffe und netzseitiger Randbedingungen einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung der energetischen Bewertung von Quartieren leisten.