

Energiekonzept zur Aufstellung des Bebauungsplans 12.W.192 „Wohn- und Sondergebiet am Südring“ in der Hanse- und Universitätsstadt Rostock



Auftragnehmer

IWEN Energy Institute gGmbH
Am Strom 1-4
18119 Rostock-Warnemünde



Auftraggeber

Hanse- und Universitätsstadt Rostock
Amt für Umwelt- und Klimaschutz
Neuer Markt 1
18055 Rostock



20.03.2024

Autoren

- | | |
|-----------------------|-------------------------------|
| 1. Bruno Wilmes | (b.wilmes@iwen-energy.org) |
| 2. Elmar Eichler | (e.eichler@iwen-energy.org) |
| 3. Dr. Ralf Tschullik | (r.tschullik@iwen-energy.org) |

Haftungsausschluss

Die folgenden Ausführungen beruhen auf Annahmen, die aufgrund des zugänglichen Datenmaterials und der Auskünfte der jeweiligen Ansprechpartner bei den Projektpartnern, für richtig erachtet werden. Gleichwohl übernimmt die IWEN Energy Institute gGmbH für die Richtigkeit der gemachten Angaben sowie der darauf basierenden Aussagen keine Haftung.

Urheberrecht ©

Alle in dieser Studie enthaltenen Modelle, Konzepte, Ideen, Berechnungen und Schlussfolgerungen sind ausschließlich geistiges Eigentum (Ausnahme: Quellenangaben) der IWEN Energy Institute gGmbH und urheberrechtlich geschützt. Sie werden dem Auftraggeber zu dessen ausschließlicher Nutzung zeitlich unbefristet überlassen. Der Auftraggeber ist nicht berechtigt diese Studie zu veröffentlichen oder zu verbreiten. Diese Bestimmung kann ausschließlich mit Zustimmung der IWEN Energy Institute gGmbH abgeändert oder widerrufen werden.

Kurzfassung

Die Hanse- und Universitätsstadt Rostock hat sich das langfristige Ziel gesetzt, die energetischen Kennzahlen signifikant zu verbessern. Bis zum Jahr 2050 strebt Hanse und Universitätsstadt an, den Energieverbrauch auf 50 % des Niveaus von 1990 zu reduzieren und gleichzeitig die CO₂-Emissionen um 95 % zu senken. Dieses Ziel soll durch eine Reihe von Maßnahmen erreicht werden, wobei eine wesentliche Strategie die Umstellung auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2035 ist, wie sie im verabschiedeten Wärmeplan von 2022 vorgesehen ist. Insbesondere wird angestrebt, dass Neu- und Umbauprojekte von Beginn an diesem Ziel entsprechen, um zukünftige energetische Sanierungsbedarfe zu vermeiden.

Für den Bebauungsplan 12.W.192 „Wohn- und Sondergebiet am Südring“ wurde das IWEN Energy Institut beauftragt, ein Energiekonzept zu erstellen. Das Projektgebiet liegt westlich des Rostocker Hauptbahnhofs zwischen den Stadtteilen Südstadt und Kröpeliner-Tor-Vorstadt auf der Fläche, die auch als "Groter Pohl" bekannt ist. Bisher wurde es hauptsächlich für Kleingartenanlagen, das Integrationsprojekt "Interkultureller Garten", die Rostocker Moschee sowie städtische Lagerhallen genutzt.

Der Geltungsbereich erstreckt sich über etwa 22 Hektar. Das Ziel besteht darin, ein urbanes Stadtquartier mit verschiedenen Nutzungsformen zu entwickeln, darunter Wohnen, Gewerbe, Gemeinbedarf und spezielle Nutzungsbereiche für Forschung und Entwicklung, Wissenschaft und die Kreativwirtschaft.

Ziel des Energiekonzepts ist es, eine Handlungsempfehlung für ein nachhaltiges Quartierskonzept zu entwickeln. Dafür wurde eine Bedarfsanalyse durchgeführt, die verschiedene Energiestandards untersucht und miteinander verglichen hat. Innerhalb des Energiekonzepts wurde des Weiteren eine Potentialanalyse durchgeführt, um die Nutzung erneuerbarer Energie vor Ort zu untersuchen. Anhand mehrerer Bewertungsgrößen wurden verschiedene Variante bewertet, um eine Vorzugsvariante zu bestimmen.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein höherer Effizienzstandard positive Auswirkungen auf die energetischen Kennzahlen hat. Es wird empfohlen, entsprechende Vorgaben in Kauf- und Pachtverträgen zu integrieren und Förderungen für Effizienzhäuser zu beantragen. Eine Zertifizierung nach DGNB wird vorgeschlagen, um den gesamten Lebenszyklus eines Gebäudes zu berücksichtigen.

Eine kontinuierliche Aktualisierung und Verifizierung der Bedarfe sind aufgrund des frühen Projektstadiums notwendig, um wirtschaftliche Synergien zu erreichen. Auf Basis der Potentialanalyse wird des Weiteren empfohlen, eine Photovoltaik-Anlagen-Pflicht festzulegen und mindestens 70 % der Dachflächen für die Energieerzeugung zu nutzen. Die Einbindung eines Speichers wird als wesentlich angesehen, um die angestrebten Emissionsreduktionen zu erreichen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	3
1 Grundlagenermittlung	6
1.1 Lage und Ausgangssituation	6
1.2 Standortklimatische Bedingungen.....	8
2 Energetische Betrachtung der Bebauungsstrukturen	9
2.1 Analyse Gebäudestrukturen	9
2.2 Analyse Baumaterialien.....	10
3 Bedarfe des Quartiers	14
3.1 Elektrischer Energiebedarf.....	14
3.1.1 Wohngebiete.....	14
3.1.2 Sondergebiete/Gewerbegebiete	16
3.1.3 Quartiersgaragen.....	17
3.2 Thermischer Energiebedarf	20
4 Energetische Potentiale des Quartiers.....	23
4.1 Potentialanalyse Erneuerbare Energien	23
5 Energetische Versorgung des Quartiers	27
5.1 Bewertungsgrößen und Annahmen	27
5.2 Referenzvariante	29
5.3 Variante 1	31
5.3.1 Variante 1.1 & Variante 1.2.....	31
5.3.2 Variante 1.3 & Variante 1.4.....	33
5.4 Variante 2	36
5.4.1 Variante 2.1 und Variante 2.2	37
5.4.2 Variante 2.3 und Variante 2.4	39
6 Auswertung und Bewertung der Versorgungsvarianten	43

6.1	Auswertung Systemdienlichkeit	43
6.2	Auswertung Umweltwirkung.....	44
6.3	Auswertung Wirtschaftlichkeit.....	44
6.4	Bewertung der Versorgungsvarianten.....	45
7	Fazit und Handlungsempfehlungen.....	47
	Anhang	48
	Abkürzungsverzeichnis.....	51
	Formelzeichen.....	52
	Abbildungsverzeichnis.....	53
	Tabellenverzeichnis	54

1 Grundlagenermittlung

Die Universitäts- und Hansestadt Rostock strebt an bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Die Fernwärme der örtlichen Stadtwerke Rostock AG soll nach dem erstellten Wärmeplan, siehe [1], bis 2035 emissionsfrei bereitgestellt werden können. Besonders im Bereich der Energieversorgung lässt sich frühzeitige Planung ein großes Einsparungspotenzial entwickeln. Zu diesem Zweck wurde das IWEN Energy Institute beauftragt, ein Energiekonzept für das Quartier zu erstellen.

1.1 Lage und Ausgangssituation

Das Projektgebiet liegt westlich des Rostocker Hauptbahnhofs zwischen den Stadtteilen Südstadt und Kröpeliner-Tor-Vorstadt auf der Fläche, die auch als "Groter Pohl" bekannt ist. Bisher wurde es hauptsächlich für Kleingartenanlagen, das Integrationsprojekt "Interkultureller Garten", die Rostocker Moschee sowie städtische Lagerhallen genutzt.

Der Geltungsbereich erstreckt sich über etwa 22 Hektar. Das Ziel besteht darin, ein urbanes Stadtquartier mit verschiedenen Nutzungsformen zu entwickeln, darunter Wohnen, Gewerbe, Gemeinbedarf und spezielle Nutzungsbereiche für Forschung und Entwicklung, Wissenschaft und die Kreativwirtschaft.

Im Ergebnis eines städtebaulichen Wettbewerbs wurde ein Funktionsplan für das Gebiet erstellt. Dieser befasst sich neben dem Nutzungskonzept auch konkret mit Themen wie Freiraumentwicklung, Regenwassermanagement, Mobilität und Energie, die für eine nachhaltige und klimaresiliente Quartiersentwicklung von Bedeutung sind, und gibt entsprechende Planungsempfehlungen. Basierend auf diesem Funktionsplan wird der Vorentwurf für den Bebauungsplan erstellt und dient zur Orientierung bei der Festlegung von Annahmen. Der Funktionsplan fungiert als Vorarbeit für den Bebauungsplan Nr. 12.W.192 "Wohn- und Sondergebiet am Südring" und behandelt vor allem die Verteilung der Nutzungen, städtebauliche Aspekte und Mobilitätsfragen.

Im Rahmen des Funktionsplans werden verschiedene Kennwerte wie Größe, GRZ, GFZ, BGF, Anzahl Einwohner und Wohneinheiten sowie Nutzung dargestellt, die in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgeführt werden.

Tabelle 1 Kenngrößen des Projektgebiets gemäß [2]

Kenngröße	Kennwert
Größe [ha]	22
GRZ	0,25 - 0,59
GFZ	0,65 – 4,94
BGF	ca. 268.746 m ²
Bauland	Ca. 123.750 m ²
Anzahl Einwohner	3033
Anzahl Wohneinheiten	1213

Das Projektgebiet wird in folgender Abbildung 1.1 aufgeteilt in verschiedene Baufelder dargestellt, was eine Differenzierung je nach Nutzungsart ermöglicht. Zugleich werden den einzelnen Baufeldern die entsprechenden Kenngrößen gemäß Tabelle 2 zugeordnet.



Abbildung 1.1 Aufteilung in Bauflächen, siehe [2]

Tabelle 2 Zuordnung der Kennwerte zu den Bauflächen, siehe [2]

Baufeld	Bauland [m ²]	BGF [m ²]	GRZ	GFZ	Nutzung
Baufeld A	27.960	18.300	0,25	0,65	Gemeindebedarf Schulcampus
Baufeld B	4.780	8.695	0,36	1,82	Startups
Baufeld C	12.390	28.070	0,45	2,27	Sondergebiet
Baufeld D	11.030	46.074	0,59	4,18	Sondergebiet
Baufeld E	12.630	51.020	0,58	4,04	MobilityHubs
Baufeld F	12.600	27.495	0,43	2,18	Wohnen
Baufeld G	15.650	35.125	0,41	2,24	Wohnen
Baufeld H	9.980	23.202	0,47	2,32	Wohnen
Baufeld I	16.240	28.344	0,36	4,94	Wohnen
Baufeld J	490	2.421	0,55	4,94	Wohnen

1.2 Standortklimatische Bedingungen

Der Energieverbrauch einer Region wird maßgeblich durch das Klima und die Witterung beeinflusst, insbesondere durch Faktoren wie Außentemperatur, Solarstrahlung, Windverhältnisse und Niederschlagsmenge. Gleichzeitig wirken sich die standortklimatischen Bedingungen entscheidend auf das Potenzial der lokalen Energieerzeugung aus.

Aus der Datenbank des Deutschen Wetterdienstes (DWD) werden für Groter Pohl (Lat 54.078, Lng 12.121) die stundenaufgelösten Durchschnittsdaten für den Bezugszeitraum 1995 bis 2012 für Außentemperatur, indirekte Sonneneinstrahlung und direkte Sonneneinstrahlung genutzt, vergleiche [3]. In folgender Abbildung 1.2 wird der Jahresverlauf der Außentemperatur dargestellt.

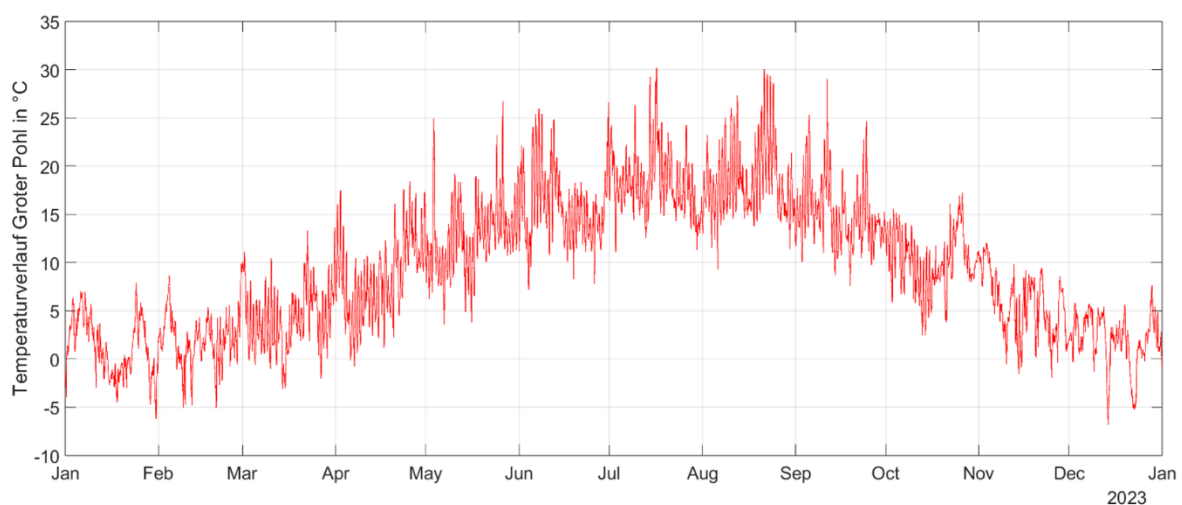


Abbildung 1.2 Außentemperatur Groter Pohl, Daten aus [3]

Am Standort liegt überwiegend ein gemäßigtes Klima vor, welches vor allem durch dominante Westwinde und das ganzjährige Wandern von Tiefdruckgebieten von West nach Ost beeinflusst wird, vergleiche [4].

2 Energetische Betrachtung der Bebauungsstrukturen

Um ein Quartier nachhaltig und langlebig zu gestalten, steht die Architektur vor der Herausforderung, die Gebäude energetisch sinnvoll zu planen und auszurichten und diese optisch ansprechend zu gestalten, da die Gebäude durch die Gesellschaft angenommen werden müssen um eine lange Nutzungsdauer zu garantieren. Die örtlichen Gegebenheiten, insbesondere die in Kapitel 1.2 ermittelte klimatischen Bedingungen tragen zur Bauweise und der daraus ermittelten Gebäudestruktur bei. Zwei Strategien stehen hier im Vordergrund. Die Sparstrategie sieht gute Dämmungen vor, reduziert somit Transmissionsverluste und setzt auf geschlossene Energiekreisläufe. Die Gewinnstrategie sieht vor, wenn immer möglich, Fensterflächen nach Süden auszurichten um passiv zu heizen. Diese müssen raumspezifisch ausgelegt werden um Überhitzungen zu vermeiden. Eine ausgewogene Berücksichtigung beider Strategien und die Wahl der geeigneten Baumaterialien ermöglicht den Bau eines energieeffizienten Gebäudes.

2.1 Analyse Gebäudestrukturen

Die bisher bekannten Informationen zu den Gebäudestrukturen können dem vorliegenden Funktionsplan entnommen werden, siehe [2]. Im gesamten Gebiet wird im Rahmen des Funktionsplans darauf geachtet, eine vielseitige Höhenentwicklung zu realisieren. Die geplante Blockrandbebauung wird in charakteristischer Rostocker Parzellengröße durchgeführt, wie sie in Abbildung 2.1 dargestellt ist. Diese Blockrandbebauungen weisen in der Regel eine fragmentierte Struktur auf, was dem Gebiet einen kleinteiligen Charakter verleihen. Die Gebäude variieren in der Höhe zwischen 4 und 6 Geschossen. Zur Förderung einer sozialen Durchmischung gibt es eine Vielfalt von Wohnformen, Gebäudetypen und Grundstücksgrößen nebeneinander. Zur optimalen Ausnutzung der standortklimatischen Bedingungen werden zudem Wintergärten geplant.



Abbildung 2.1: Beispielhafte Blockrandbebauung Baufeld G, siehe [2]

2.2 Analyse Baumaterialien

Die graue Energie steht für die kumulative Menge nicht erneuerbarer Primärenergie die für die Erstellung und den Rückbau eines Gebäudes erforderlich ist. Dies umfasst, wie in Abbildung 2.2 dargestellt, alle vorgelagerten Prozesse, vom Rohstoffabbau über Herstellungs- und Verarbeitungsprozesse und für die Entsorgung, inkl. der dazu notwendigen Transporte und Hilfsmittel.



Abbildung 2.2 Systemgrenze graue Energie, siehe [5]

Auf der Plattform ÖKOBAUDAT des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, wird eine vereinheitlichte Datenbasis für die Ökobilanzierung von Bauwerken zur Verfügung gestellt. Diese Grunddaten werden zur Berechnung der grauen Energie genutzt. In folgender Tabelle werden beispielhaft ausgesuchte Baustoffe dargestellt.

Tabelle 3 Aufwand Graue Energie nach Baustoffen, siehe [6]

Baustoff	Herstellung	Abbruch	Abfall- behandlung	Transport	Graue Energie	Dichte	Ref.
Stahl							
Bewehrungsstahl	8,32	0,00	0,00	0,05	8,38	7850.0 kg/m ³	1 kg
Edelstahlblech	45,61	0,00	0,00	0,04	45,65	7900.0 kg/m ³	1 kg
Beton							
Transportbeton C 20/25	896,50	116,00	79,55	170,50	1262,55	2286 kg/m ³	1 m ³
Transportbeton C 30/37	935,60	116,00	81,88	127,10	1260,58	2353.0 kg/m ³	1 m ³
Ziegelsteine							
Fassadenklinker	8318,00	7859,00	216,40	87,70	16481,1 0	2000.0 kg/m ³	1 m ³
Mauerziegel (mit Dämmstoff gefüllt)	1590,00	4,66	27,10	12,50	1634,26	605.0 kg/m ³	1 m ³
Naturstein							
Natursteinplatte Fassade (hart) 30mm	407,30	0,31	8,44	143,22	559,27	78.0 kg/m ²	1 m ²
Natursteinplatte Fassade (weich) 40mm	206,60	0,41	45962,00	190,90	46359,9 1	104.0 kg/m ²	1 m ²
Bauholz							
Brettschichtholz (standard)	3812,41	0,00	139,70	378,02	4330,13	508.4 3 kg/m ³	1 m ³
Konstruktionsvollholz	2097,13	0,00	139,70	139,26	2376,09	221.14 kg	1 m ³
Dämmmaterialien							
Extrudierter Polystrol Dämmstoff (XPS)	1371,00	0,00	1447,00	1403,00	4221,00	32,0 kg/m ³	1 m ³
Hanfvlies	981,80	0,00	342,90	1,82	1326,52	38,0 kg/m ³	1 m ³
Lehm							
Lehmstein	1542,00	0,00	77,73	62,19	1681,92	1200,0 kg/m ³	1 m ³
Stampflehmwand	124,40	9288,00	129,60	103,60	9645,6	2000 kg/m ³	1 m ³
Kalk							
Kalkfarbe	2,17	0,24		0,059	2,17	0,2 kg/m ²	1 m ²

Da noch keine konkrete Gebäudeplanung zum jetzigen Planungsstand fertiggestellt ist, wird zur Anschauung die graue Energie für ein Beispiel Wohngebäude mit einer Bruttogrundfläche von 344 m² und 6 Geschossen in einer ökologischen und in einer unökologischen Bauweise berechnet und in Tabelle 4 gegenübergestellt. Durch die Verwendung von ökologischen Baustoffen kann die benötigte graue Energie um einen Faktor von Zehn zu verringert werden.

Tabelle 4 Vergleich Graue Energie Bauweisen

Ökologische Bauweise	Unökologische Bauweise
Stamphlehmwände ca. 619,2m ³ - 227.177,05 MJ	Unbewehrter C25/30 Beton ca. 286m ³ - 2.537.046,93 MJ
Konstruktionsvollholz ca. 476,3 m ³ - 484.100,086 MJ	Bewehrungsstahl ca. 2,2m ³ - 144.653,52 MJ
Lehmputz ca. 20,64m ³ - 21.473,24 MJ	Kalkfarbe ca. 0,2064m ³ - 1.569,5 MJ
Korklinoleum ca. 6.192m ³ - 3.585,168 MJ	2-Schicht Parkett ca. 12,384m ³ - 14.712,2 MJ
Hanfvlies ca. 562,8m ³ - 746.564,33 MJ	Extrudierter Polysterol (XPS) ca. 30m ³ - 507.492 MJ
Natursteinplatte ca. 285,76m ³ - 3.116,7 MJ	Fassadenklinker ca. 1.258,98m ³ - 10.864.945,8 MJ
Insgesamt: <u>1.486.016,57 MJ</u>	Insgesamt: <u>14.070.420 MJ</u>

3 Bedarfe des Quartiers

Im Rahmen des Energiekonzepts sollen Potenziale und Varianten für eine nachhaltigere Energieversorgung entwickelt und bewertet werden. Zu diesem Zweck ist es zunächst erforderlich, den Energiebedarf des Projektgebiets zu ermitteln, um ihn im nächsten Schritt mit den lokalen Potenzialen abzugleichen.

Gemäß dem Bebauungsplanentwurf ist vorgesehen, dass das Gebiet am Südring sowohl für Wohn- als auch für Sondergebiete genutzt wird. Da zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Energiekonzepts die endgültige Planung noch nicht abgeschlossen und die genaue Art der baulichen Nutzung noch nicht festgelegt war, dient der veröffentlichte "Funktionsplan Groter Pohl" als Grundlage zur Ermittlung des Energiebedarfs für das Bebauungsgebiet. Entsprechend werden die Baugebiete als reine Wohngebiete, Gewerbegebiete, Sondergebiete sowie Flächen für Stellplätze und Garagen festgelegt. Durch die Zuordnung der verschiedenen Gebiete zu ihren jeweiligen Nutzungszwecken werden die entsprechenden Flächen mit nutzungsspezifischen Energieverbrauchswerten verrechnet, um eine zeitliche Aufschlüsselung des Energiebedarfs mit stündlicher Genauigkeit zu erstellen.

3.1 Elektrischer Energiebedarf

3.1.1 Wohngebiete

Entsprechend des Funktionsplans werden die Baufelder F, G, H, I und J als Wohngebiete für ungefähr 3033 Einwohner mit einer Gesamtwohnfläche von etwa 90.938 m² ausgewiesen. Dabei wird von insgesamt 1213 Wohneinheiten ausgegangen, wobei im Durchschnitt 2,5 Einwohner pro Wohneinheit angenommen werden.

Basierend auf der durchschnittlichen Einwohnerzahl wird der jährliche Energiebedarf mithilfe des Stromspiegels für Deutschland 2022/23, welcher von der gemeinnützigen Beratungsgesellschaft "co2online" veröffentlicht wird [7], ermittelt. Um einer Unterschätzung des Bedarfs entgegenzuwirken, wird der jährliche Energiebedarf pro Wohneinheit auf 2500 kWh/a festgelegt, was verglichen mit Abbildung 3.1 dem mittleren Verbrauch eines Haushalts mit drei Personen entspricht.

Gebäudetyp	Warmwasser	Personen im Haushalt	Verbrauch in Kilowattstunden (kWh) pro Jahr						
			A	B	C	D	E	F	G
Haus	ohne Strom	1 Person	bis 1.400	bis 1.800	bis 2.200	bis 2.600	bis 3.400	bis 4.500	über 4.500
		2 Personen	bis 2.000	bis 2.500	bis 2.800	bis 3.100	bis 3.500	bis 4.300	über 4.300
		3 Personen	bis 2.500	bis 3.000	bis 3.500	bis 3.900	bis 4.400	bis 5.200	über 5.200
		4 Personen	bis 2.800	bis 3.500	bis 3.900	bis 4.300	bis 5.000	bis 6.000	über 6.000
		5 Personen +	bis 3.200	bis 4.000	bis 4.500	bis 5.200	bis 6.000	bis 7.600	über 7.600
	mit Strom	1 Person	bis 1.500	bis 2.000	bis 2.500	bis 3.000	bis 4.000	bis 5.500	über 5.500
		2 Personen	bis 2.400	bis 2.900	bis 3.300	bis 3.800	bis 4.500	bis 6.000	über 6.000
		3 Personen	bis 3.000	bis 3.600	bis 4.100	bis 5.000	bis 6.000	bis 7.500	über 7.500
		4 Personen	bis 3.500	bis 4.200	bis 5.000	bis 5.700	bis 7.000	bis 8.900	über 8.900
		5 Personen +	bis 4.000	bis 5.000	bis 6.000	bis 7.000	bis 8.200	bis 10.800	über 10.800
Wohnung	ohne Strom	1 Person	bis 800	bis 1.000	bis 1.300	bis 1.500	bis 1.700	bis 2.100	über 2.100
		2 Personen	bis 1.400	bis 1.700	bis 2.000	bis 2.300	bis 2.500	bis 3.000	über 3.000
		3 Personen	bis 1.700	bis 2.100	bis 2.500	bis 2.900	bis 3.300	bis 3.800	über 3.800
		4 Personen +	bis 1.800	bis 2.300	bis 2.600	bis 3.000	bis 3.600	bis 4.400	über 4.400
	mit Strom	1 Person	bis 1.100	bis 1.400	bis 1.600	bis 1.900	bis 2.200	bis 2.800	über 2.800
		2 Personen	bis 1.900	bis 2.300	bis 2.600	bis 3.000	bis 3.500	bis 4.000	über 4.000
		3 Personen	bis 2.500	bis 3.000	bis 3.500	bis 4.000	bis 4.500	bis 5.500	über 5.500
		4 Personen	bis 2.500	bis 3.400	bis 4.000	bis 4.500	bis 5.000	bis 6.400	über 6.400
		5 Personen +	bis 2.000	bis 3.000	bis 4.000	bis 5.000	bis 6.000	bis 7.500	über 7.500
		6 Personen +	bis 2.000	bis 3.000	bis 4.000	bis 5.000	bis 6.000	bis 7.500	über 7.500

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 3.1 Stromspiegel Deutschland 2022/23, aus [7]

Für die Wohngebiete wird somit ein jährlicher elektrischer Gesamtenergiebedarf von 3,08 GWh prognostiziert. Zur Generierung einer stundenaufgelösten Bedarfszeitreihe werden die Standardlastprofile des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft verwendet. Diese Profile sind repräsentativ und werden in verschiedene auf 1000 kWh normierte Profiltypen untergliederter, die für unterschiedliche Marktllokationen verwendet werden. Mit der prognostizierten Energiemenge ist es möglich, durch die Nutzung des Profiltyps „H0 Haushalt [8]“ eine Bedarfszeitreihe zu generieren, die den Lastgang der Wohngebiete repräsentiert. In der nachfolgenden Abbildung 3.2 werden die elektrischen Lastprofile für das Wohngebiet über den Zeitraum eines Jahres sowie zur besseren Veranschaulichung in einer repräsentativen Woche dargestellt.

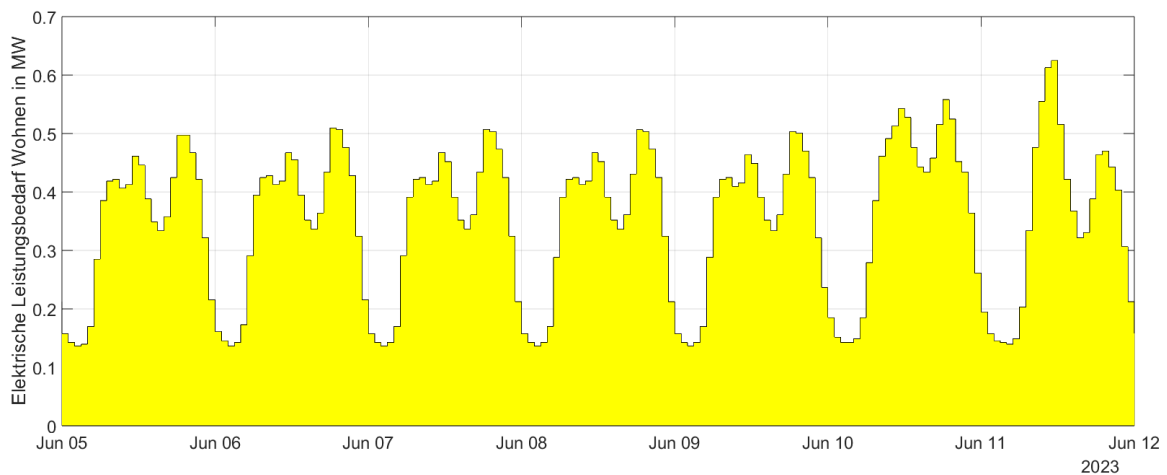
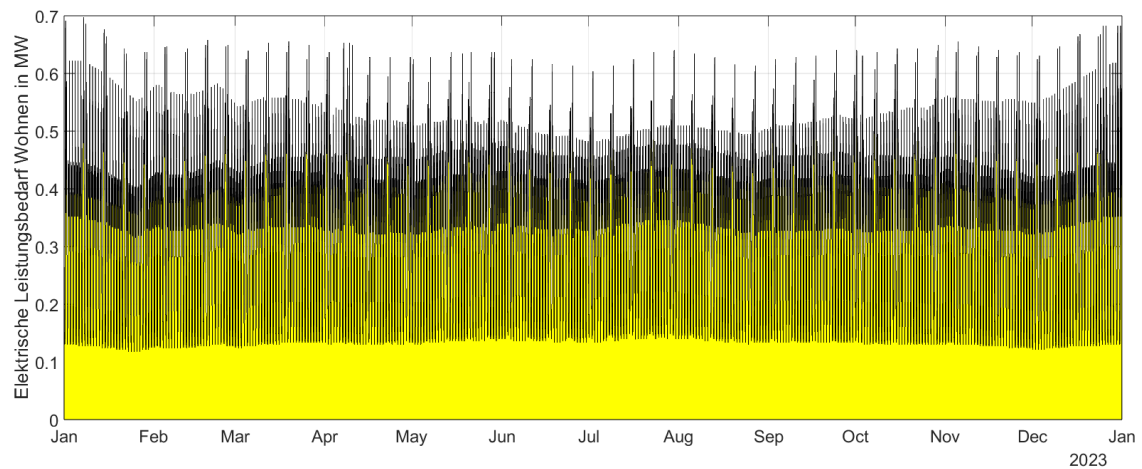


Abbildung 3.2 Elektrischer Lastgang Wohnbedarf

3.1.2 Sondergebiete/Gewerbegebiete

Der elektrische Energiebedarf in den Sonder- und Gewerbegebieten hängt stark von den zukünftigen Nutzungen ab. Da zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Energiekonzepts noch keine spezifischen Nutzungen für die im Funktionsplan als Baufelder B, C und D ausgewiesenen Sonder- und Gewerbegebiete bekannt sind, müssen Annahmen getroffen werden. Angesichts der Tatsache, dass keine Ansiedlung energieintensiver Industrien zu erwarten ist, wird für die Baufelder B, C und D allgemein von einem Büro- und Verwaltungsbetrieb ausgegangen, um den jährlichen elektrischen Energiebedarf zu bestimmen. Im Zuge dessen wird das dem Gemeindebedarfe zugewiesene Baufeld A, welches für die spätere Nutzung als Schule, Hort und Sport vorgesehen ist, mitbetrachtet. Insgesamt wird bei den Baufeldern A, B, C und D von einer Bruttogesamtfläche von 101.139 m² ausgegangen. Dabei wird angenommen, dass 80 % der Fläche als Bürofläche genutzt werden. Den Informationen aus der Veröffentlichung "Energiekennzahlen in Dienstleistungsgebäuden" des Energieinstituts der Wirtschaft

GmbH zufolge liegt der elektrische Energieverbrauch pro Betriebsfläche pro Jahr zwischen 37 und 101 kWh/m². So ergibt sich für diese Baufelder ein jährlicher Gesamtenergiebedarf von 3,27 GWh.

Wie zuvor für die Wohngebiete werden auch für die Sonder- und Gewerbegebiete Standardlastprofile verwendet, um die Bedarfszeitreihen für die elektrische Energie zu generieren. Um den charakteristischen Verlauf von Büros und Verwaltungseinrichtungen widerzuspiegeln, wird der Profiltyp "G1 Gewerbe werktags 8–18 Uhr [8]" verwendet. In der nachfolgenden Abbildung 3.3 werden die elektrischen Lastprofile für die Sonder- und Gewerbegebiete über den Zeitraum eines Jahres sowie zur besseren Veranschaulichung in einer repräsentativen Woche dargestellt.

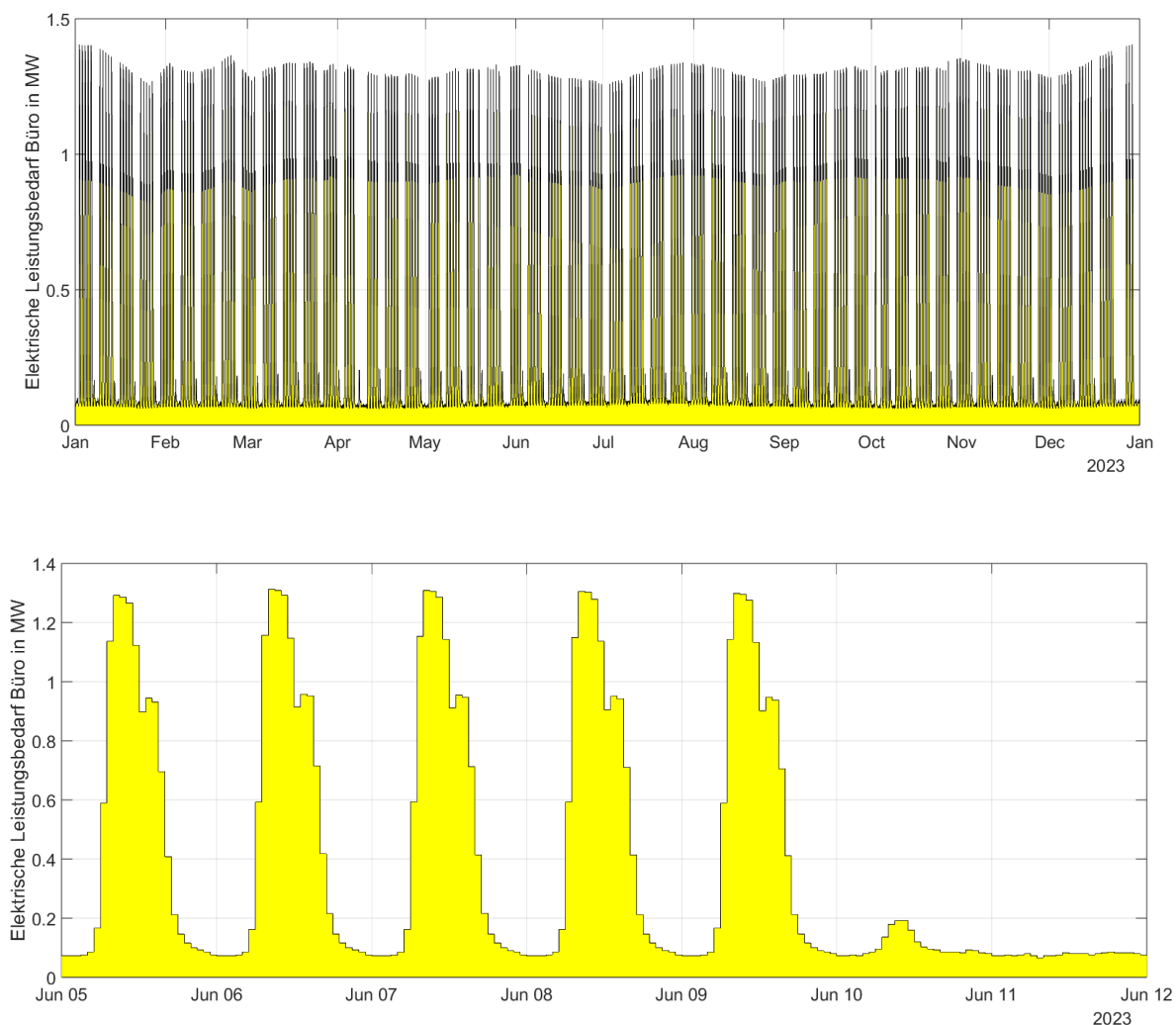


Abbildung 3.3 Elektrischer Lastgang Bürobedarf

3.1.3 Quartiersgaragen

Zur Realisierung eines autoarmen und stellplatzfreien Quartiers werden im Baufeld E Quartiersgaragen vorgesehen, die als Orientierungswert mit einer Kapazität von bis zu 2015 Stellplätzen angegeben werden. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Mobilität und der damit einhergehenden Verbindung der

Stromnetze mit dem Mobilitätssektor ist es wichtig, die Ladeinfrastruktur im Rahmen dieses Energiekonzepts zu berücksichtigen. Zur Ermittlung des elektrischen Bedarfs werden im ersten Schritt Annahmen darüber getroffen, wie die mögliche zukünftige Ladeinfrastruktur aussehen könnte.

Anhand der im Funktionsplan angegebenen Hochrechnung der Einwohnerzahl und Arbeitnehmerzahl, wird über den Motorisierungsgrad der Hansestadt Rostock von 40 % auf Anzahl der quartierszugehörigen Autos zurückgeschlossen, vergleich [9]. Laut dem Report „Elektromobilität in Deutschland“ von Statista [10] wird bis zum Jahr 2030 ein Anteil von 24,4 % Elektroautos am Pkw-Bestand erwartet. Entsprechend wird die Annahme getroffen, dass im Quartier 464 Elektrowagen genutzt werden. Im Positionspapier „Empfehlungen für einen erfolgreichen Hochlauf der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bis 2030“ des Verbands der Automobilindustrie [11] wird gefordert, mindestens ein Ladepunkt für jeweils zehn Elektrofahrzeuge einzurichten. Entsprechend wird insgesamt mit einer Anzahl von 46 Ladesäulen in der Quartiergarage gerechnet. Diese 46 Ladesäulen werden hierbei in die Leistungsklasse 11 kW und 22 kW unterteilt. Die Ladesäulen der Leistungsklasse 22 kW dienen vorrangig der Versorgung der Arbeitnehmer, während die Ladesäulen der Leistungsklasse 11kW genutzt werden, um die Einwohner des Quartiers zu versorgen, vergleich [12]. Für Wochenendtagen wird die Annahme getroffen, dass die 22 kW-Ladesäulen zu 40% von den Anwohnern genutzt werden. Der jährliche Energiebedarf eines Elektrofahrzeugs wird auf 2250 kWh geschätzt. Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Ladestartzustands eines Elektrofahrzeugs liegt der jährliche elektrische Energiebedarf für die Mobilitätsversorgung des Quartiers bei 0,75 GWh. Zur Ermittlung der Bedarfszeitreihe wird die im „Ergebnisbericht des Zentralen Datenmonitoring des Förderprogramms Elektromobilität vor Ort“ der NOW GmbH dargestellte mittlere Anzahl von Ladevorgängen im Tagesverlauf über alle Ladepunkte genutzt [13]. In der nachfolgenden Abbildung 3.4 werden die elektrischen Lastprofile für die 46 Ladesäulen über den Zeitraum eines Jahres sowie zur besseren Veranschaulichung in einer repräsentativen Woche dargestellt.

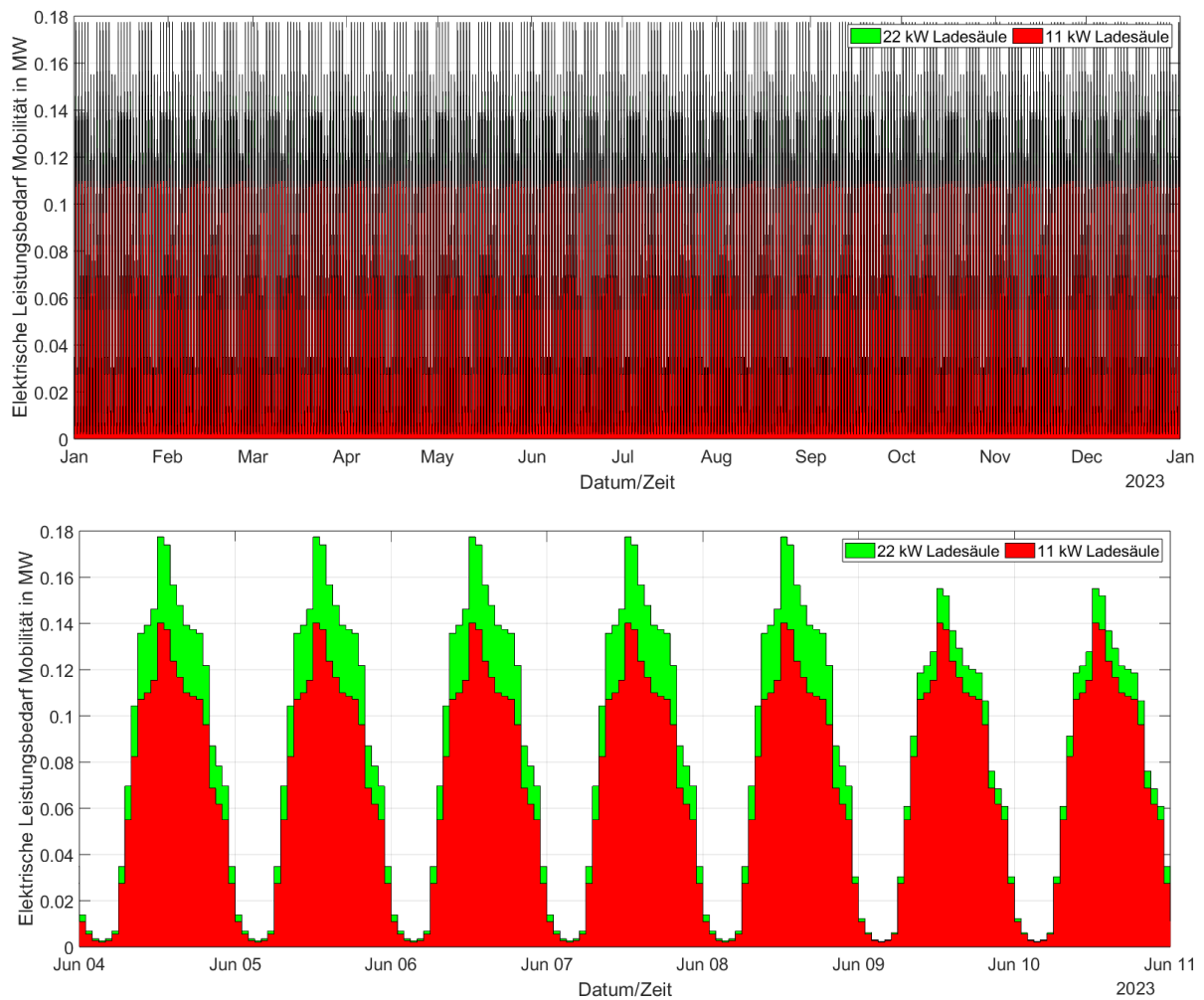


Abbildung 3.4 Elektrische Lastgang Mobilität 11kW, 22kW

Durch die Summierung aller ermittelten elektrischer Energiebedarfe ergibt sich der Gesamtenergiebedarf des Quartiers. Dieser wird in der nachfolgenden Abbildung 3.5 über den Zeitraum eines Jahres und zur bessern Veranschaulichung in einer repräsentativen Woche dargestellt.

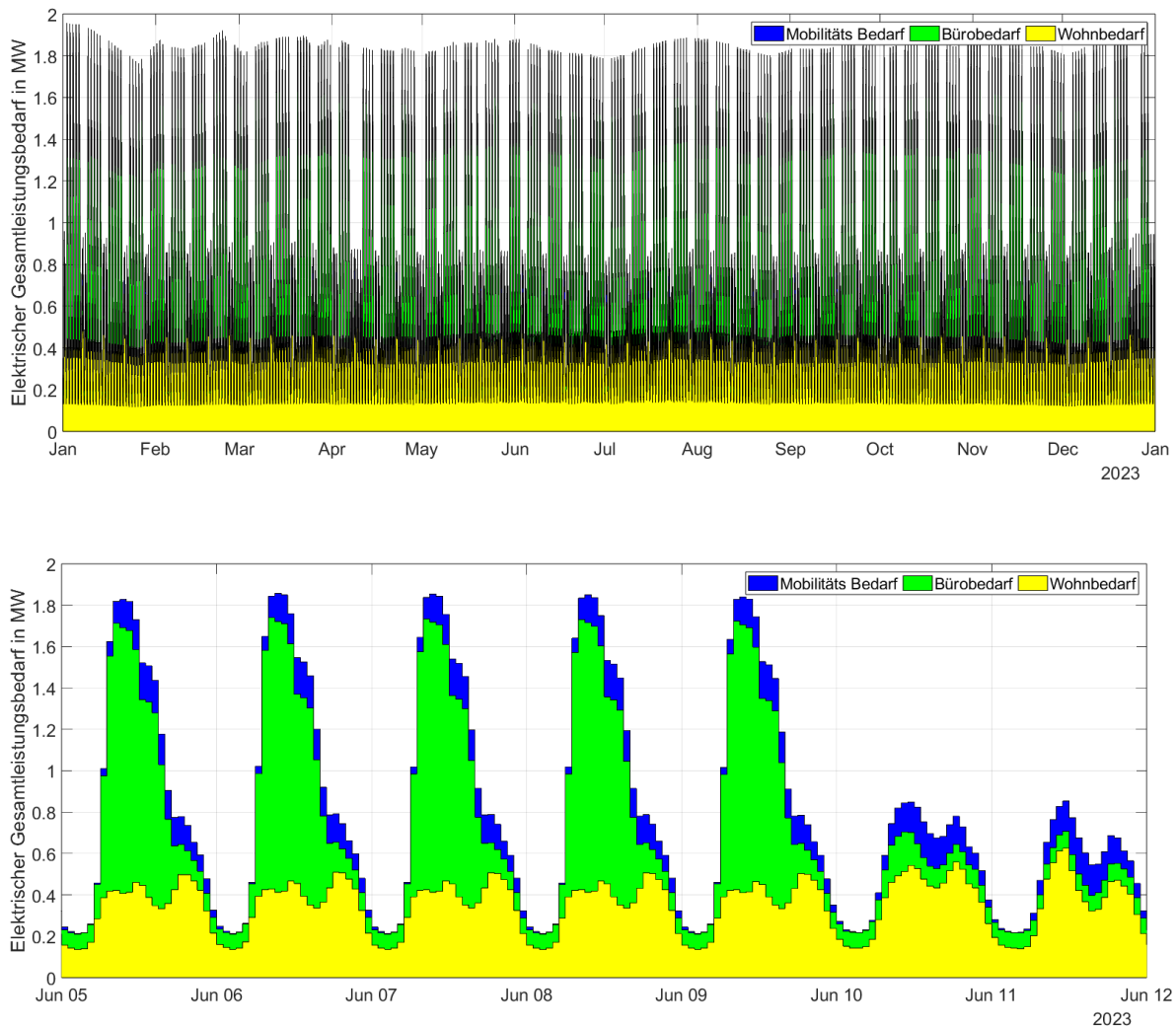


Abbildung 3.5 Elektrische Lastgang Gesamtbedarf

3.2 Thermischer Energiebedarf

Das Effizienzhaus 55 stellt einen bedeutsamen Standard im Bereich energieeffizienten Bauens dar und steht für eine hochgradige Energieeffizienz bei Neubauten. Ein Effizienzhaus 55 verbraucht nur 55 Prozent der Energie, die ein vergleichbarer Neubau nach den Vorgaben des GEG benötigen würde. Die Erreichung dieses Standards erfordert eine integrierte Planung und Implementierung verschiedener energieeffizienzsteigernder Maßnahmen.

- **Wärmedämmung:** Eine effektive Wärmedämmung der Gebäudehülle ist von entscheidender Bedeutung, um den Wärmeverlust durch Transmission zu minimieren. Hochwertige Dämmstoffe und eine sorgfältige Ausführung der Bauteile sind erforderlich, um den Wärmedurchgangskoeffizienten auf ein Minimum zu reduzieren.

- **Haustechnik:** Die Auswahl und Installation effizienter Heizungs-, Lüftungs- und Klimatechnik spielt eine zentrale Rolle. Der Einsatz von Wärmepumpen, hocheffizienten Heizkesseln und kontrollierten Lüftungssystemen ermöglicht eine gezielte Reduzierung des Energieverbrauchs für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Belüftung.
- **Erneuerbare Energien:** Die Integration erneuerbarer Energiequellen wie Photovoltaik, Solarthermie und Biomasse trägt zur Deckung des Energiebedarfs bei und reduziert die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Die Nutzung lokaler erneuerbarer Ressourcen kann die Gesamtenergiebilanz des Gebäudes weiter verbessern.
- **Gebäudetechnische Anlagen:** Eine effiziente Gebäudetechnik, einschließlich intelligenter Steuerungs- und Regelungssysteme, optimiert den Energieverbrauch und maximiert den Komfort für die Bewohner. Die Integration von Smart-Home-Technologien ermöglicht eine bedarfsgerechte Steuerung der Energieflüsse und eine Anpassung an individuelle Nutzerpräferenzen.
- **Luftdichtheit und Bautechnik:** Die Gewährleistung einer hohen Luftdichtheit des Gebäudes durch geeignete Bautechnik und sorgfältige Bauausführung ist unerlässlich, um unkontrollierte Luftströmungen und damit verbundene Wärmeverluste zu minimieren. Der Einsatz von luftdichten Baustoffen und die Durchführung von Blower-Door-Tests unterstützen die Erreichung dieses Ziels.

Da mit der Neufassung des GEG 2023 festgeschrieben wird, dass jeder Neubau den Effizienzstandard 55 erfüllen muss, wird dieser als Mindestanforderung bei der Bestimmung des Heizbedarf angenommen. Um den Bedarf nicht zu unterschätzen, wird dieser auf das obere Ende der in [14] dargestellten Standardabweichungen des spezifischen Endenergiebedarf bei 50 kWh/(m²*a) festgelegt. Bezogen auf die Gesamtfläche des Quartiers ergibt sich somit ein Heizbedarf von 13,44 GWh/a.

Um den Standard eines Effizienzhauses 40 (EH 40) zu erreichen, sind zusätzliche energieeffizienzsteigernde Maßnahmen und Technologien erforderlich, die über die Anforderungen des EH 55 hinausgehen.

- **Verbesserte Wärmedämmung:** Die Gebäudehülle muss stärker gedämmt werden als bei einem EH 55. Dies kann durch den Einsatz von hochdämmenden Baustoffen, zusätzliche Dämmschichten oder innovative Dämmtechnologien erreicht werden. Ein niedrigerer U-Wert der Bauteile ist anzustreben, um den Wärmeverlust zu minimieren. Hierzu gehören beispielsweise hochdämmende Baustoffe wie aerogelgefüllte Dämmplatten, Vakuumisulationspaneele oder adaptive Fassadensysteme.
- **Passivhauskomponenten:** Die Integration passiver Kühlungstechniken kann den Energiebedarf des Gebäudes weiter reduzieren. Dies umfasst beispielsweise die optimale Ausrichtung der Gebäude, den Einsatz hochwertiger Fenster mit niedrigem U-Wert und hoher solarenergetischer Gewinne sowie die Nutzung von Wärmerückgewinnungssystemen in der Lüftungsanlage.
- **Hocheffiziente Haustechnik:** Der Einsatz von noch effizienteren Heizungs-, Lüftungs- und Klimatechniksystemen ist erforderlich, um den Energieverbrauch für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Belüftung zu minimieren.

- Erneuerbare Energien und Null-Emissions-Konzepte: Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie Photovoltaik, Solarthermie und Geothermie kann dazu beitragen, den Primärenergiebedarf des Gebäudes weiter zu senken und den CO₂-Ausstoß auf null zu reduzieren. Die Implementierung von Null-Emissions-Konzepten, die den verbleibenden Energiebedarf durch erneuerbare Energien decken, ist ein zentraler Bestandteil des EH-40-Standards.
- Gebäudeintegrierte Energieerzeugung und -speicherung: Die Integration von gebäudeintegrierten Energieerzeugungs- und Speichertechnologien, wie z.B. Batteriespeichern oder Power-to-Heat-Systemen, kann die Eigenversorgung mit erneuerbarem Strom erhöhen und die Netzstabilität unterstützen.

Da durch den EH-40-Standard ein geringerer thermischer Energiebedarf einher geht, wird dieser in der Bedarfsbestimmung auf 35 kWh/(m²*a) festgelegt, vergleich [14]. Somit ergibt sich für das Quartier ein jährlicher thermischer Energiebedarf von 9,40 GWh.

Mithilfe der standortklimatischen Bedingungen werden die Lastgänge für die verschiedenen Effizienzhausstandards generiert. In folgende Abbildung 3.6 werden diese Lastgänge dargestellt.

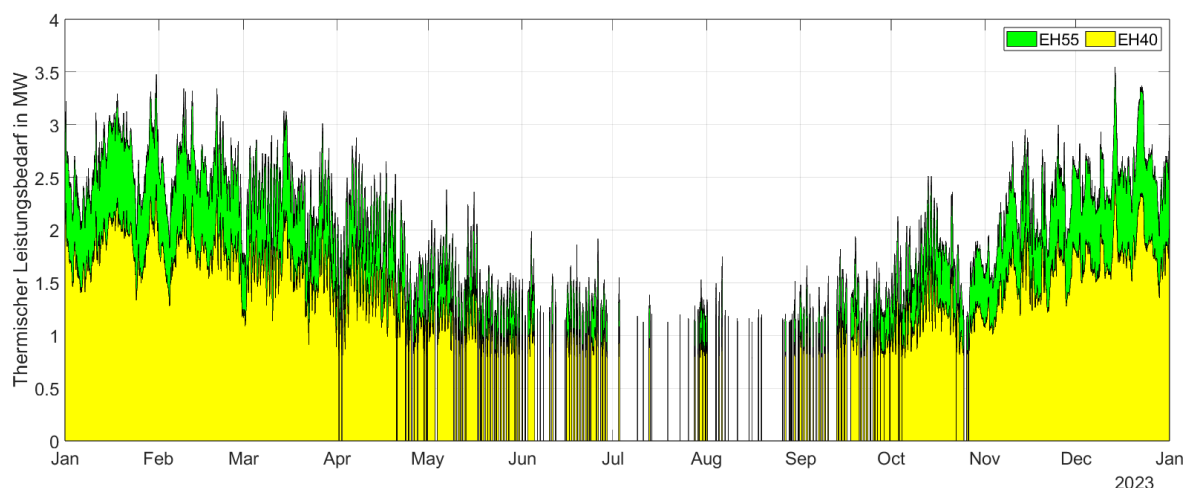


Abbildung 3.6 Thermischer Energiebedarf EH55 & EH40

Kältebedarf

Gemäß den aktuellen Informationen ist derzeit kein erkennbarer Bedarf an Kälte im Quartier bekannt. Zukünftiger Kältebedarf wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Einerseits nimmt die Anzahl sogenannter "Hitzetage" zu und in neugebauten Wohn- und Gewerbegebieten werden in der Regel höhere Anforderungen an Komfort und Klimatisierung gestellt als in historischen gewachsenen Gebieten. Andererseits gibt es verschiedene Möglichkeiten, den zusätzlichen Bedarf an Klimatisierung durch bauliche Gestaltung und Nutzung thermischer Masse in Neubauten, außenanliegender Sonnenschutzmaßnahmen, Gründächer sowie die Nutzung freier Kühlung zu minimieren. Daher wird empfohlen, den Bedarf in einem ersten Schritt durch bauliche Maßnahmen zu reduzieren.

4 Energetische Potentiale des Quartiers

Für das Quartier sollen verschiedene Versorgungssysteme entwickelt und untersucht werden. Im Vordergrund steht die von der Hanse- und Universitätsstadt Rostock geplante Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2050. Zunächst müssen die Eingangsgrößen und Randbedingungen des Bilanzraumes des Quartiers definiert werden. Die Wärmeversorgung wird über das Fernwärmenetz der Stadtwerke Rostock (kurz: SWR) realisiert. Stromseitig wird das Quartier an das Rostocker Mittelspannungsnetz angeschlossen.

4.1 Potentialanalyse Erneuerbare Energien

Durch eine dezentrale Versorgung des Quartiers kann unabhängig von dem Fortschritt der deutschlandweiten Energiewende eine CO₂-Reduktion erzielt werden. Da der Wärmeplan der Hanse- und Universitätsstadt Rostock klimaneutrale Wärme bis 2035 vorsieht, liegt der Fokus hierbei auf der Stromseite.

Windenergieanlagen (WEA)

WEA sind für Wohngebiete nicht geeignet, da nach dem Planungserlass „Wind-an-Land“ , siehe [15], ein Mindestabstand von 1000 m zu Siedlungen eingehalten werden müssen. Für das Quartier sind somit keine WEA denkbar.

Kleinwindenergieanlagen (KWEA)

KWEA fallen nach § 61 der Landesbauordnung (LBauO M-V) unter Verfahrensfreie Bauvorhaben, wenn sie von der Geländeoberfläche bis zu 10 m Höhe mit einem Rotordurchmesser von bis zu 3 m installiert werden und sich der Standort nicht um ein reines, allgemeines oder besonders Wohngebiet oder Mischgebiet handelt. Da das Quartier nach Baunutzungsverordnung (BauNVO) voraussichtlich als Mischgebiet eingestuft wird, ist ein verfahrensfreies Bauvorhaben nicht möglich. Für Anlagen über 10 m Höhe ist eine Baugenehmigung nötig und eine genaue Analyse der Schallemissionen durchzuführen um die festgelegten Planungswerte der Lärmschutzverordnung (LSV) einzuhalten. Für die Nacht liegen diese bei 45 dB.

Die Bebauung in Wohngebieten führt zu einer hohen Oberflächenrauigkeit, sodass KWEA oftmals turbulenten Strömungen ausgesetzt sind, die den Ertrag verringern. Durch die Montage auf ein deutlich höheres gelegenes Dach kann dieser Effekt minimiert werden. Weitere zu beachtende Faktoren sind Dynamische Lasten, Schattenwurf und allgemeine Risiken wie fallendes Eis oder Turbinenteile. Da KWEA zusätzlich noch Dachfläche beanspruchen würde die für Photovoltaikanlagen geeignet wäre, wird die Nutzung nicht in Betracht gezogen.

Photovoltaikanlagen (PVA)

PVA wird als bevorzugte Erzeugungsanlage identifiziert, da die geplanten Flachdächer nicht von höherliegenden Strukturen in der näheren Umgebung verschattet werden. Somit stehen die verfügbaren Dachflächen für die Nutzung von PVA zur Verfügung. Alle erfassten Dächer in dem blau markierten Bereich, siehe Abbildung 1.1, werden zu 70 % für PVA genutzt. Eine Bebauung von 70 % wird festgelegt um Platz für weitere Dachinstallationen wie Dachterrassen, Dachbegrünung oder Kühlsysteme zu ermöglichen. Als erste Annahme wird davon ausgegangen, dass die einzelnen Gebäude identische Höhen haben oder räumlich getrennt sind, sodass keine Verschattung der PVA stattfindet.

In der folgenden Tabelle 5 sind die PV-Potenziale der einzelnen Baugebiete dargestellt. Es werden zwei mögliche Konfigurationen betrachtet. In der ersten Konfiguration wird die PVA nach Süden in einem 35° Winkel ausgerichtet um maximalen Ertrag zu erzielen. Als konservative Annahme wird von einem Bebauungsgrad von 1 kWp auf 8 m² ausgegangen. Die zweite Konfiguration sieht eine Ost-West-Ausrichtung vor. Die Module werden in einem 15° Winkel montiert. Aufgrund der Montagetechnik der Ost-West-Ausrichtung ist eine höherer Bebauungsgrad von 1 kWp auf 5m² möglich. Die Stromerzeugung ist neben der Ausrichtung und dem Aufstellwinkel maßgeblich von der Position der PVA und der Außentemperatur abhängig. Hierfür werden die in Kapitel 1.2 dargestellten Daten des DWD genutzt. Da Photovoltaikmodule unter Laborbedingungen (20 °C Modultemperatur, 1000 W/m² Einstrahlung) ausgemessen werden, wird die Leistung mit einem allgemeinen Leistungsfaktor von 0,8 verrechnet um eine realistische Leistung darzustellen.

Tabelle 5: PV-Potential nach Baufeld

Baufeld	Nutzbare Fläche für PVA	PV-Potential (Südausrichtung)	PV-Potential (Ost-West-Ausrichtung)
Baufeld A	4983 m ²	611 kWp	941 kWp
Baufeld B	1204 m ²	150 kWp	232 kWp
Baufeld C	3903 m ²	488 kWp	751 kWp
Baufeld D	4555 m ²	569 kWp	876 kWp
Baufeld E	5128 m ²	641 kWp	986 kWp
Baufeld F	3793 m ²	474 kWp	729 kWp
Baufeld G	4492 m ²	561 kWp	864 kWp
Baufeld H	3283 m ²	410 kWp	631 kWp
Baufeld I	4092 m ²	512 kWp	787 kWp
Baufeld J	189 m ²	24 kWp	36 kWp
Gesamt:	35.532 m ²	~ 4500 kWp	~ 6750 kWp

Der jährliche Verlauf der elektrischen Energieerzeugung für die nach Süden ausgerichtete PVA ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Der typische Verlauf von einer PVA ist zu erkennen, in den Sommermonaten wird ein deutlich größerer Ertrag erzielt.

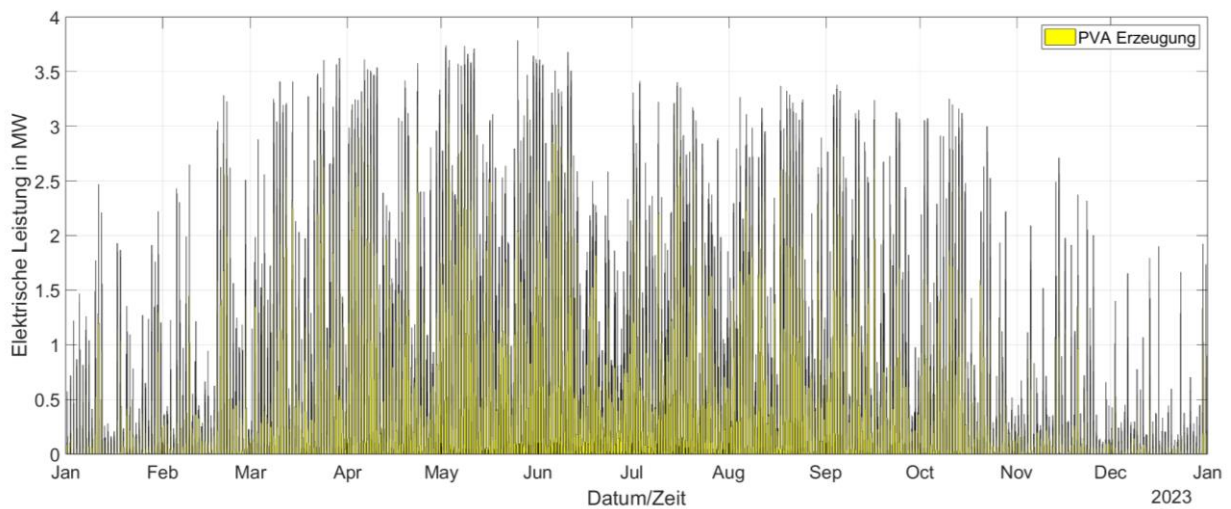


Abbildung 4.1: Stromerzeugungszeitreihe PVA

Die daraus ermittelten Kennzahlen sind in Tabelle 6 dargestellt. Aufgrund der höheren Bebauungsdichte in Ost-West-Richtung sind die Nennleistung sowie die jährliche Stromerzeugung der Anlage höher. Wie an den Volllaststunden zu erkennen ist, wird die PVA in Ost-West-Ausrichtung aber suboptimal betrieben.

Tabelle 6: Kennzahlen PV-Konfigurationen

Kennwert	Kennzahlen Konfiguration 1	Kennzahlen Konfiguration 2
Nennleistung	4,5 MW	6,75 MW
Ausrichtung	Süden	Ost-West
Neigung	35°	15°
Leistungsfaktor	0,8	0,8
Jährliche Stromerzeugung	4,6 GWh	5,8 GWh
Volllaststunden	1025	852,9
Maximale Leistung	3,8 MW	4,6 MW

In der folgenden Abbildung ist der bilanzielle Vergleich zwischen der jährlichen erzeugten Leistung und der jährlich bezogenen Leistung dargestellt. Keine der beiden Konfigurationen kann den jährlichen Bedarf vollständig decken, da mehrgeschossige Häuser einen hohen Bedarf bei wenig verfügbarer Fläche vorweisen.

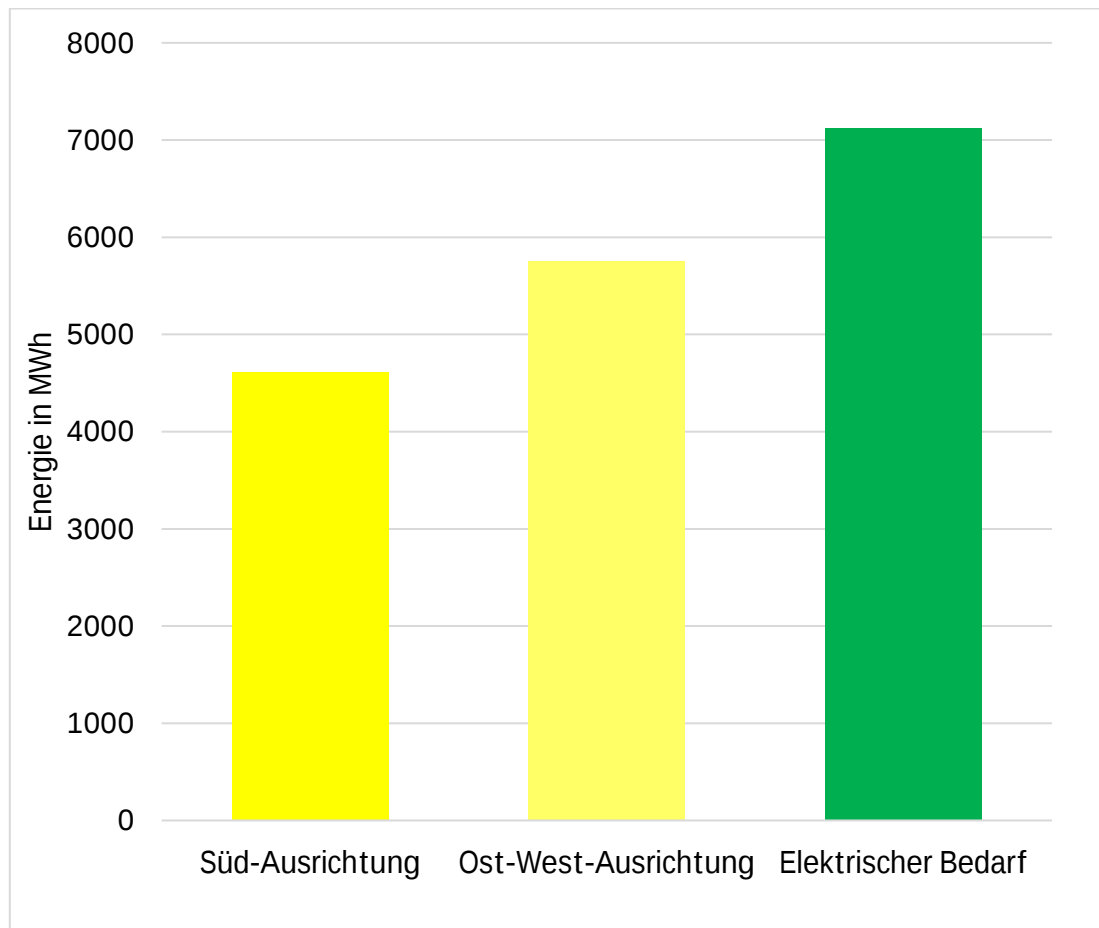


Abbildung 4.2: Bilanzieller Vergleich von Erzeugung und Bedarf

5 Energetische Versorgung des Quartiers

Mit den betrachteten Bedarfen und den ermittelten Potentialen wird die Energieversorgung des Quartiers konzipiert. Die verschiedenen Varianten unterscheiden sich in den gewählten Energiehausstandards, den PVA-Ausrichtungen und in der Nutzung eines Batteriespeichers, sodass vier Varianten betrachtet werden. Zusätzlich wird eine Referenzvariante des Quartiers aufgezeigt. Die einzelnen Varianten sind in der folgenden Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Konzeptübersicht

Variante	Stromversorgung	Wärmeversorgung
Referenz	Netz	Fernwärme mit EH55
1.1	Netz + PVA (Süd-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH55
1.2	Netz + PVA (Süd-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH40
1.3	Netz + PVA (Ost-West-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH55
1.4	Netz + PVA (Ost-West-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH40
2.1	Netz + PVA + Batterie (Süd-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH55
2.2	Netz + PVA + Batterie (Süd-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH40
2.3	Netz + PVA + Batterie (Ost-West-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH55
2.4	Netz + PVA + Batterie (Ost-West-Ausrichtung)	Fernwärme mit EH40

Die PVA ist wie in Kapitel 4.1 beschrieben, bei allen Varianten identisch. Da kein direkter Zusammenhang zwischen der Stromversorgung und der Wärmeversorgung besteht, werden die Varianten mit identischen Stromversorgungsconfigurationen in den folgenden Kapiteln gemeinsam behandelt. Der Batteriespeicher wird für die Varianten 2.1 bis 2.4 mittels einer Sensitivitätsanalyse ausgelegt, siehe Kapitel 5.4.

5.1 Bewertungsgrößen und Annahmen

Für die Bewertung des Quartiers werden Bewertungsgrößen genutzt die einen Vergleich zwischen den Varianten ermöglichen. Die Bewertungsgrößen sind den drei Kategorien Systemdienlichkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltwirkung zugeordnet. Diese beinhalten folgende Kenngrößen und Kennzahlen:

- **Systemdienlichkeit:** Jahresnetzbezug, Jahresnetzeinspeisung, Maximale Netzleistungsbelastung, Eigenversorgungsquote, Eigenverbrauchsquote, Thermischer Energiebedarf, Thermische Netzbelastung
- **Umweltwirkung:** Primärenergiebedarf, Energiebedingte CO₂-Emissionen, EE-Anteil
- **Wirtschaftlichkeit:** Investitionskosten, Betriebskosten, Energiebeschaffungskosten, Einspeiseerlöse, Amortisierungszeit, Lebenszykluskosten

Sämtliche oben aufgeführten Größen wurden u. A. mithilfe eines zeitreihenbasierten Modells in der Simulationssoftware Matlab-Simulink ermittelt. Die erstellten und aus dem Modell gewonnenen Zeitreihen sind Jahreszeitreihen aufgelöst in Stundenwerte (8760 Werte pro Jahr). Die Bewertungsgrößen werden im Anhang erläutert.

Die Berechnung der Bewertungsgrößen der Kategorie Umweltwirkung und Wirtschaftlichkeit greifen auf Literaturwerte und fundierte Annahmen zurück. In der folgenden Tabelle 8 und Tabelle 9 sind die getroffenen Annahmen und zugehörigen Quellen hinterlegt. Da die Fernwärme nach Wärmeplan 2035 klimaneutral sein soll, wird kein CO₂-Äquivalent für die Fernwärme angesetzt. In die Lebenszykluskosten spielen die wirtschaftlichen Faktoren Baukosten, Betriebskosten und Austauschkosten mit ein. Die Bestimmung dieser stellt vor der stetig fluktuierende Energiepreis- und Baukostenentwicklung eine Herausforderung dar. In der Veröffentlichung „Wohnungsneubau THG-Emissionen, Energieverbrauch und Kosten im Lebenszyklus“ der ARGE Kiel wird der Barwert der Kosten je m²-Wohnfläche bei einem Mehrfamilienhaus für Errichtung, Instandhaltung, Bauteilaustausch, Beheizung und Warmwasserbereitung sowie den Abbruch Gebäudes über den Lebenszyklus von 50 Jahren für die Effizienzstandard EH 55 und EH 40 ermittelt und dargestellt.

Tabelle 8: Annahmen Umweltwirkungen

Umweltwirkungen		Quelle
Kennwerte	Kennzahl	
CO ₂ -Äquivalent Deutscher Strommix	380 g _{CO2-eq} /kWh	[16]
CO ₂ -Äquivalent Fernwärme	0 g _{CO2-eq} /kWh	[17]
Primärenergiefaktor Deutscher Strommix	1,8	[17]
Anteil Erneuerbarer Energie Deutscher Strommix	52 %	[18]

Tabelle 9: Annahmen Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftlichkeit		Quelle
Kennwerte	Kennzahl	
Netzbezugskosten	30 c/kWh	[19]
Marktprämie	10,5 c/kWh	[20]
Lebenszykluskosten EH55 (50 Jahre)	4140 €/m ²	[21]
Lebenszykluskosten EH40 (50 Jahre)	4671 €/m ²	[21]
PVA Investitionskosten	1075 €/kWp	[22]
Batterie Investitionskosten	800 €/kWh	[22]
PVA Betriebskosten	21,5 €/kW/a	[22]
Batterie Betriebskosten	16 €/kWh/a	[22]
PVA Abschreibungsdauer	20 Jahre	[22]
Batterie Abschreibungsdauer	10 Jahre	[22]

5.2 Referenzvariante

Die Referenzvariante stellt die konventionelle Energieversorgung des Quartiers da und dient als Ausgangspunkt für die weiteren untersuchungsvarianten. Die Wärmeversorgung erfolgt über das Fernwärmenetz der SWR und die Stromversorgung über das Mittelspannungsnetz der SWR. Da keine Eigenerzeugungsanlagen betrachtet werden, findet keine Einspeisung von elektrischer Energie in das Versorgungsnetz statt. Der Wärmebedarf der Variante richtet sich nach dem gesetzlich vorgeschriebenen KfW-Effizienzhaus-55-Standard. Die Versorgungsstruktur ist schematisch in Abbildung 5.1 dargestellt.

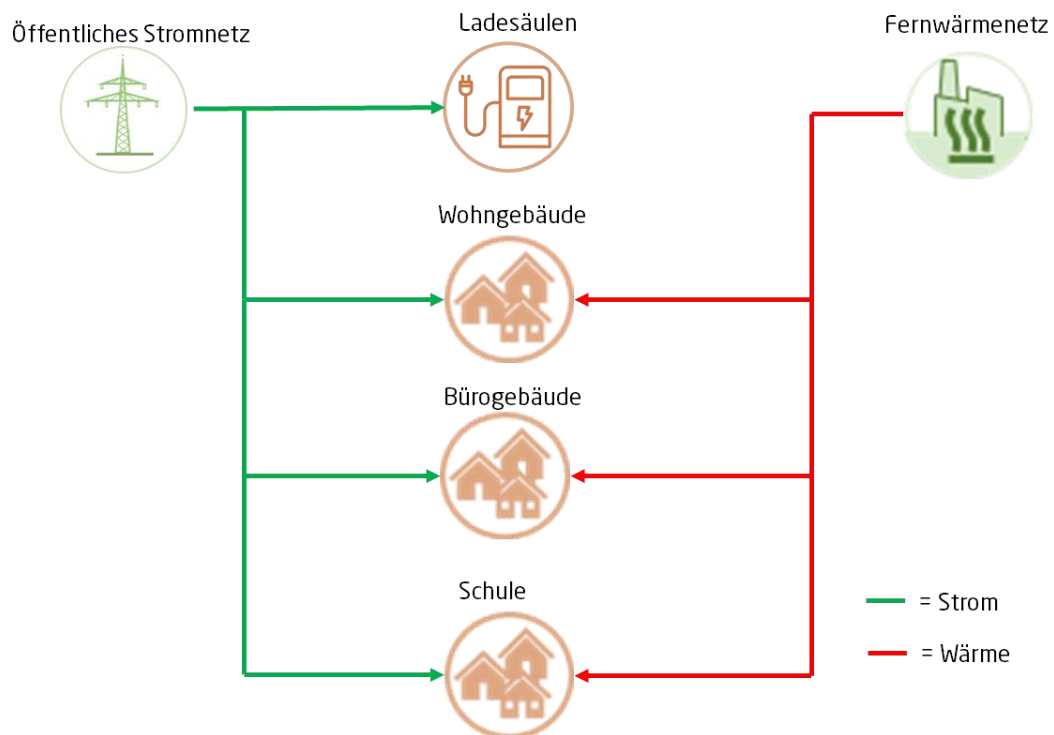


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung Referenzkonzept

Die technischen Ergebnisse sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Ergebnisse und Bewertungsgrößen Referenzkonzept

Kenngröße	Kennwert
Systemdienlichkeit	
Elek. Energiebedarf [MWh/a]	7090
Fernwärmebezug [MWh/a]	13437
Max. Stromnetzbelastung [MW]	1,95
Max. Fernwärmenetzbelastung [MW]	3,55
Umweltwirkungen	
Primärenergiebedarf [MWh/a]	12762
CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /a]	2694,2
EE-Anteil [%]	52
Wirtschaftlichkeit	
Lebenszykluskosten [T€]	1.112.608,4
Netzbezugskosten [T€/a]	4527,8

5.3 Variante 1

In der ersten Versorgungsvariante, werden auf den verfügbaren Dachflächen PVA installiert. Der lokal erzeugte Strom wird innerhalb des Quartiers direkt genutzt und kann somit den Strombezug aus dem öffentlichen Versorgungsnetz reduzieren. Es fallen durch die Nutzung von PVA keine CO₂-Emissionen an, sodass das Quartier nachhaltiger betrieben werden kann. Eine schematische Darstellung der ersten Variante ist in Abbildung 5.2 dargestellt.

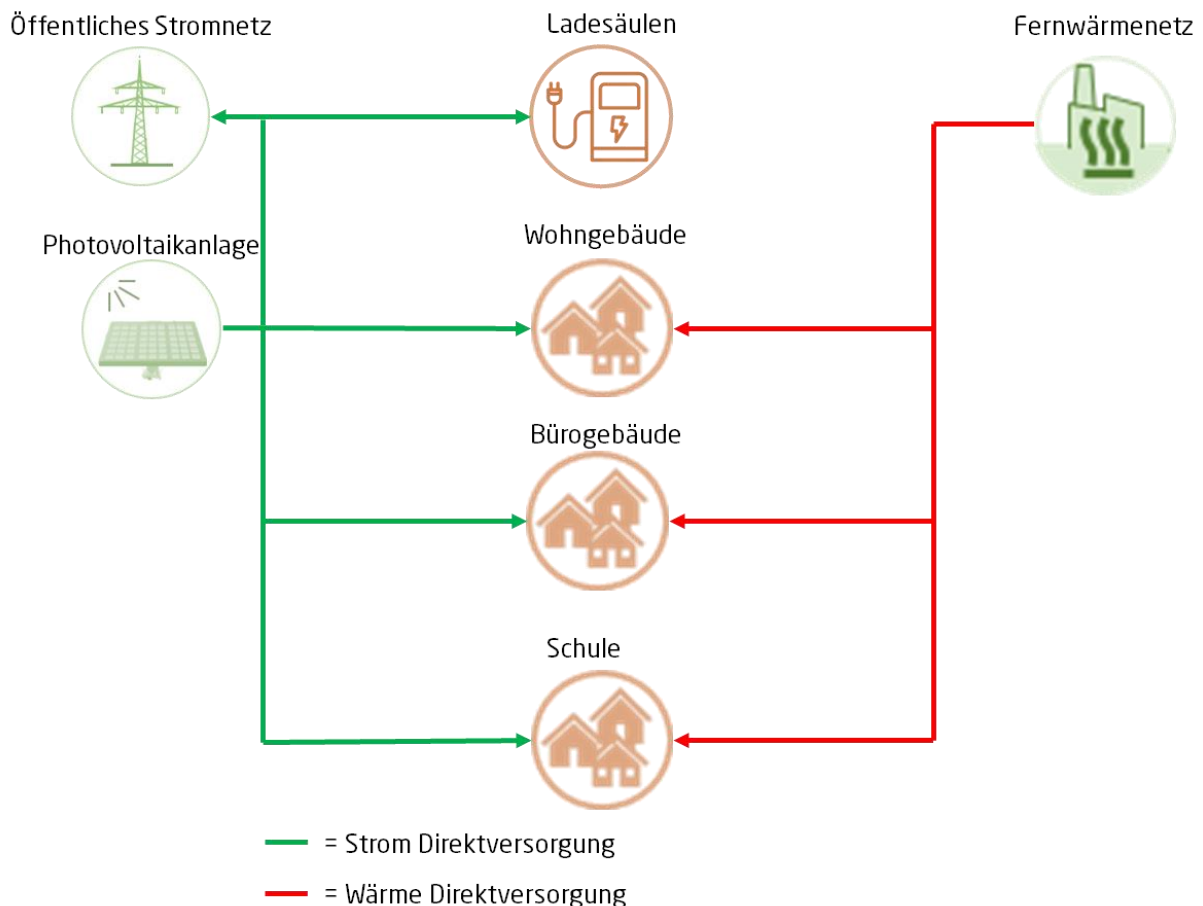


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung Variante 1

5.3.1 Variante 1.1 & Variante 1.2

In den Varianten 1.1 und 1.2 wird die PVA nach Süden ausgerichtet um den optimalen Ertrag zu erzielen. Jedes der PV-Module wird optimal durch den 35° Winkel ausgenutzt. Damit sich die Module nicht gegenseitig verschatten, werden sie in Reihen in ausreichenden Abstand (abhängig von den Dimensionen des PV-Moduls) installiert. Es kann eine Gesamtleistung von 4,5 MWp installiert werden. Durch die Südausrichtung ergibt sich zur Mittagszeit eine Leistungsspitze, die zum großen Teil ins Netz eingespeist werden muss. In den folgenden Abbildungen werden eine beispielhafte Winterwoche und eine beispielhafte Sommerwoche dargestellt.

In Abbildung 5.3 ist eine typische Winterwoche im Februar dargestellt. Die Bedarfe des Quartiers und der E-Mobilität folgen wie in Kapitel 3 beschrieben einem typischen Wochen- bzw. Tagesverlauf. Diese sind in blau und

gelb auf der negativen Achse dargestellt. Um diese Bedarfe zu decken wird, aufgrund der wenigen Sonnenstunden und der geringen Einstrahlung, ein großer Anteil aus dem Netz bezogen (positive Achse in rot). Über die Mittagsstunden kann ein geringer Anteil des Bedarfs über die direkte PVA Nutzung abgedeckt werden.

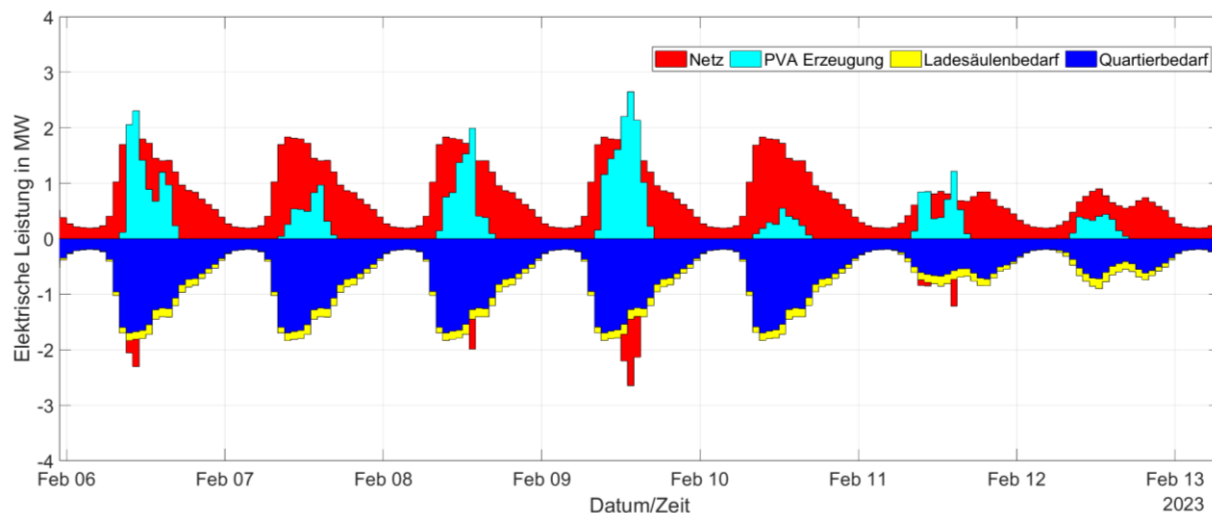


Abbildung 5.3: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 1.1 und 1.2

In Abbildung 5.4 ist eine typische Sommerwoche abgebildet. Die PVA kann im Sommer die täglich auftretenden Bedarfe zwischen 08:00 Uhr bis 18:00 Uhr abdecken. Die Leistungsspitze die in der Mittagzeit auftritt, wird an das öffentliche Versorgungsnetz abgegeben (rot, negative Achse). Dieser Überschuss ist gerade am Wochenende besonders hoch, da die Bedarfe für die Büros und Schule wegfallen.

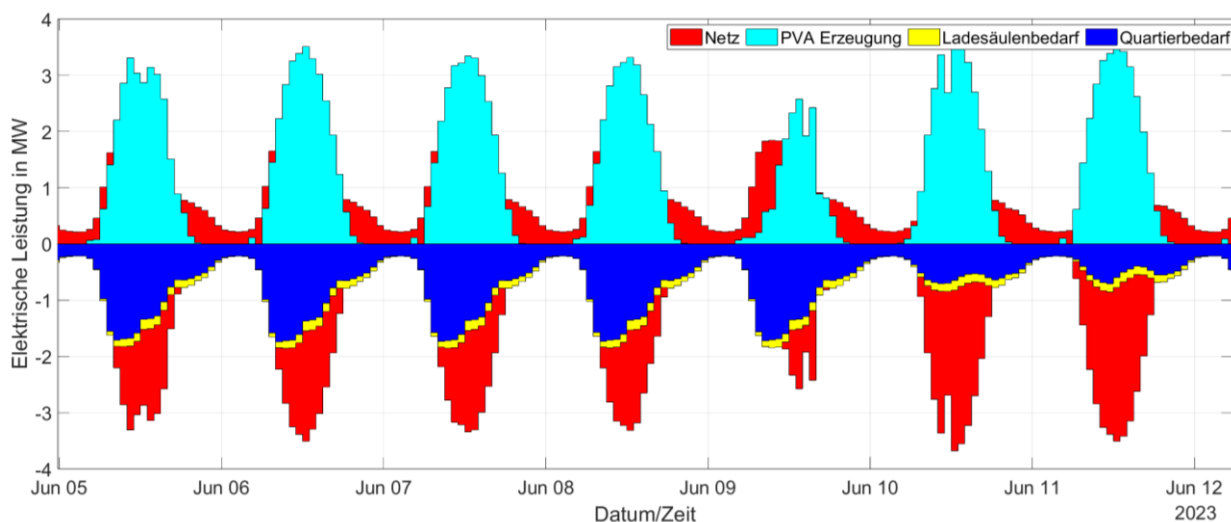


Abbildung 5.4: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 1.1 und 1.2

Die Nächte können weder im Winter noch im Sommer durch die PVA abgedeckt werden, sodass nachts der Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen werden muss. Die einzelnen Bewertungsgrößen für die Varianten 1.1 und 1.2 sind in der folgenden Tabelle 11 dargestellt. Bis auf die Wärme betreffenden Kennwerte unterscheiden sich die Varianten 1.1 und 1.2 nicht.

Tabelle 11: Bewertungsgrößen Variante 1.1 und 1.2

Kenngröße	Kennwert Variante 1.1	Kennwert Variante 1.2
Systemdienlichkeit		
Elek. Energiebedarf [MWh/a]	7090	7090
Fernwärmebezug [MWh/a]	13437	9406
Max. Stromnetzbelastung [MW]	2,9	2,9
Max. Fernwärmenetzbelastung [MW]	3,6	2,5
Elek. Netzbezug [MWh/a]	4046	4046
Elek. Einspeisung [MWh/a]	1540	1540
Eigenversorgungsquote [%]	43	43
Eigenverbrauchsquote [%]	67	67
Umweltwirkung		
Primärenergiebedarf [MWh/a]	7238	7238
CO ₂ -Emissionen [t _{CO2} /a]	1538	1538
EE-Anteil [%]	90,55	88,25
Wirtschaftlichkeit		
Lebenszykluskosten [T€]	1.112.608,4	1.255.312,6
Investitionskosten [T€]	4837,5	4837,5
Betriebskosten [T€/a]	96,8	96,8
Einspeiseerlöse [T€/a]	140,8	140,8
Netzbezugskosten [T€/a]	1618,4	1618,4
Amortisierung [a]	6,5	6,5

5.3.2 Variante 1.3 & Variante 1.4

Eine Ost-West-Ausrichtung bringt im Vergleich mit der Ausrichtung nach Süden zwei Vorteile mit sich. Zum einen deckt sich die Erzeugung besser mit den anfallenden Bedarfen, da die Bedarfe in Wohnvierteln ihre Stoßzeiten in den Abendstunden haben. Der zweite Vorteil ist die Möglichkeit einer höheren Bebauungsdichte der PVA, wie in Kapitel 4.1 beschrieben. Nachteilig ist die reduzierte Effektivität der einzelnen PV-Module durch die Ausrichtung und den Winkel. Insgesamt kann eine Leistung von 6,75 MWp installiert werden. In den

folgenden Abbildungen werden eine beispielhafte Winterwoche und eine beispielhafte Sommerwoche dargestellt.

Die typische Winterwoche in Abbildung 5.5 zeigt ein ähnliches Verhalten zu der Winterwoche aus Variante 1.1 und 1.2. Die Erzeugung reicht nicht aus um die Bedarfe zu decken und ein großer Anteil muss aus dem Netz bezogen werden. Durch die Südausrichtung konnten die wenigen Sonnenstunden des Winters ausgenutzt werden, das ist durch Ost-West-Ausrichtung nicht möglich, entsprechend wird weniger Leistung durch die PVA bereitgestellt. Zur Übersichtlichkeit sind die nach Osten und nach Westen ausgerichteten PVA in der Abbildung 5.5 als Linie separat dargestellt. Die nahezu identischen Verläufe der Ost- und Westanlage im Winter, erklären sich durch die auftretende diffuse Strahlung die beide Ausrichtung gleichermaßen nutzen können.

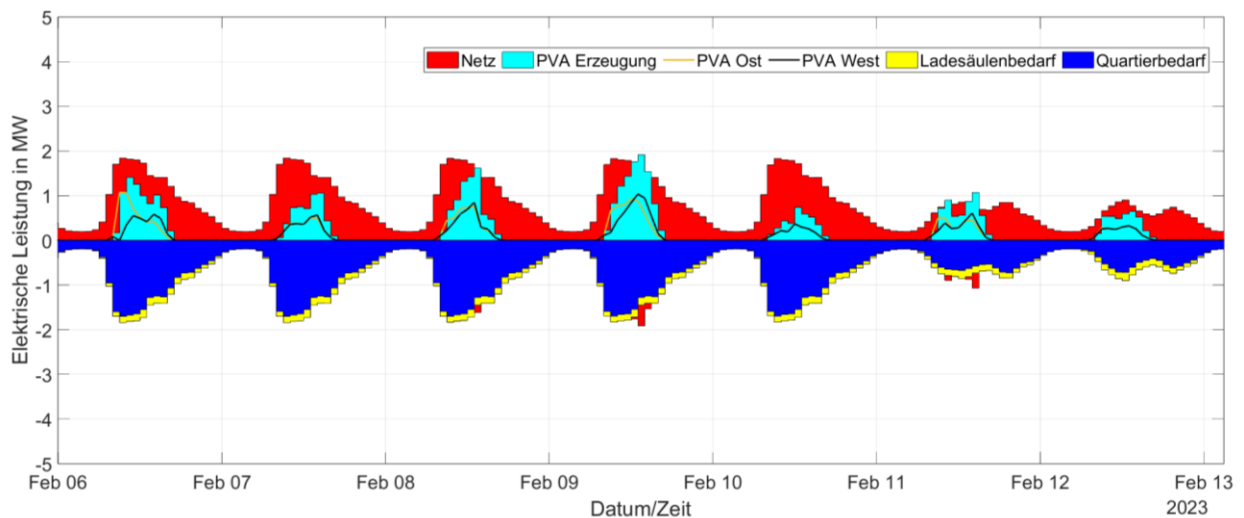


Abbildung 5.5: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 1.3 und 1.4

Abbildung 5.6 zeigt eine typische Sommerwoche. Durch die gewählte Ausrichtung kann der Bedarf auch in Abendstunden bis 20 Uhr durch die PVA abgedeckt werden, sodass weniger Strom aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen werden muss. Da mehr Module installiert werden konnte als in der alternativen Südausrichtung, erhöht sich die maximale Erzeugerleistung und somit auch die eingespeiste Energie.

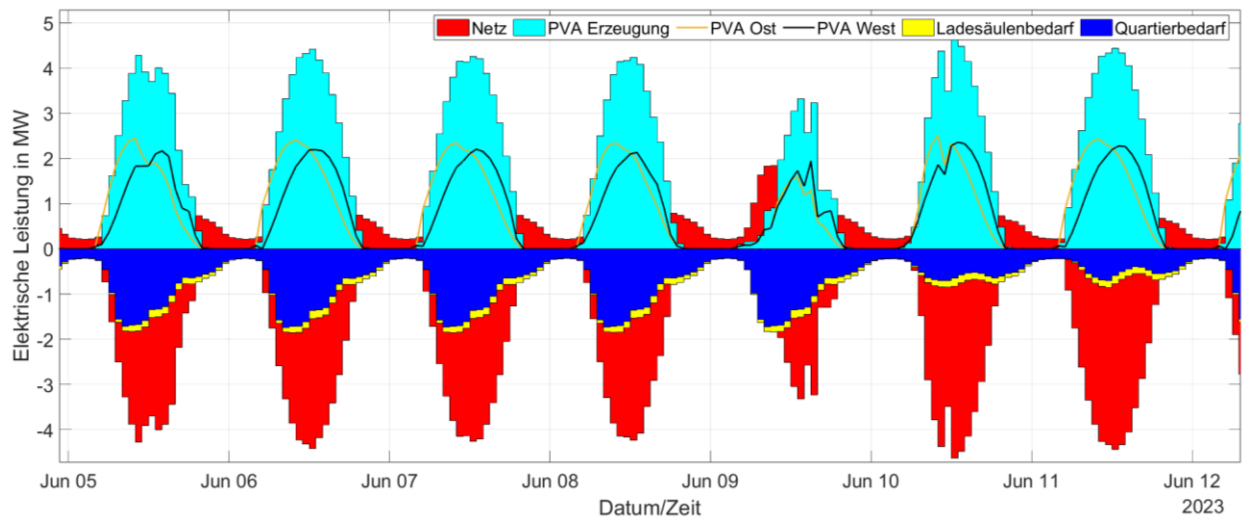


Abbildung 5.6: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 1.3 und 1.4

Die Bedarfe der Nächte müssen weiterhin durch das öffentliche Versorgungsnetz gedeckt werden. Die Bewertungsgrößen der Varianten sind in der folgenden Tabelle 12 dargestellt. Die zusätzlich vorgesehene PV-Module reduzieren die emittierten Emissionen und ermöglichen es einen größeren Anteil des Bedarfs durch lokale Erzeugung zu decken. Nachteilig sind die höheren Investitionen und das die PV-Module durch die Ausrichtung nicht im optimalen Arbeitspunkt arbeiten können. Das hat einen längeren Amortisationszeitraum zur Folge.

Tabelle 12: Bewertungsgrößen Variante 1.3 und 1.4

Kenngröße	Kennwert Variante 1.3	Kennwert Variante 1.4
Systemdienlichkeit		
Elek. Energiebedarf [MWh/a]	7090	7090
Fernwärmebezug [MWh/a]	13437	9406
Max. Stromnetzbelastung [MW]	3,8	3,8
Max. Fernwärmenetzbelastung [MW]	3,55	2,5
Elek. Netzbezug [MWh/a]	3697	3697
Elek. Einspeisung [MWh/a]	2333	2333
Eigenversorgungsquote [%]	48,1	48,1
Eigenverbrauchsquote [%]	59	59
Umweltwirkung		
Primärenergiebedarf [MWh/a]	6654	6654
CO ₂ -Emissionen [t _{CO2} /a]	1405	1405
EE-Anteil [%]	91,37	89,26
Wirtschaftlichkeit		
Lebenszykluskosten [T€]	1.112.608,4	1.255.312,6
Investitionskosten [T€]	7256,3	7256,3
Betriebskosten [T€/a]	1451,3	1451,3
Einspeiseerlöse [T€/a]	216,5	216,5
Netzbezugskosten [T€/a]	1478,8	1478,8
Amortisierung [a]	8,3	8,3

5.4 Variante 2

In der zweiten Variante wird das gesamte System durch einen Batteriespeicher ergänzt. Dieser übernimmt die Funktion anfallende Überschüsse, die andernfalls in das öffentliche Versorgungsnetz abgegeben werden würden, zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wiederzuverwenden. Der Batteriespeicher wird ausschließlich zu Zeiten genutzt in denen die PVA den Bedarf nicht direkt decken kann und wird nicht aus dem öffentlichen Versorgungsnetz geladen. Die Auslegung des Speichers erfolgt über eine Sensitivitätsanalyse. Hierbei wird das Systemverhalten in Abhängigkeit zur Speicherkapazität und Auflade/Entlade Geschwindigkeit betrachtet. Anhand der Bewertungsgrößen kann der Speicher optimal dimensioniert werden, sodass maximale CO₂-Einsparungen bei vertretbaren Investitionen erreichbar sind. Für die einzelnen PVA-Konfigurationen sind

unterschiedliche Speicher dimensioniert worden. In den folgenden Kapiteln wird der Speicher in erster Annäherung als zentrale Lösung betrachtet. Das Systemverhalten ähnelt dem mehrerer dezentralen Lösungen, welche in der Umsetzung wahrscheinlicher sind, die aber nach dem aktuellen Planungstand noch nicht betrachtet werden können. Eine schematische Darstellung des Versorgungssystems ist in Abbildung 5.7 dargestellt.

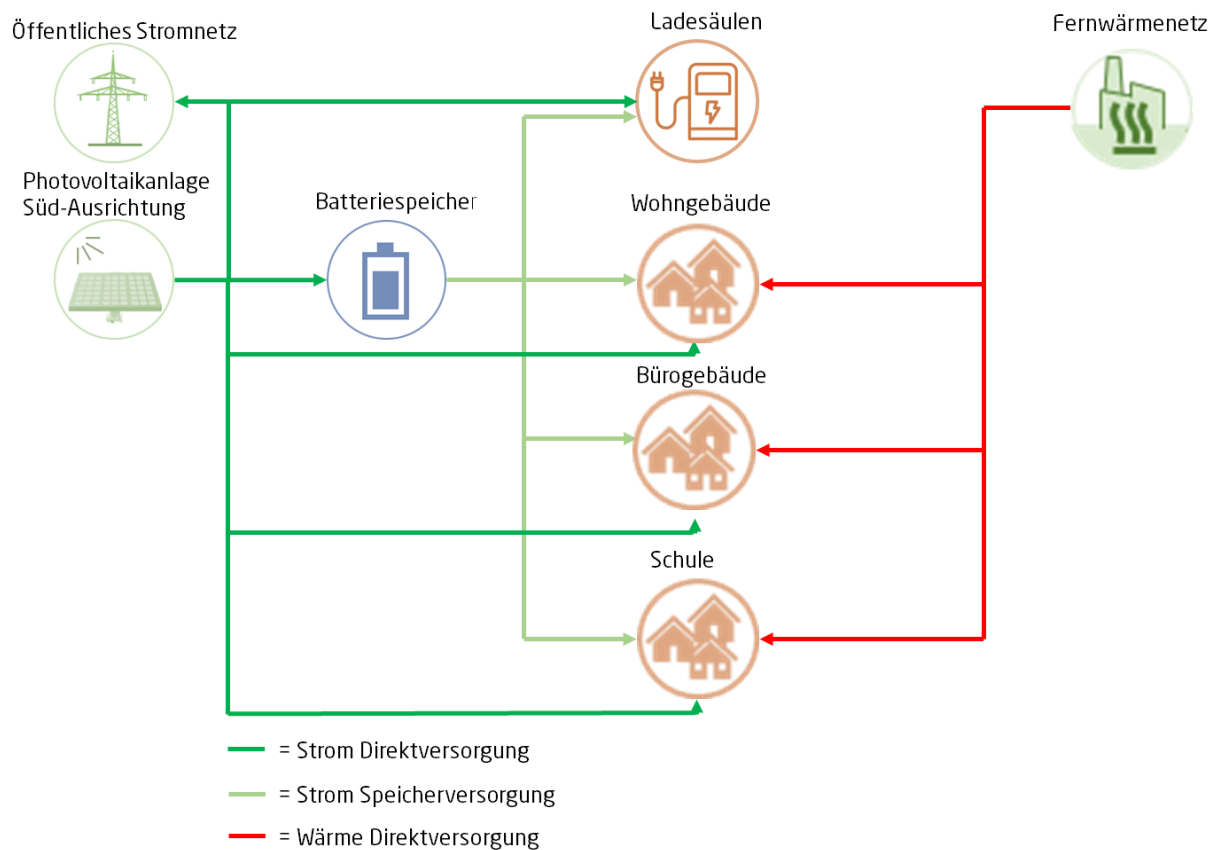


Abbildung 5.7: Schematische Darstellung Variante 2

5.4.1 Variante 2.1 und Variante 2.2

Durch die Südausrichtung der PVA muss der Speicher in der Lage sein einen Großteil der Leistungsspitze am Mittag aufnehmen zu können, um diese zu einem anderen Zeitpunkt zu verwenden. In der folgenden Tabelle 13 sind die Kenndaten des dimensionierten Speichers abgebildet.

Tabelle 13: Kenndaten Batteriespeicher Variante 2.1 und 2.2

Kennwert	Kennzahl
Kapazität	2,5 MWh
Entladegeschwindigkeit	1,25 MW (0,5C)
Aufladegeschwindigkeit	1,25 MW (0,5C)
Startkapazität	0 MWh
Selbstentladung	Ca. 1 %/Monat

In den folgenden Abbildungen sind eine beispielhafte Winterwoche und eine beispielhafte Sommerwoche dargestellt.

Abbildung 5.8 zeigt eine typische Winterwoche. Die Entladung der Batterie ist positiv dargestellt und das Laden der Batterie negativ. Da im Winter nahezu die gesamte PVA Leistung direkt genutzt wird, ist der Nutzen der Batterie gering und der Bedarf muss über das öffentliche Versorgungsnetz gedeckt werden

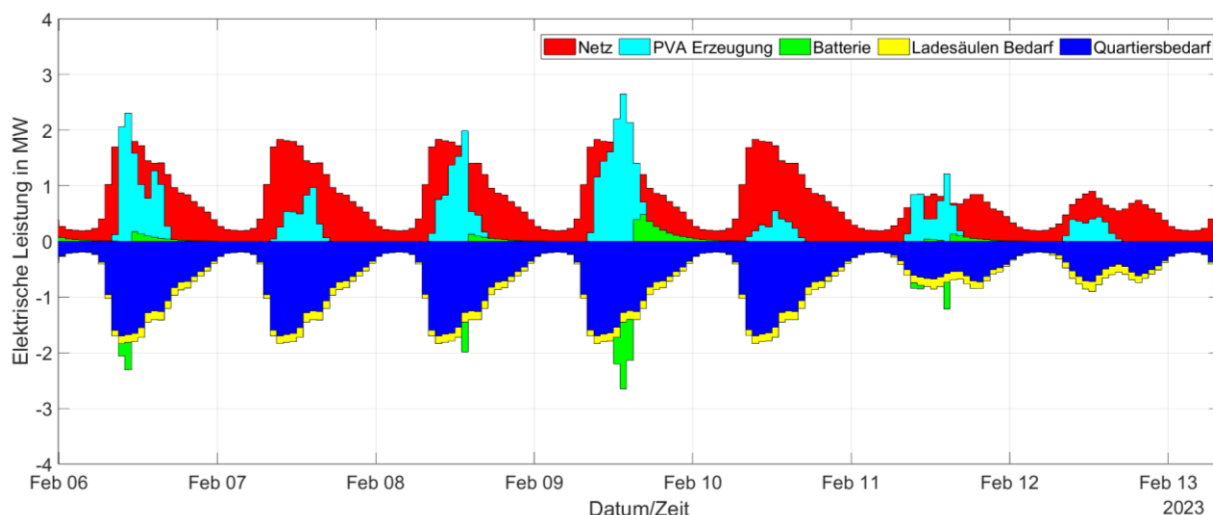


Abbildung 5.8: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 2.1 und 2.2

Im Sommer ist der Effekt der Batterie deutlicher zu erkennen, siehe Abbildung 5.9. Der Bedarf kann nahezu zu allen Zeitpunkten durch die PVA oder die Batterie gedeckt werden, sodass die Versorgung des Quartiers im Sommer beinahe vollständig erneuerbar ist. Die Überschüsse die in Variante 1 noch in das öffentliche Versorgungsnetz gespeist werden mussten, werden nun genutzt um die Batterie zu laden.

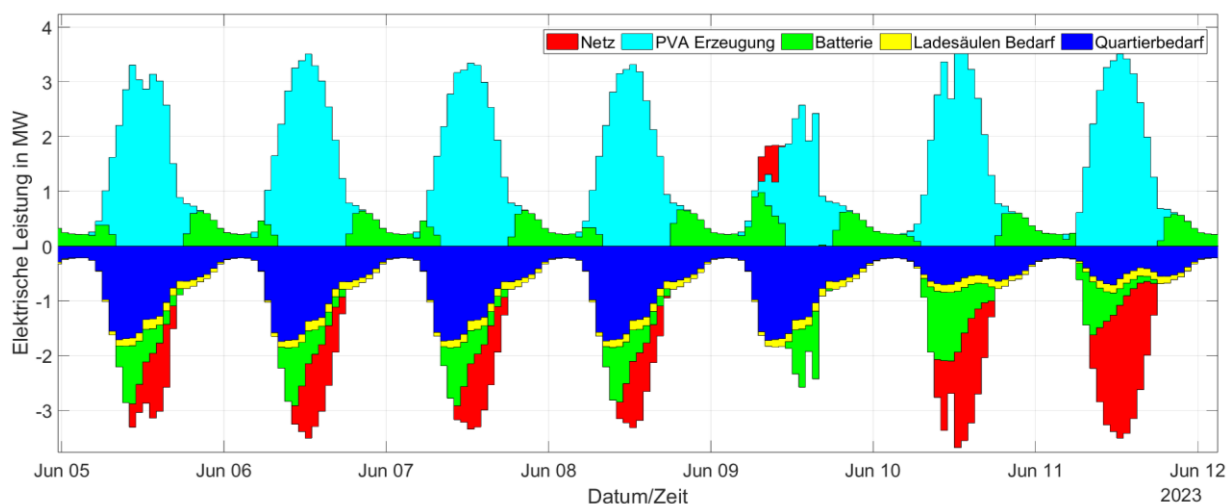


Abbildung 5.9: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 2.1 und 2.2

Die Bewertungsgrößen der Varianten 2.1 und 2.2 sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Durch die Einbindung eines Batteriespeichers werden über 50 % des Quartiers nur über die PVA versorgt und fast 90 % der erzeugten Energie kann innerhalb des Quartiers verbraucht werden. Weniger Strom muss aus dem Netz bezogen werden

und der Emissionsausstoß sinkt. Im Gegenzug erhöhen sich die Investitionskosten. Durch die Leistungsaufnahme des Speichers wird zudem das Netz entlastet, da weniger hohe Leistungen in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden müssen.

Tabelle 14: Bewertungsgrößen Varianten 2.1 und 2.2

Kenngröße	Kennwert Variante 2.1	Kennwert Variante 2.2
Systemdienlichkeit		
Elek. Energiebedarf [MWh/a]	7090	7090
Fernwärmebezug [MWh/a]	13437	9406
Max. Stromnetzbelastung [MW]	2.5	2.5
Max. Fernwärmenetzbelastung [MW]	3.55	2.5
Elek. Netzbezug [MWh/a]	3080	3080
Elek. Einspeisung [MWh/a]	535	535
Eigenversorgungsquote [%]	57	57
Eigenverbrauchsquote [%]	88	88
Umweltwirkung		
Primärenergiebedarf [MWh/a]	5545	5545
CO ₂ -Emissionen [t _{CO2} /a]	1362	1362
EE-Anteil [%]	92,81	91,05
Wirtschaftlichkeit		
Lebenszykluskosten [T€]	1.112.608,4	1.255.312,6
Investitionskosten [T€]	6837,5	6837,5
Betriebskosten [T€/a]	136,8	136,8
Einspeiseerlöse [T€/a]	42,6	42,6
Netzbezugskosten [T€/a]	1232,2	1232,2
Amortisierung [a]	9.2	9.2

5.4.2 Variante 2.3 und Variante 2.4

Die Ost-West-Ausrichtung der PVA deckt die auftretenden Bedarfe des Quartiers bereits besser ab, als die PVA die nach Süden ausgerichtet ist, sodass der Speicher trotz der größeren Anlage weniger groß dimensioniert werden muss. In der folgenden Tabelle sind die Kenndaten des dimensionierten Speichers abgebildet.

Tabelle 15: Kennwerte Batteriespeicher Variante 2.3 und 2.4

Kennwert	Kennzahl
Kapazität	1,25 MWh
Entladegeschwindigkeit	0,75 MW (0,5C)
Aufladegeschwindigkeit	0,75 MW (0,5C)
Startkapazität	0 MWh
Selbstentladung	Ca. 1 %/Monat

In den folgenden Abbildungen sind eine beispielhafte Winterwoche und eine beispielhafte Sommerwoche dargestellt.

Abbildung 5.11 zeigt eine typische Winterwoche. Da nahezu keine Überschüsse von der PVA erzeugt werden, kommt der Batteriespeicher kaum zum Tragen und die Bedarfe werden über das öffentliche Versorgungsnetz gedeckt. Im Vergleich zu den Varianten 1.1 und 1.2 kann aufgrund des suboptimalen Arbeitspunktes eine geringere Leistung bereitgestellt werden.

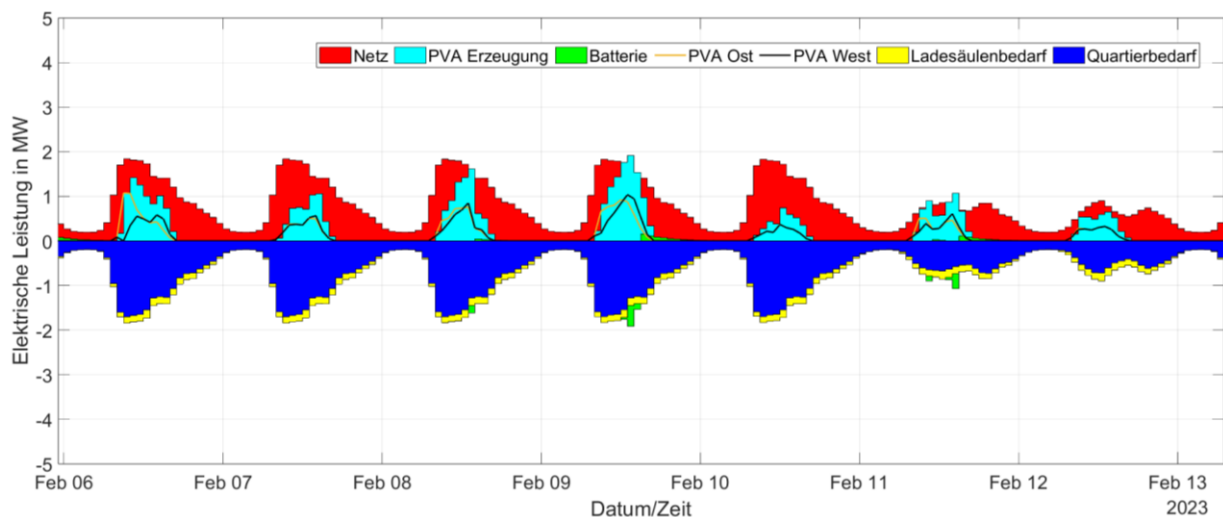


Abbildung 5.10: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 2.3 und 2.4

Der Effekt der Batterie ist in der Sommerwoche in Abbildung 5.11 dargestellt. Die Nächte können durch den Leistungsüberschuss am Tag vollständig durch die Batterie abgedeckt werden, sodass das nahezu kein Netzbezug notwendig ist. Im Vergleich zu Abbildung 5.9 ist zu erkennen, dass die nächtlichen Entladezyklen deutlicher kürzer ausfallen, da die PVA bedarfsgerechter genutzt werden kann.

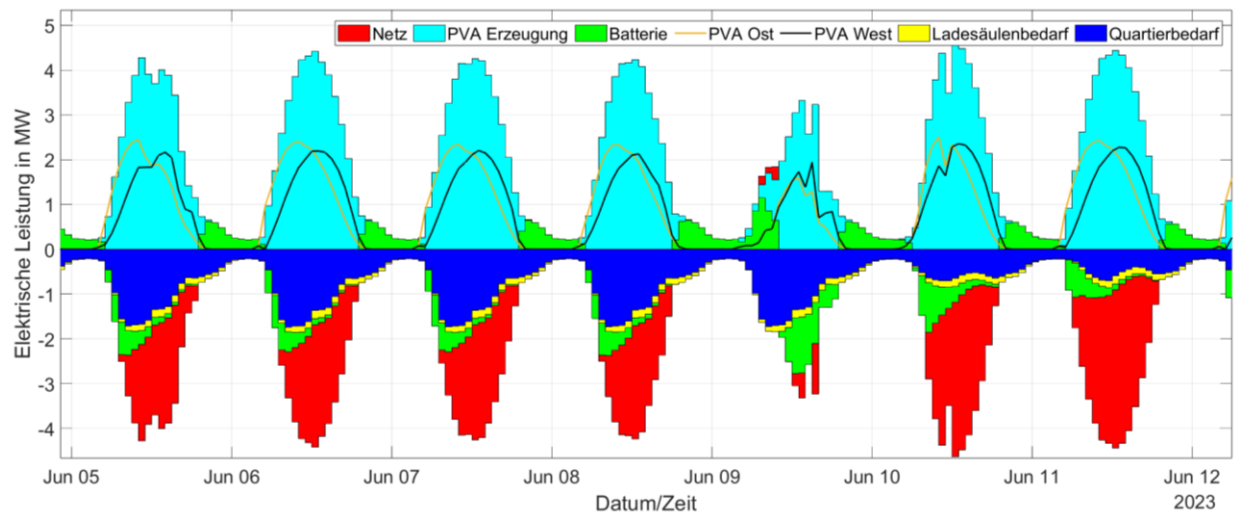


Abbildung 5.11: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 2.3 und 2.4

Die Bewertungsgrößen der Varianten 2.3 und 2.4 sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Die dargestellten Varianten stellen die nachhaltigsten und teuersten Varianten dar, da die Eigenversorgung maximiert wurde. Durch die hohe verfügbare Leistung, kann ein großer Anteil der Leistung nicht verwendet werden, sodass der Eigenverbrauch des Quartiers im Vergleich zu Variante 2.1 stark sinkt.

Tabelle 16: Bewertungsgrößen Variante 2.3 und 2.4

Kenngröße	Kennwert Variante 2.3	Kennwert Variante 2.4
Systemdienlichkeit		
Elek. Energiebedarf [MWh/a]	7090	7090
Fernwärmebezug [MWh/a]	13437	9406
Max. Stromnetzbelastung [MW]	3,6	3,6
Max. Fernwärmenetzbelastung [MW]	3,55	2,5
Elek. Netzbezug [MWh/a]	2881	2881
Elek. Einspeisung [MWh/a]	1484	1484
Eigenversorgungsquote [%]	60	60
Eigenverbrauchsquote [%]	74	74
Umweltwirkung		
Primärenergiebedarf [MWh/a]	5186	5186
CO ₂ -Emissionen [t _{CO2} /a]	1274	1274
EE-Anteil [%]	93,27	91,63
Wirtschaftlichkeit		
Lebenszykluskosten [T€]	1.112.608,4	1.255.312,6
Investitionskosten [T€]	8456,3	8456,3
Betriebskosten [T€/a]	169,1	169,1
Einspeiseerlöse [T€/a]	131	131
Netzbezugskosten [T€/a]	1152,4	1152,4
Amortisierung [a]	9,3	9,3

6 Auswertung und Bewertung der Versorgungsvarianten

Die Bewertungsgrößen werden genutzt um die einzelnen Versorgungsvarianten miteinander zu vergleichen. Dafür werden die einzelnen Kategorien Systemdienlichkeit, Umweltwirkungen und Wirtschaftlichkeit getrennt betrachtet. Des Weiteren werden die Unterschiede zwischen den EH55- und den EH40-Varianten gesondert betrachtet, identischen Kennwerte werden in der Benennung als EH55-Varianten dargestellt. Alle Kennwerte bis auf der Fernwärmebezug, die maximale Fernwärmebelastung und die Lebenszykluskosten sind identisch zu den EH55-Varianten und werden entsprechend nicht mit dargestellt.

6.1 Auswertung Systemdienlichkeit

In der folgenden Abbildung 6.1 werden die in Kapitel 5 ermittelten systemdienlichen Bewertungsgrößen miteinander verglichen.

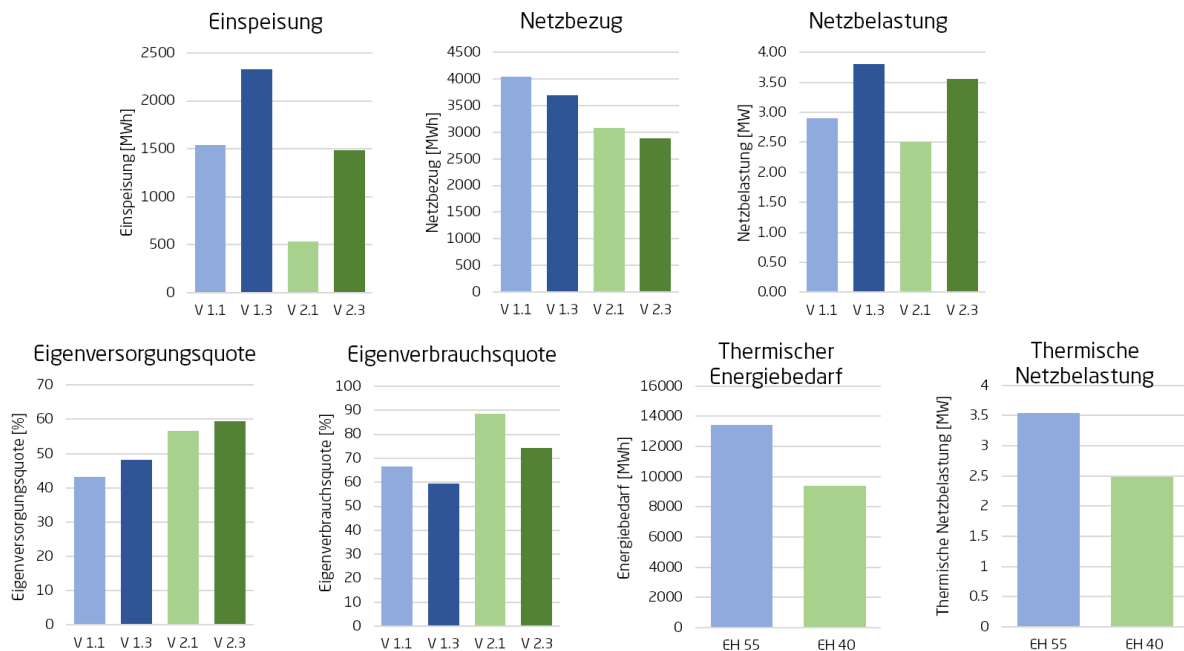


Abbildung 6.1: Vergleich der systemdienlichen Bewertungsgrößen

Die Einbindung eines Batteriespeichers wirkt sich allgemein positiv auf das System aus. Weniger Strom muss aus dem Netz bezogen werden, da die Nächte durch den Speicher abgedeckt werden können und es kann ein höherer Grad an Eigenversorgung erreicht werden. Die systemdienlichen Bewertungsgrößen können durch die Implementierung eines größeren Speichers optimiert werden, darauf wurde zugunsten der Wirtschaftlichkeit verzichtet. Durch die erhöhte Leistung der Ost-West-Ausrichtung ist auffällig, dass die Einspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz der Varianten 1.3 und 2.3 die Einspeisung der Süd-Ausrichtung bis um das Vierfache übertrifft. Weniger stark ist dieser Effekt beim Netzbezug, da die Wintermonate durch die Variante 1.1 und 2.1 besser ausgenutzt werden können. Um ohne Begrenzungen einspeisen zu können, muss das Versorgungsnetz für die Ost-West-Ausrichtung eine maximale Leistung von 3,8 MW aufnehmen können. Allerdings bezieht sich die dargestellte Netzbelastung auf die maximale Leistungsspitze der PVA, die nahezu nie

erreicht wird. Eine Begrenzung der Einspeisung auf 2,5 MW hätte somit lediglich eine Reduktion von 3 % der gesamten eingespeisten Energie zur Folge.

Der Energiestandard EH 40 hat wie vorgegeben einen geringeren thermischen Energiebedarf als der Energiestandard EH 55 und somit auch eine geringere thermische Belastung, sodass der Fernwärmeanschluss kleiner dimensioniert werden kann.

6.2 Auswertung Umweltwirkung

In der folgenden Abbildung 6.2 werden die in Kapitel 5 ermittelten ökologischen Bewertungsgrößen miteinander verglichen.

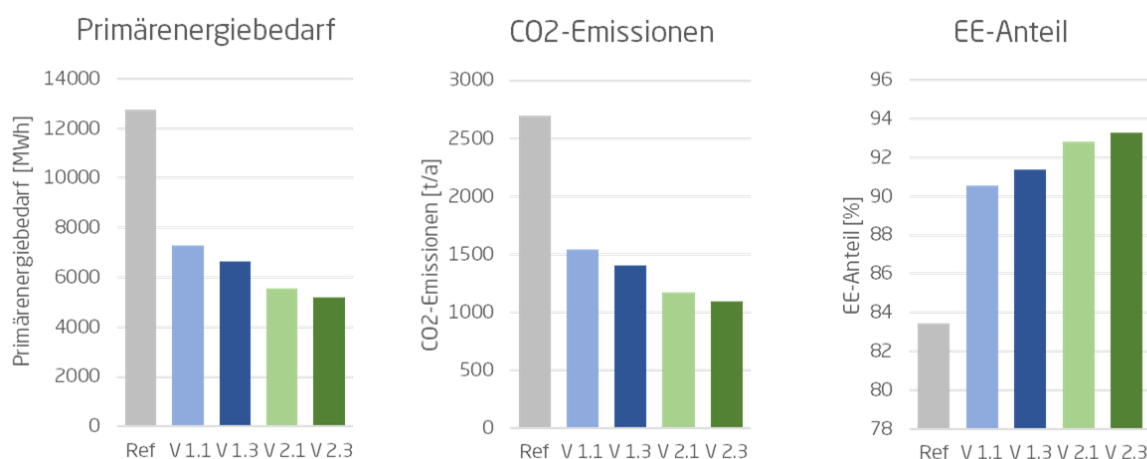


Abbildung 6.2: Vergleich der ökologischen Bewertungsgrößen

Je höher der Technologieanteil der Varianten, desto nachhaltiger ist sie. Im Vergleich zur angenommenen Referenzvariante können die CO₂-Emissionen in jeder der Variante um mehr als die Hälfte reduziert werden und der Anteil an erneuerbaren Energiequellen kann bis auf 90 % gesteigert werden. Zusätzlich zu den in Kapitel 3 ermittelten Endenergiebedarfe sind jegliche Umwandlungsprozesse, Transportstrecken und Speicherverluste die vor dem Quartier anfallen im Primärenergiebedarf berücksichtigt. Durch die Nutzung lokaler Erzeugungsanlagen, kann der Primärenergiebedarf um bis zu 60% reduziert werden.

6.3 Auswertung Wirtschaftlichkeit

In der folgenden Abbildung 6.3 werden die in Kapitel 5 ermittelten ökonomischen Bewertungsgrößen miteinander verglichen. Die Investition der PVA macht den Großteil der Investitionskosten aus, dementsprechend sind die Variante 1.3 und 2.3 am kostenintensivsten, da das 1,5-fache an Leistung installiert werden kann. Der Batteriespeicher beeinflusst vordergründig die Einspeiseerlöse und die Energiebeschaffungskosten. Da ein großer Anteil des Stroms zwischengespeichert wird, können geringere Erlöse aber es muss auch weniger Strom zugekauft werden. Für die Amortisierung gilt, dass ein höherer Technologieanteil die Zeit, bis sich das System selbst trägt, verlängert. Durch die hohen Einspeiseerlöse und die geringeren Investitionen machen sich die Varianten ohne Speicher schneller bezahlt, aber spielen über einen längeren Zeitraum weniger Gewinn ein.

Durch die höheren Anforderungen an den Energiestandard EH 40 werden die Lebenszykluskosten nach [21] deutlich höher angesetzt. Betrachtet über 50 Jahre fallen für den höheren Standard 142 Mio. € an Mehrkosten an.

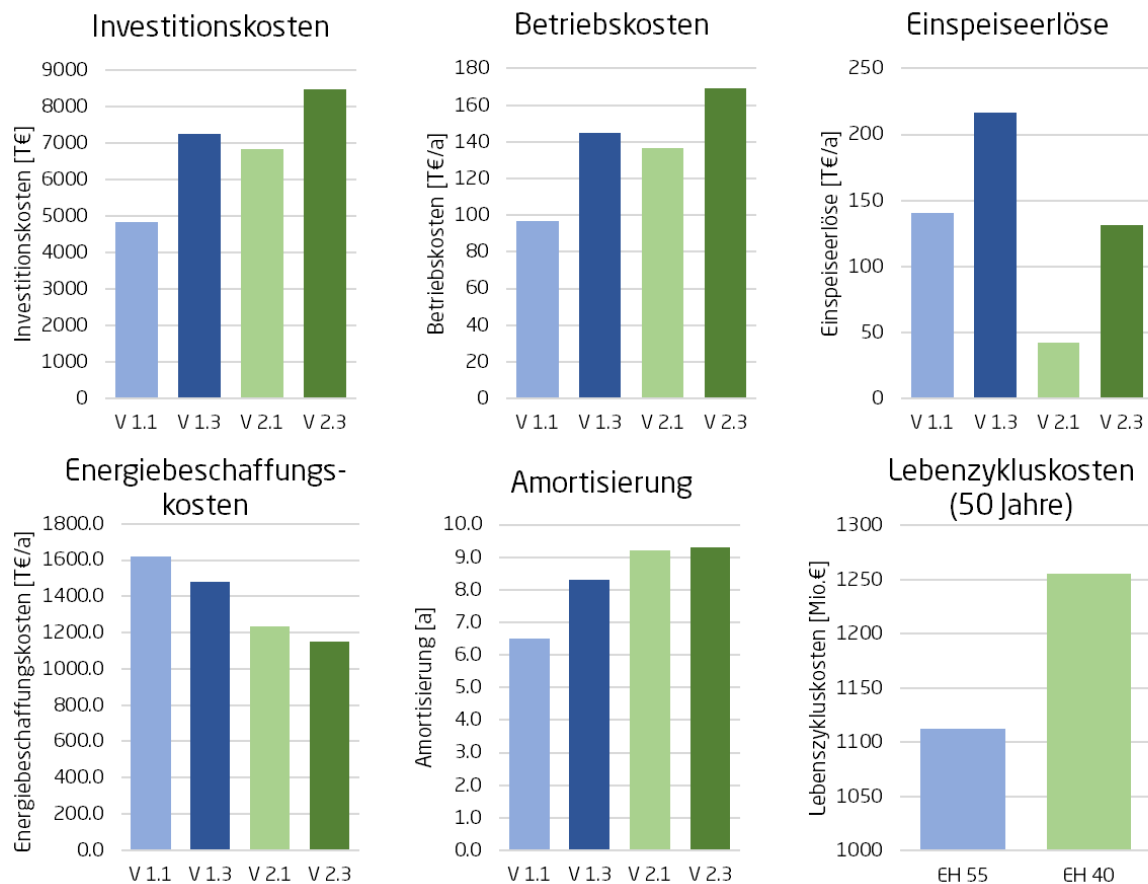


Abbildung 6.3: Vergleich der ökonomischen Bewertungsgrößen

6.4 Bewertung der Versorgungsvarianten

Die dargestellten Bewertungsgrößen werden genutzt um die einzelnen Konzepte miteinander zu vergleichen. Dafür wird das Referenzkonzept hinzugezogen und die Bewertungsgrößen prozentual zu den Ergebnissen des Referenzkonzeptes dargestellt. Die Ergebnisse werden in die einzelnen Kategorien, Systemdienlichkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltauswirkungen aufgeteilt. In den einzelnen Kategorien wird der Mittelwert gebildet, die nachfolgend Teilerfüllungsgrade genannt werden. Jeder Teilerfüllungsgrad wird als gleichwertig betrachtet, es findet keine Gewichtung statt. In der Gesamtbetrachtung wird der Mittelwert der drei Kategorien ohne Gewichtung ermittelt. Je höher dieser Erfüllungsgrad ist, desto besser ist das Systemverhalten gegenüber der Referenzvariante. Investitionskosten und Betriebskosten wurden im Vergleich zur teuersten Variante dargestellt. Für die Amortisierung wird die angenommene Abschreibungsdauer von 20 Jahren als Referenz angenommen. Um die Einspeisung und dessen Erlöse vergleichen zu können, wird angenommen das die PV-Anlage als Volleinspeiser betrieben wird. Die daraus resultierenden Werte dienen als Referenz. Bei einer

Verbesserung gehen die Bewertungsgrößen positiv in die Bilanz ein, bei einer Verschlechterung negativ. In der folgenden Tabelle 17 sind die Teilerfüllungsgrade und der Erfüllungsgrad dargestellt.

Tabelle 17: Vergleich und Bewertung der Versorgungsvarianten

Variante	Teilerfüllungsgrad Systemdienlichkeit	Teilerfüllungsgrad Umweltauswirkungen	Teilerfüllungsgrad Wirtschaftlichkeit	Erfüllungsgrad
1.1	0,31	0,60	0,36	0,42
1.2	0,37	0,60	0,34	0,44
1.3	0,27	0,62	0,26	0,38
1.4	0,33	0,62	0,24	0,40
2.1	0,38	0,69	0,21	0,43
2.2	0,44	0,68	0,19	0,44
2.3	0,32	0,71	0,17	0,40
2.4	0,38	0,70	0,15	0,41

Der Vergleich mit der Referenzvariante werden die Konzepte 1.2 und 2.2 am höchsten gewertet. Allerdings liegen alle Ergebnisse nah beieinander, sodass durch eine Gewichtung einzelner Teilerfüllungsgrade oder Bewertungsgrößen jedes der Konzepte in Frage kommen kann. Der Energiestandard EH 40 beeinflusst die betroffenen Varianten positiv im Teilerfüllungsgrad Systemdienlichkeit und negativ im Teilerfüllungsgrad Wirtschaftlichkeit, wobei die Systemdienlichkeit überwiegt und der Energiestandard einen positiven Effekt hat. Aufgrund der höheren Investitionen und der geringeren Einspeiseerlöse wird die zweite Variante wirtschaftlich schwächer bewertet als die erste Variante. Das Einspar- und damit wirtschaftliche- Potential der Speichervarianten konnte in der vorliegenden Studie nicht ausreichend betrachtet werden. Da das vorrangige Ziel der Hanse- und Universitätsstadt die Reduktion von CO₂ ist, ist die Variante 2.2 vorzuziehen.

7 Fazit und Handlungsempfehlungen

Ziel der Studie ist es eine begründete Handlungsempfehlung zur Umsetzung eines nachhaltigen Quartierskonzeptes zu erarbeiten. Dafür wurde eine Bedarfsanalyse durchgeführt die verschiedene Energiestandards beleuchtet und diese miteinander in Verhältnis setzt.

Die Wärmebedarfe werden stark durch die Bauweise, Gebäudestrukturen und Energiestandards beeinflusst. Da die Ergebnisse gezeigt haben, dass ein höherer Effizienzstandard einen überwiegend positiven Effekt hat, wird empfohlen diesbezüglich Vorgaben im Rahmen von Kauf- und Pachtverträgen zu integrieren. Für das Effizienzhaus 40 kann eine Neubauförderung beantragt werden. Diese gewährt keine direkten Zuschüsse, sondern einen Kredit mit Zinsverbilligung. Da in den Baustandards die „graue Energie“ nicht berücksichtigt wird, empfiehlt sich eine Zertifizierung der Gebäude nach DGNB vorzusehen. Hierbei wird der gesamte Lebenszyklus eines Gebäudes auf 37 Kriterien in den Bereichen Ökologische-, Ökonomische-, Soziokulturelle-, Technische-, Prozess- und Standortqualität geprüft. Somit kann nachhaltiges Bauen sichergestellt werden. Eine weitere Vorgabe für anfallende Kauf- und Pachtverträge ist die Nutzung nachhaltiger Materialien um die „graue Energie“ maßgeblich zu reduzieren. Gerade Holz- und Lehmhaus wie er bereits im Funktionsplan erläutert wird, kann die anfallenden Emissionen reduzieren.

In dem aktuellen frühen Projektstadium liegt die größte Herausforderung in den bisher unbekannten Bedarfen. Die in diesem Bericht getroffenen Annahmen geben ein erstes Bild der auftretenden Bedarfe. Dieses Bild wird sich mit fortschreitenden Planungsstand verschärfen und an neue Bedingungen anpassen. Dementsprechend ist eine kontinuierliche Aktualisierung und Verifizierung der angenommen Bedarfe notwendig. Durch die dauerhafte Aktualisierung, können wirtschaftliche Synergien in der Verlegung von Infrastruktur erzielt werden, indem Tiefbauarbeiten für Strom, Wärme, Wasser und Telekommunikation in einem Arbeitsschritt erfolgen können.

Für ein Kältenetz kann zum aktuellen Zeitpunkt keine Empfehlung ausgesprochen werden, da keine Kältebedarfe innerhalb des Quartiers bekannt sind.

Eine klare Empfehlung ist die Festsetzung einer PVA-Pflicht im Bebauungsplan für alle Gebäude mit ausreichender Dachfläche. Da die Erzeugungsleistung der PVA schon bilanziell nicht ausreicht um den Bedarf des Quartiers zu decken, wird empfohlen, mindestens 70 % der Dachflächen für die Energieerzeugung zu nutzen. Somit bleibt genug Platz um weitere Dachaufbauten wie Dachterrassen oder „Urban Gardening“ zu realisieren und trotzdem das Quartier so nachhaltig wie möglich zu betreiben. Je nach Zielsetzung ist die Anlagenausrichtung entscheidend. Eine Ost-West-Ausrichtung ist auch ökologischer Sicht und eine Süd-Ausrichtung aus ökonomischer Sicht empfehlenswert.

Die Einbindung eines Speichers sollte mit potentiellen Mietern oder Investoren frühzeitig geklärt werden. Dieser verbessert das Systemverhalten erheblich und ist für die Hanse- und Universitätsstadt unerlässlich, wenn sie die geplante Emissionsreduktionen erreichen möchte.

Anhang

Definition und Berechnungen der Bewertungsgrößen

Jahresnetzbezug

Der Netzenergiebezug $E_{\text{Netzbezug}}$ eines Quartiers ist der Anteil des elektrischen Energiebedarfs, der pro Jahr aus dem angeschlossenen elektrischen Versorgungsnetz bezogen wurde. Es handelt sich hierbei um eine jahresbilanzielle Größe, welche aus der Jahreszeitreihe des Netzbezuges am Anschlusspunkt des Quartiers gewonnen wird. Dazu werden die Leistungsdaten $P_{\text{Netzbezug},i}$ der Leistungszeitreihe des Netzbezuges $P_{\text{Netzbezug}}$ aufsummiert. Es gilt für eine in Stundenwerte aufgelöste Jahreszeitreihe:

$$E_{\text{Netzbezug}} = \sum P_{\text{Netzbezug},i} * 1 \text{ h} \quad (3.1)$$

Netzenergieeinspeisung

Analog zum Netzenergiebezug gibt die Netzenergieeinspeisung die Menge an Energie an, die im Jahr vom Quartier in das Versorgungsnetz eingespeist wurde. Die Berechnung folgt entsprechend diesem Zusammenhang:

$$E_{\text{Netzeinspeisung}} = \sum P_{\text{Netzeinspeisung},i} * 1 \text{ h} \quad (3.2)$$

Maximale Netzbelastung

Die maximale Netzbelastung ist der Höchstwert der Leistungsbelastung durch Leistungsbezug $P_{\text{Netzbezug}}$ bzw. Leistungseinspeisung $P_{\text{Netzeinspeisung}}$ am Netzanschlusspunkt des Quartiers. Hierbei handelt es sich um einen Durchschnittswert über eine Stunde. Bei der Auslegung eines Netzanschlusses oder der Prüfung, ob ein bestehender Anschluss genügt, gibt dies Aufschluss über die Dauerbelastung unter welcher die Netzkomponenten fehlerfrei betrieben werden können müssen.

$$P_{\text{Netzbelastung,max}} = \max [P_{\text{Netzbezug}}; P_{\text{Netzeinspeisung}}] \quad (3.3)$$

Eigenversorgungsquote

Die Eigenversorgungsquote $Q_{\text{Eigenversorgung}}$ gibt an, welcher Anteil des Energiebedarfes E_{Bedarf} durch innerhalb des Quartiers betriebene Erzeugungsanlagen gedeckt wird.

$$Q_{\text{Eigenversorgung}} = \frac{E_{\text{Bedarf}} - E_{\text{Netzbezug}}}{E_{\text{Bedarf}}} \quad (3.4)$$

Diese Bewertungsgröße ist ein Indikator dafür, welches Verhältnis zwischen der Eigenerzeugung eines Quartiers und dessen Energiebedarf vorliegt. Dies ist besonders relevant, um zu erkennen welchen Beitrag geplante Erzeugungsanlagen leisten könnten. Auch zur zweckmäßigen Dimensionierung von Energiespeichern kann die Eigenversorgungsquote nützlich sein.

Eigenverbrauchsquote

Neben der Eigenversorgung hat auch der Eigenverbrauch lokal erzeugter Energie Bedeutung. Die Eigenverbrauchsquote $Q_{\text{Eigenverbrauch}}$ gibt an, zu welchem Anteil die innerhalb eines Quartiers erzeugte Energie $E_{\text{Erzeugung}}$ im Quartier verbraucht wird. Sie ergibt sich aus:

$$Q_{\text{Eigenverbrauch}} = \frac{E_{\text{Erzeugung}} - E_{\text{Netzeinspeisung}}}{E_{\text{Erzeugung}}} \quad (3.5)$$

Über den Eigenverbrauch kann beispielsweise festgestellt werden, ob eine Erzeugungsanlage, welche vorrangig der Eigenversorgung dienen soll, überdimensioniert ist.

Primärenergiebedarf

Der Primärenergiebedarf stellt den tatsächlichen Energiebedarf des Gewerbegebiets dar, mit allen vorher stattgefundenen Umwandlungen. Alle vorgelagerten Prozesse werden über Primärenergiefaktoren mitberücksichtigt.

$$E_{\text{Primärbedarf}} = E_{\text{Eigenversorgung}} * F_{p,\text{Erneuerbare}} + E_{\text{Netzbezug}} * F_{p,\text{Strommix}} + E_{\text{Gasbezug}} * F_{p,\text{Erdgas}} \quad (3.6)$$

$E_{\text{Eigenversorgung}}$ ist dabei die elektrische Energie welche innerhalb des Quartiers aus erneuerbaren Quellen gewonnen und genutzt wird. Wie beschrieben wird diese direkt als Primärenergie betrachtet. Der Primärenergiefaktor des deutschen Strommix wird gemäß Gebäudeenergiegesetz mit 1,8 der Primärenergiefaktor des Erdgasbezuges mit 1,1 und der Faktor für lokale erneuerbare Erzeugung mit 0 angegeben.

Energiebedingte CO₂-Emissionen

Die durch die Energiegewinnung verursachten Treibhausgasemissionen sind ein wesentlicher Indikator für die Umweltwirkung des Energieverbrauchs eines Quartiers. Zur Ermittlung der energiebedingten Treibhausgasemissionen werden CO₂-Äquivalente genutzt. Zur Ermittlung eines CO₂-Äquivalents werden alle relevanten Treibhausgase gemäß ihres Treibhausgaspotenzials in eine äquivalente CO₂-Menge umgerechnet. Analog zur Berechnung des Primärenergiebedarfes ergibt sich die Menge der äquivalenten energiebedingten CO₂-Emissionen m_{CO_2} eines Energieträgers aus dem Energieverbrauch multipliziert mit dem entsprechenden CO₂-Äquivalent $x_{\text{CO}_2,x}$.

Es werden vereinfachend nur die bei Umwandlungsprozessen anfallenden Emissionen berücksichtigt. Die Energieerzeugung aus EE verursacht bei dieser Betrachtung also keinen Treibhausgasausstoß. Für das Quartier gilt entsprechend:

$$m_{\text{CO}_2} = E_{\text{Netzbezug}} * x_{\text{CO}_2,\text{Strommix}} + E_{\text{Gasbezug}} * x_{\text{CO}_2,\text{Erdgas}} \quad (3.7)$$

Anteil erneuerbarer Energien

Der EE-Anteil gibt an, zu welchem Teil erneuerbare Energien zur Versorgung des BRP mit Strom und Wärme in den betrachteten Varianten genutzt werden. Dabei werden sowohl interne als auch externe EE-Quellen berücksichtigt. Allgemein gilt für die Versorgung mit elektrischer Energie:

$$Q_{EE} = \frac{Q_{EE, \text{Netzbezug}} * E_{\text{Netzbezug}} + E_{\text{Eigenversorgung}}}{E_{\text{Bedarf}}} \quad (3.8)$$

Energiebeschaffungskosten

Ein wesentlicher Faktor in der Frage ob bzw. wie ein Quartier wirtschaftlich mit Energie versorgt wird, sind die Kosten, die für die Bereitstellung von Energie anfallen. Bei den Energiebeschaffungskosten werden die Kosten angegeben, die anfallen um Energie aus externen Quellen zu kaufen. Es gilt:

$$K_{\text{Energiebeschaffung}} = \sum E_x * K_{S,x} \quad (3.9)$$

Bei E_x handelt sich um die aus der jeweiligen Quelle bezogene Energie, zum Beispiel $E_{\text{Netzbezug}}$. $K_{S,x}$ ist der jeweilige Kostenfaktor für die Energiequelle.

Einspeiseerlöse

Neben der Senkung der Energiebeschaffungskosten durch Eigenerzeugung geben die Einspeiseerlöse Aufschluss über den direkten wirtschaftlichen Nutzen der Einspeisung überschüssiger Energie aus dem Quartier ins Netz. Die Höhe der Einspeisevergütung VE pro eingespeiste Kilowattstunde hängt unter anderem von der Größe der Anlage und dem Zeitpunkt des Netzanschlusses ab. Über folgenden Zusammenhang wird der Jahresumsatz $G_{\text{Einspeisung}}$ berechnet:

$$G_{\text{Einspeisung}} = E_{\text{Einspeisung}} * VE \quad (3.10)$$

Amortisationszeit

Damit eine Anlage wirtschaftlich ist, muss sie sich im Laufe ihrer Betriebszeit amortisieren. Das heißt, dass ihre Nutzung die nötige Investition wieder einbringt. Ob sich eine Anlage im Rahmen eines Quartiers lohnt, hängt von unterschiedlichen Faktoren, wie ihrer Dimensionierung und ihrer Betriebsweise, ab. Für die Berechnung werden die gesamten Investitionskosten $Capex_i$ mit den Betriebskosten $Opex_i$ des Bauteils i über den Abschreibungszeitraum a von 20 Jahren aufsummiert. Diese wird gegen die Einspeiseerlöse und den eingesparten Netzbezug über die Abschreibungszeit a aufgetragen.

$$t_A = \frac{\sum Capex_i + \sum Opex_i * a}{G_{\text{Einspeisung}} * a + E_{\text{Eigenversorgung}} * K_{S,x} * a} \quad (3.11)$$

Abkürzungsverzeichnis

BauNVO	Baunutzverordnung
BGF	Brutto-Grundfläche
CAPEX	Investitionskosten
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	CO ₂ -Äquivalent
DNGB	Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EH 40	Effizienzhaus 40
EH 55	Effizienzhaus 55
EvQ	Eigenversorgungsquote
EvbQ	Eigenverbrauchsquote
GEG	Gebäude-Energie-Gesetz
GFZ	Geschossflächenzahl
GRZ	Grundflächenzahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWEA	Kleinwindenergieanlagen
LBauO M-V	Landesbauordnung Mecklenburg-Vorpommern
LSV	Lärmschutzverordnung
OPEX	Betriebskosten
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
SWR	Stadtwerke Rostock
WEA	Windenergieanlagen

Formelzeichen

a	Abschreibungsdauer
$Capex_i$	Investitionskosten des Bauteil i
E_{Bedarf}	Energiebedarf
$E_{Eigenversorgung}$	Energiebezug aus eigenen Erzeugungsanlagen
$E_{Erzeugung}$	Energieerzeugung
$E_{Gasbezug}$	Bezogene Energie aus dem Gasnetz
$E_{Netzbezug}$	Bezogene Energie aus dem Stromnetz
$E_{Netzeinspeisung}$	Eingespeiste Energie
$E_{Primärbedarf}$	Primärenergiebedarf
$F_{p,Erdgas}$	Primärenergiefaktor Gas
$F_{p,Erneuerbare}$	Primärenergiefaktor Erneuerbare
$F_{p,Strommix}$	Primärenergiefaktor Deutscher Strommix
$G_{Einspeisung}$	Einspeiseerlöse
$K_{Energiebeschaffung}$	Energiebeschaffungskosten
$K_{S,x}$	Kostenfaktor
m_{CO_2}	Menge CO ₂
$Opex_i$	Betriebskosten des Bauteil i
$P_{Netzbezug}$	Leistung Netzbezug
$P_{Netzeinspeisung}$	Leistung Netzeinspeisung
$P_{Netzbelastung,max}$	Maximale Leistung im Netz
Q_{EE}	Anteil der Erneuerbaren im Gesamtsystem
$Q_{EE,Netzbezug}$	Anteil der Erneuerbaren im deutschen Strommix
$Q_{Eigenversorgung}$	Eigenversorgungsquote
$Q_{Eigenverbrauch}$	Eigenverbrauchsquote
$x_{CO_2,Strommix}$	CO ₂ -Äquivalent Deutscher Strommix
$x_{CO_2,Erdgas}$	CO ₂ -Äquivalent Erdgas

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1 Aufteilung in Bauflächen, siehe [2]	7
Abbildung 1.2 Außentemperatur Groter Pohl, Daten aus [3]	8
Abbildung 2.1: Beispielhafte Blockrandbebauung Baufeld G, siehe [2]	10
Abbildung 2.2 Systemgrenze graue Energie, siehe [5]	10
Abbildung 3.1 Stromspiegel Deutschland 2022/23, aus [7]	15
Abbildung 3.2 Elektrischer Lastgang Wohnbedarf	16
Abbildung 3.3 Elektrischer Lastgang Bürobedarf	17
Abbildung 3.4 Elektrische Lastgang Mobilität 11kW, 22kW	19
Abbildung 3.5 Elektrische Lastgang Gesamtbedarf	20
Abbildung 3.6 Thermischer Energiebedarf EH55 & EH40	22
Abbildung 4.1: Stromerzeugungszeitreihe PVA	25
Abbildung 4.2: Bilanzieller Vergleich von Erzeugung und Bedarf	26
Abbildung 5.1: Schematische Darstellung Referenzkonzept	30
Abbildung 5.2: Schematische Darstellung Variante 1	31
Abbildung 5.3: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 1.1 und 1.2	32
Abbildung 5.4: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 1.1 und 1.2	32
Abbildung 5.5: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 1.3 und 1.4	34
Abbildung 5.6: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 1.3 und 1.4	35
Abbildung 5.7: Schematische Darstellung Variante 2	37
Abbildung 5.8: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 2.1 und 2.2	38
Abbildung 5.9: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 2.1 und 2.2	38
Abbildung 5.10: Leistungsverlauf Winterwoche Variante 2.3 und 2.4	40
Abbildung 5.11: Leistungsverlauf Sommerwoche Variante 2.3 und 2.4	41
Abbildung 6.1: Vergleich der systemdienlichen Bewertungsgrößen	43
Abbildung 6.2: Vergleich der ökologischen Bewertungsgrößen	44
Abbildung 6.3: Vergleich der ökonomischen Bewertungsgrößen	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kenngrößen des Projektgebiets gemäß [2]	6
Tabelle 2 Zuordnung der Kennwerte zu den Bauflächen, siehe [2]	7
Tabelle 3 Aufwand Graue Energie nach Baustoffen, siehe [6]	12
Tabelle 4 Vergleich Graue Energie Bauweisen	13
Tabelle 5: PV-Potential nach Baufeld	24
Tabelle 6: Kennzahlen PV-Konfigurationen	25
Tabelle 7: Konzeptübersicht	27
Tabelle 8: Annahmen Umweltwirkungen	28
Tabelle 9: Annahmen Wirtschaftlichkeit	29
Tabelle 10: Ergebnisse und Bewertungsgrößen Referenzkonzept	30
Tabelle 11: Bewertungsgrößen Variante 1.1 und 1.2	33
Tabelle 12: Bewertungsgrößen Variante 1.3 und 1.4	36
Tabelle 13: Kenndaten Batteriespeicher Variante 2.1 und 2.2	37
Tabelle 14: Bewertungsgrößen Varianten 2.1 und 2.2	39
Tabelle 15: Kennwerte Batteriespeicher Variante 2.3 und 2.4	40
Tabelle 16: Bewertungsgrößen Variante 2.3 und 2.4	42
Tabelle 17: Vergleich und Bewertung der Versorgungsvarianten	46

Literatur

- [1] *Klatt, C.; Reiß, K.; Elbing, C.*: Wärmeplan Rostock 2035 für die Hanse- und Universitätsstadt Rostock
Ausgabe Dezember 2021.
- [2] *haascookzemmrich STUDIO2050*: GROTER POHL – Eine neue Nachbarschaft für Rostock Ausgabe Mai
2023.
- [3] *Deutscher Wetter Dienst*: Klimaberatungsmodul, <https://kunden.dwd.de/obt/index.jsp> [Zugriff am:
19.12.2023].
- [4] *Dr. Ing. Grüttner*: Energiekonzept für die Region Rostock (2022), S. 50-55.
- [5] *EnergieScheiz*: Graue Energie von Neubauten für Baufachleute DE-low (2017).
- [6] *Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen*: ÖKOBAUDAT, 2024,
<https://www.oekobaudat.de/> [Zugriff am: 16.02.2024].
- [7] *co2online*: Stromspiegel – Strom im Fokus (2023).
- [8] *BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.*: Standardslastprofile – Repräsentative
Profile VDEW, 2023.
- [9] *Hanse- und Universitätsstadt Rostock, Hauptamt, Kommunale Statistikstelle*: Steigende Pkw-Dichte in
Rostock – Hybride und Elektro-Antriebe auf dem Vormarsch (2020).
- [10] *Statista - Industrien & Märkte*: Elektromobilität in Deutschland – Fokus Pkw (2023).
- [11] *Claas Bracklo*: Positionspapier – Empfehlungen für einen erfolgreichen Hochlauf der Ladeinfrastruktur für
Elektrofahrzeuge bis 2030 (2019).
- [12] *Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur*: Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den
Markthochlauf – Studie im Auftrag des BMVI (2020).
- [13] *NOW GmbH*: Elektromobilität in der Praxis – Zweiter Ergebnisbericht des zentralen Datenmonitorings des
Förderprogramms Elektromobilität vor Ort Ausgabe Januar 2020.
- [14] *Deutsche Energie-Agentur GmbH*: Bericht: Typische Effizienzhausstandards im dena-Modellvorhaben
(2015).
- [15] *Ministerium für Klimaschutz, Landwirtschaft, ländliche Räume und Umwelt*: Planungserlass Wind-an-Land:
Kriterien für Windenergiegebiete in M-V vorgestellt. Ministerium für Klimaschutz, Landwirtschaft,
ländliche Räume und Umwelt.
- [16] *Statista*: Entwicklung des Emissionsfaktors der Stromerzeugung in Deutschland und Frankreich im
Zeitraum 2000 bis 2023 (in g CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde Strom) – Sandbag Ember (2024).
- [17] *Deutscher Bundestag*: Gebäude-Energie-Gesetz – GEG. Deutscher Bundestag, 1.November2020.
- [18] *Die Bundesregierung*: Anteil der Erneuerbaren Energien steigt weiter,
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/faq-energiewende-2067498>
[Zugriff am: 08.01.2024].
- [19] *Verivox*: Aktuelle Strompreise für Neukunden. Verivox, <https://www.verivox.de/strom/strompreise/>
[Zugriff am: 15.02.2024].

- [20] *Bundesnetzagentur*: So-lar-an-la-gen des zwei-ten Seg-ments. Bundesnetzagentur,
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/artikel.html> [Zugriff am: 15.02.2024].
- [21] *Walberg, D.; Günther, M.; Dr.-Ing. Pohl, S.*: Wohnungsneubau THG-Emissionen, Energieverbrauch und Kosten im Lebenszyklus. DGfM Service GmbH Ausgabe Dezember 2022.
- [22] *Kost, C.; Shammugam Shivenes; Fluri, V. et al.*: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien Ausgabe Juni 2021.