



ENERGIEKONZEPT GUT RANTZAU

10.03.2022

Version 1 vom 10.03.2022

Im Auftrag von:

Gut Rantzau GmbH & Co. KG
Im Kossau-Grund 1
24329 Rantzau
+49 1515 46 49 423
Hr. Fabian Tank

Ersteller:



Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg
+49 40 771 8501 – 53
Ansprechpartner: Dr.-Ing. Jan Peer Gebauer

INHALT

1.	Einleitung	5
2.	Grundlagenermittlung	6
2.1	Bestandsaufnahme	6
2.1.1	Gebäudezustand	6
2.1.2	Stromversorgung	7
2.1.3	Wärmeversorgung.....	7
2.2	Bedarfsermittlung.....	8
3.	Potentialanalyse	15
3.1	Stromversorgung	15
3.1.1	Photovoltaik	15
3.1.2	Windenergie.....	25
3.2	Wärmeseitige Potentiale.....	25
3.2.1	Wärmepumpen	25
3.2.2	Solarthermie	31
3.2.3	Biomasse.....	32
4.	Energieversorgungsvarianten.....	35
4.1	Stromversorgung	35
4.1.1	Variante 1 – PV- Dachanlage ohne Batteriespeicher.....	35
4.1.2	Variante 2 – PV- Dachanlage mit Batteriespeicher	35
4.1.3	Variante 3 – PV-Dachanlage, Batteriespeicher und FFA mit insg. 749 kWp.....	38
4.1.4	Variante 4 – PV- Dachanlage, Batteriespeicher und FFA mit 749 kWp	38
4.1.5	Variante 5 – PV- Dachanlage, Batteriespeicher und FFA (Erzeugung=Bedarf)	38
4.1.6	Simulationsergebnisse	38
4.2	Wärmeversorgung.....	41
4.2.1	Variante 1 – Monoenergetische Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Geothermie	42
4.2.2	Variante 2 – Bivalente Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Geothermie und Abwasserwärme ..	43
4.2.3	Variante 3 – Bivalente Luft-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Umgebungsluft bzw. Abwasserwärme.....	43
4.2.4	Simulationsergebnisse	43

5.	Variantenvergleich	46
5.1	Stromversorgung	46
5.1.1	Ökologische Auswertung.....	46
5.1.2	Kosten und Wirtschaftlichkeit	47
5.2	Wärmeversorgung.....	50
5.2.1	Ökologische Auswertung.....	50
5.2.2	Kosten und Wirtschaftlichkeit	53
6.	Monitorig, Management und Steuerung	58
6.1	Grundlegender Aufbau	58
6.2	Schnittstelle zwischen Betreiber und TGA	58
6.3	Schnittstelle zwischen Mieter und TGA.....	58
7.	Empfehlung zum weiteren Vorgehen	59
	Abbildungsverzeichnis	60
	Tabellenverzeichnis.....	61
	Literaturverzeichnis.....	62
	Anhang.....	64

1. EINLEITUNG

Gut Rantzau ist ein Ort für „zeitgemäßes urlauben, arbeiten und leben auf dem Land“, dessen Kern das Schloss Rantzau aus dem 14. Jahrhundert bildet (Going Places, 2022). Das Schloss, die umgebenden Gebäude und die Natur sollen ein Ort mit zukunftsweisender Hospitality darstellen. Die Gebäude sollen mit CO₂-freier Energie versorgt werden. Im Auftrag der Gut Rantzau GmbH wird ein entsprechendes Energiekonzept von Averdung Ingenieure und Berater und der Megawatt Ingenieurgesellschaft entwickelt.

Für die Entwicklung des Energiekonzepts wird zuerst im Rahmen einer Grundlagenermittlung eine Bestandsaufnahme zur Kenntnis der Gebäude, ihrer Nutzungsarten und Energieversorgung erfolgen. In Abhängigkeit der geplanten Gebäudenutzung und Flächen wird der Energiebedarf ermittelt. Im darauffolgenden Kapitel werden die Energiepotentiale zur Strom- und Wärmeversorgung aufgezeigt. Dabei wird der Fokus auf erneuerbare Energiequellen gelegt. Die Strom- und Wärmepotentiale werden den erwarteten Bedarfen gegenübergestellt.

Der Hauptteil des Auftrags besteht darin Energieversorgungsvarianten zu erstellen. Diese bringen die zuvor gesammelten Daten und Informationen zusammen, um eine CO₂-freie Energieversorgung des Projektgebiets zu konzipieren. Die Varianten werden aus ökologischer Sicht analysiert und ihre Kosten und Wirtschaftlichkeit berechnet und wiedergegeben.

Eine Empfehlung erfolgt, indem alle mit dem Auftraggeber abgestimmten Aspekte wie CO₂-Emissionen, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit der Varianten berücksichtigt werden und davon abhängig eine geeignete Variante zur Stromversorgung sowie eine zur Wärmeversorgung ausgewählt wird.

2. GRUNDLAGENERMITTLUNG

Die Bestandsaufnahme fand auf Basis von zur Verfügung gestellten Unterlagen, online Anfragen und einer Begehung des Projektstandorts statt. Diese dient dazu, eine Grundlage für ein Energiekonzept, das mit den ganzheitlichen Zielen des Projektes übereinstimmt, zu erstellen. Aufbauend auf der Bestandsaufnahme werden die erwarteten Energiebedarfe ermittelt, sodass die Energieerzeugung darauf ausgelegt werden kann.

2.1 Bestandsaufnahme

2.1.1 Gebäudezustand

Das Projektgebiet befindet sich in Rantzau, Kreis Plön im östlichen Schleswig-Holstein. Das Gebiet, das im Rahmen des Energiekonzepts berücksichtigt wird, ist östlich von der Straße Im Kossau-Grund begrenzt und sonst vom Bach, der Kossau, umgeben.

Das Gut Rantzau umfasst momentan mehrere Gebäude, die für die zukünftige Nutzung erhalten und saniert werden sollen. Das Schloss bzw. Herrenhaus ist als bauliche Anlage in der Liste der Kulturdenkmale in Schleswig-Holstein (Nr. 1094) aufgeführt und befindet sich unter Denkmalschutz. Die Beschreibung und der Schutzzumfang sind als Alteintragung hinterlegt, eine Aktualisierung ist ohne Angabe eines Datums vorgesehen (Denkmalliste Kreis Plön, 2022).

Neben dem Herrenhaus befinden sich folgende leerstehende Gebäude im Bestand, die saniert und im zukünftigen Betrieb genutzt werden:

- Saunahaus (SH)
- Lusthaus (LH)
- Gärtnerhaus (GH)
- Scheune (SCH)
- Kutscherhaus (KH)
- Pferdestall I (PST I)
- Schuppen I (SCHP I)

Die zusammenhängenden Bestandsgebäude des landwirtschaftlichen Betriebs sollen nicht für die zukünftige Nutzung berücksichtigt werden.

Zusätzlich dazu werden einige Gebäude neu errichtet:

- Gutshäuser I bis VI (GH I bis GH VI)
- Torhaus (TH)
- Gewächshaus (GWHS)

2.1.2 Stromversorgung

Eine Leitungsauskunft erfolgte über das Portal Infrest, um Informationen über Bestandsleitungen auf dem Projektgelände herauszufinden (Infrest, 2021). Es befindet sich ein Mittelspannungskabel (20 kV) vom Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG parallel zur Straße Im Kossau-Grund und bis zum Eingang des Projektgebiets, während die Stromversorgung durch E.ON SE erfolgt. Das Mittelspannungskabel endet an einem Transformator.

Auf einer Begehung des Standortes des Projektes im Dezember 2021 konnte u.a. diese Informationen bestätigt werden. Abbildung 1 zeigt eine Aufnahme des Transformators.



Abbildung 1: Aufnahme des Transformators am Eingang in Gut Rantzeu

2.1.3 Wärmeversorgung

Über die Leitungsauskunft wurden außerdem Gas-Hochdruckleitungen desselben Netzbetreibers gefunden. Folgende Gebäude sind daran angeschlossen: SCHL, GH, SS, KH und das Gewerbegebäude, wo zukünftig GH III errichtet wird.

Auf der Begehung konnten weiterführende Informationen über die aktuelle Wärmeversorgung gesammelt werden. Die Wärmeversorgung des Schlosses erfolgt aktuell durch einen Holzvergaserkessel des Herstellers Sieger. Zudem ist ein Ölkessel desselben Herstellers installiert. Weiterhin umfasst die Heizungsanlage drei Pufferspeicher, sowie einen Trinkwasserspeicher. Diese Anlagen befinden sich im Keller des Schlosses, siehe Abbildung 2 und Abbildung 3.



Abbildung 2: Aufnahme eines Pufferspeichers, Gas- sowie Ölkessels im Keller des Schlosses



Abbildung 3: Aufnahme der Pufferspeicher, des Trinkwasserspeichers und Heizkreisverteiler im Keller des Schlosses

2.2 Bedarfsermittlung

Die Bedarfsermittlung dient der Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs der Liegenschaft. Grundlage für die Bedarfsanalyse stellen die zur Verfügung gestellten Unterlagen und Angaben der Urbansky Architekten PartGmbH zu den Nutzungen und Nettonumflächen (NRF) der einzelnen Gebäude dar. Da zum Zeitpunkt der letzten Anpassung (27.01.2022) keine vollständigen Raumlisten aller Gebäude vorlagen, wurden die Nutzungen teilweise nach den vorhandenen Grundrissen zugeordnet (z.B. GWHS-I). Tabelle 1 gibt eine Übersicht zu den berücksichtigten Gebäuden, sowie den angenommenen Flächen.

Tabelle 1: Gebäudebezeichnung und Nettoraumfläche

Nr.	Abkürzung	Gebäude	Fläche (NRF) in m ²
1	GH I	Gutshaus I (Badehaus)	587
2	GH II	Gutshaus II	381
3	GH III	Gutshaus III	998
4	GH IV	Gutshaus IV	1633
5	GH V	Gutshaus V	1633
6	GH VI	Gutshaus VI (Werkhof)	950
7	TG	Tiefgarage	3469
8	TH	Torhaus	720
9	SCHL	Schloss	1815
10	KH	Kutscherhaus	353
11	PST I	Pferdestall	336
12	-	Zwischentrakt	74
13	SCH	Scheune	246
14	LH	Lusthaus	104
15	SH	Saunahaus	71
16	GH	Gärtnerhaus	94
17	GWHS I	Gewächshaus I	127

Auf Grundlage der in Tabelle 1 dargestellten Flächen erfolgt die Ertragsabschätzung durch Anwendung von Teilenergiekennwerten (TEK) nach der Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi) und des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMI) vom April 2021 (BMWi & BMI, 2021), sowie der Vergleichswerte für den Energieverbrauch von Nichtwohngebäuden des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) vom Dezember 2019 (BBSR, 2019), die im Sinne des GEG zur

Erstellung von Energieausweisen genutzt werden. Dabei werden die Gebäude anteilig Gebäudekategorien bzw. Nutzungseinheiten zugeordnet und anschließend mit den entsprechenden Teilenergiekennwerten verrechnet. Eine Übersicht der angenommenen Teilenergiekennwerte ist dem Anhang, Tabelle 24 und Tabelle 25, zu entnehmen. Die Elektromobilität wurde nach den Annahmen aus Tabelle 2 berücksichtigt.

Tabelle 2: Annahmen zur Bedarfsermittlung der Elektromobilität

Parameter	Annahme
Anzahl der Stellplätze	120
Ausstattungsquote mit Ladepunkten	30 %
Anzahl Ladepunkte	36
Anzahl Fahrzeuge pro Ladepunkt und Tag	1
Gleichzeitigkeit ab 5 Ladepunkten	33 %
Leistung AC-Normalladepunkt	11 kW
Durchschnittliche Fahrleistung	26,7 km/d
Durchschnittlicher Verbrauch	20 kWh/100 km

Es resultieren Energiemengen, die dem Strom-, Wärme- und Kältebedarf zugeordnet werden. Dabei wurde eine dezentrale elektrische Trinkwarmwasser- und Kälteerzeugung berücksichtigt, sodass die genannten Positionen dem Strombedarf zugerechnet werden. Der ermittelte Jahresenergiebedarf der einzelnen Positionen ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Jahresenergiebedarf nach Positionen

Position	Zuordnung	Energiebedarf in kWh/a
Heizwärmebedarf	thermisch	1.077.440
Trinkwassererwärmung (elektr.)	elektrisch	460.776
Lüftung	elektrisch	65.612
Be- und Entfeuchtung Lüftung	elektrisch	30.172
Beleuchtung	elektrisch	164.518
Hilfsenergie Kälte	elektrisch	8.919
Kältebedarf	elektrisch	11.227
Arbeitshilfen	elektrisch	100.591
Elektromobilität	elektrisch	70.168

Erfolgt die Zuordnung der einzelnen Positionen nach Tabelle 3 so lassen sich die einzelnen Positionen auf einen Jahresenergiebedarf Strom und einen Jahresenergiebedarf Wärme reduzieren. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Heizwärmeerzeugung ebenfalls elektrisch umgesetzt werden soll, sodass sich ein zusätzlicher elektrischer Bedarf durch die Wärmeerzeuger ergibt (vgl. nächster Abschnitt).

Tabelle 4: Jahresenergiebedarf Strom und Wärme nach Zuordnung

Position	Energiebedarf in kWh/a
Heizwärmebedarf	1.077.440
Strombedarf	911.984

Auf Grundlage der Ergebnisse werden Lastgänge erstellt, die zur Auslegung der technischen Anlagen genutzt werden. Der elektrische Lastgang setzt sich aus vier Komponenten zusammen. Der Strombedarf ohne Wärmeversorgungsanlagen nach Tabelle 5 bildet den elektrischen Energiebedarf der Gebäude, der Trinkwassererwärmung sowie der Elektromobilität ab. Der zeitliche Verlauf des Energiebedarfs der Gebäude wurde durch das BDEW-Lastprofil G6 angenähert, das durch Lastspitzen am Morgen und am Abend, sowie durch einen verstärkten Wochenendbetrieb gekennzeichnet ist und dem Gastgewerbe

zugeordnet wird (BDEW, 2000). Das Lastprofil der Trinkwassererwärmung wurde analog zu dem Abwasseranfall angenommen (vgl. 0). Das Lastprofil der Elektromobilität basiert auf den Annahmen nach Tabelle 2 und berücksichtigt Nutzungsschwerpunkte am Morgen und am Abend sowie an den Wochenenden. Zusätzlich ist die elektrische Last der Wärmeerzeugungsanlagen zu berücksichtigen, die zusätzlich zu dem Bedarf nach Tabelle 4 addiert wird. Der Wert ergibt sich aus der Simulation der Wärmeerzeuger und entspricht der Leistungsaufnahme im Betrieb. Es ergibt sich ein elektrischer Jahresenergiebedarf nach Tabelle 5, dessen Verlauf in Abbildung 4 dargestellt ist.

Tabelle 5: Zusammensetzung Jahresenergiebedarf Strom

Position	Energiebedarf in kWh/a
Strombedarf (ohne WV-Anlagen)	911.984
Strombedarf WV-Anlagen	353.882
Strombedarf Summe	1.265.866

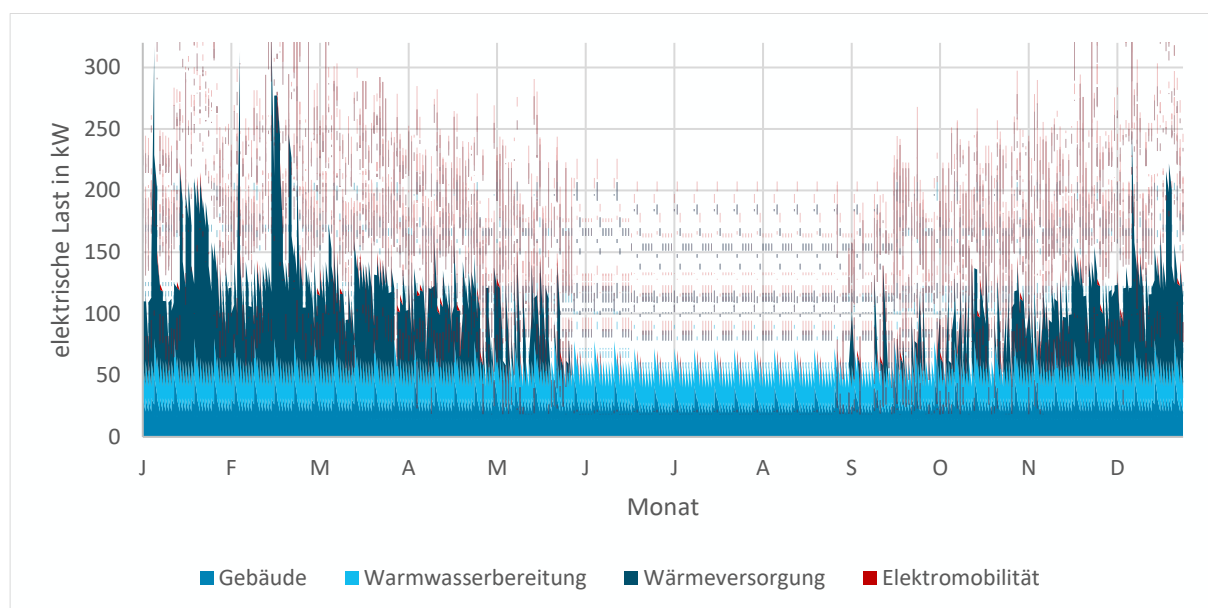


Abbildung 4: Stromlastgang für Gebäude, Warmwasserbereitung, Wärmeversorgung und Elektromobilität

In Abbildung 4 ist zu erkennen, dass die Wärmeversorgungsanlage einen saisonalen Verlauf mit Lastspitzen in den Monaten September bis Ende Mai aufweist. Durch absteigende Ordnung des Lastgangs aus Abbildung 4 resultiert die geordneten Jahresdauerlinie nach Abbildung 5, aus der zu erkennen ist, an wie vielen Stunden am Jahr welche Last auftritt. Die Spitzenlast beträgt rund 470 kW.

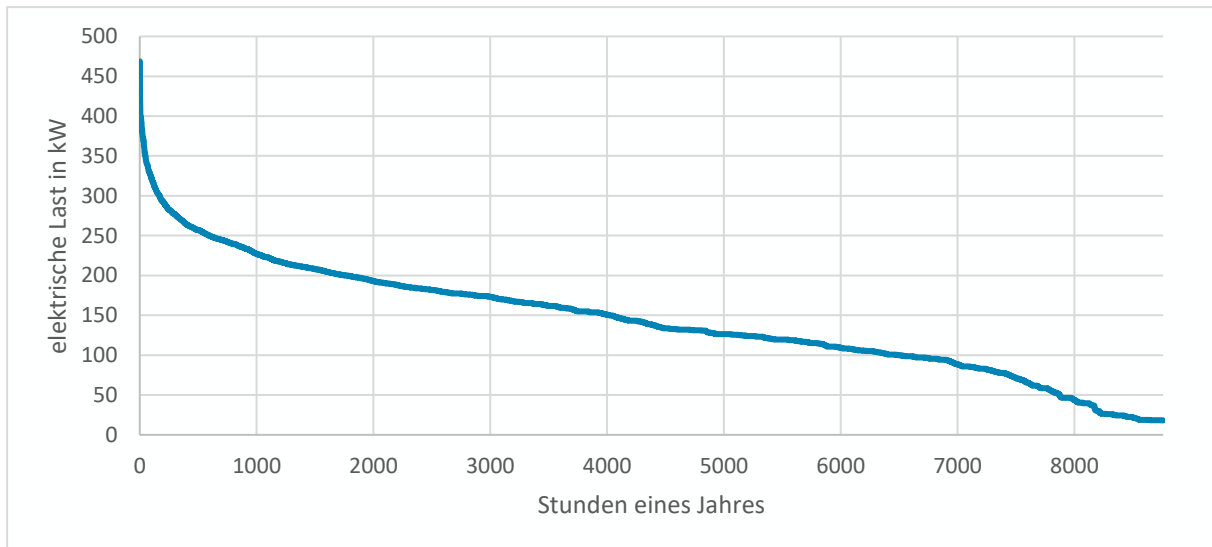


Abbildung 5: Geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Jahreslastgangs

Der Jahreslastgang des Wärmebedarfs wird in Abhängigkeit der Außentemperatur simuliert. Die Wetterdaten stammen aus der Datenbank des Deutschen Wetterdienst (DWD) und geben Auskunft über die Umgebungstemperatur am Projektstandort (Deutsches Wetterdienst, 2021). Es wird angenommen, dass die Neubauten eine Heizgrenztemperatur von 15 °C aufweisen, während die Bestandsgebäude, aufgrund fehlender Dämmung, bereits ab einer Außentemperatur unter 17 °C heizen. Da der Trinkwarmwasserbedarf dezentral über Durchlauferhitzer vorgesehen ist, wird in den Sommermonaten kein Wärmebedarf angenommen. In Abbildung 6 ist der Wärmebedarf jedes Gebäudes dargestellt. Dies wird kumuliert dargestellt, sodass die oberste Linie der Gesamtwärmebedarf des Projektes entspricht.

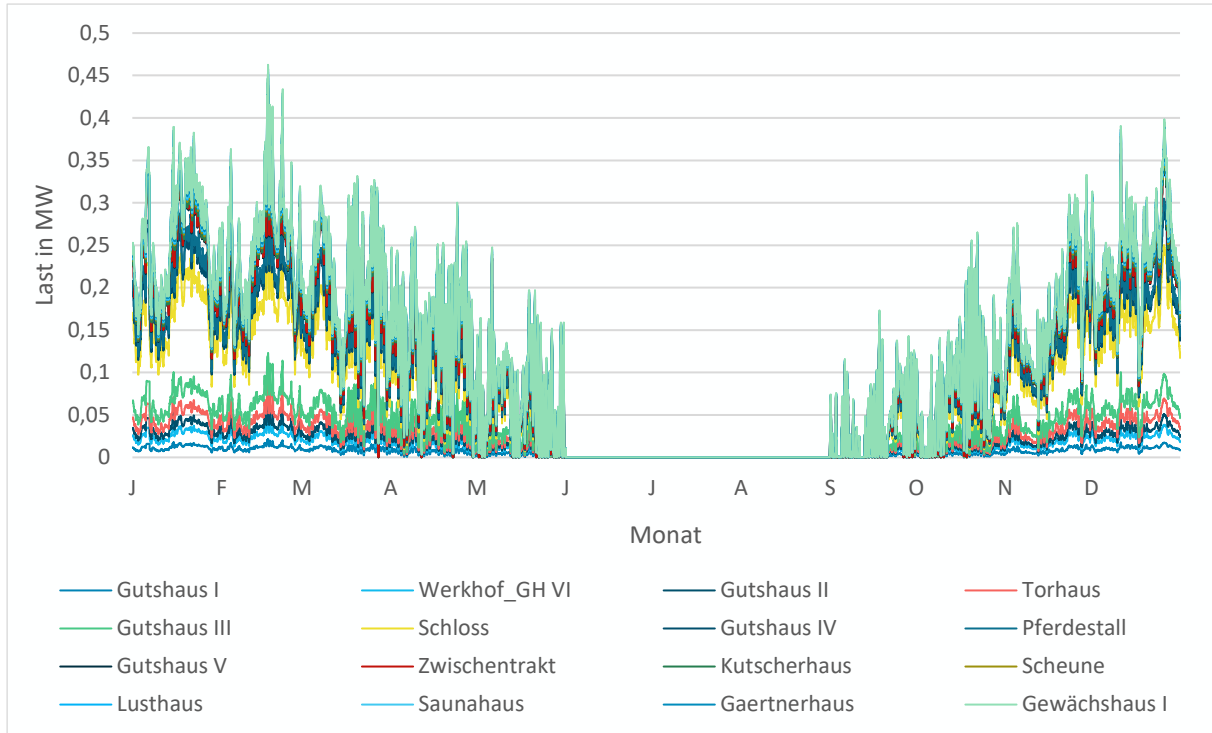


Abbildung 6: Wärmelastgang aller Gebäude, kumuliert

Die Spitzenlast der Wärme beträgt laut Simulation 460 kW und tritt am kältesten Tag des Jahres auf. Dies verdeutlicht die geordnete Jahresdauerlinie in Abbildung 7. Auf Basis dieser Spitzenlast werden die Wärmeerzeugungsanlagen dimensioniert.

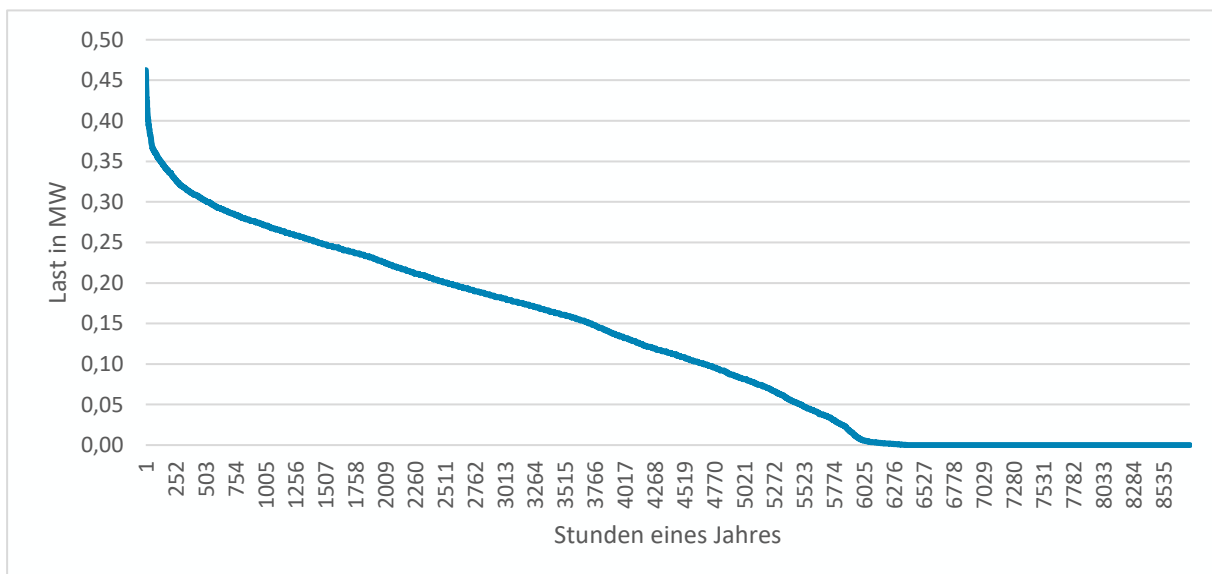


Abbildung 7: Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmelastgangs

3. POTENTIALANALYSE

Im Folgenden werden verschiedene lokale und regenerative Energiequellen auf ihre Potentiale hin untersucht. Dabei wird das Potential hinsichtlich stromseitiger und wärmeseitiger Nutzung unterschieden. Stromseitig sind Aufdach-Photovoltaik-Anlagen und Windkraftanlagen zu betrachten. Wärmeseitig werden Wärmepumpen-Lösungen über Aero-, Geo-, und Aquathermie betrachtet. Die Potentiale werden mit dem Strom- bzw. Wärmebedarf ins Verhältnis gesetzt, um die Eignung der Technologien für das Energiekonzept bewerten zu können.

3.1 Stromversorgung

Die zukünftige Stromversorgung der Liegenschaft soll durch eine Photovoltaik-Anlage erfolgen. Der weitere notwendige Strombezug wird möglicherweise über den Abschluss eines Power Purchase Agreement (PPA) mit einem Windkraftanlagen-Betreiber erfolgen.

3.1.1 Photovoltaik

Die zukünftige Stromversorgung der Liegenschaft soll zu möglichst großen Anteilen durch eine Photovoltaikanlage erfolgen, für die verschiedene Dächer der Liegenschaft nach Abbildung 8 berücksichtigt werden sollen. Zusätzlich zu den vorgegebenen Dachflächen wird die nach Nord-Westen ausgerichtete Dachfläche des Pferdestalls betrachtet. Es wird dabei berücksichtigt, dass ein Dachausgang auf den Zwischentrakt vorgesehen ist und somit nicht die gesamte Dachfläche zur Verfügung steht.

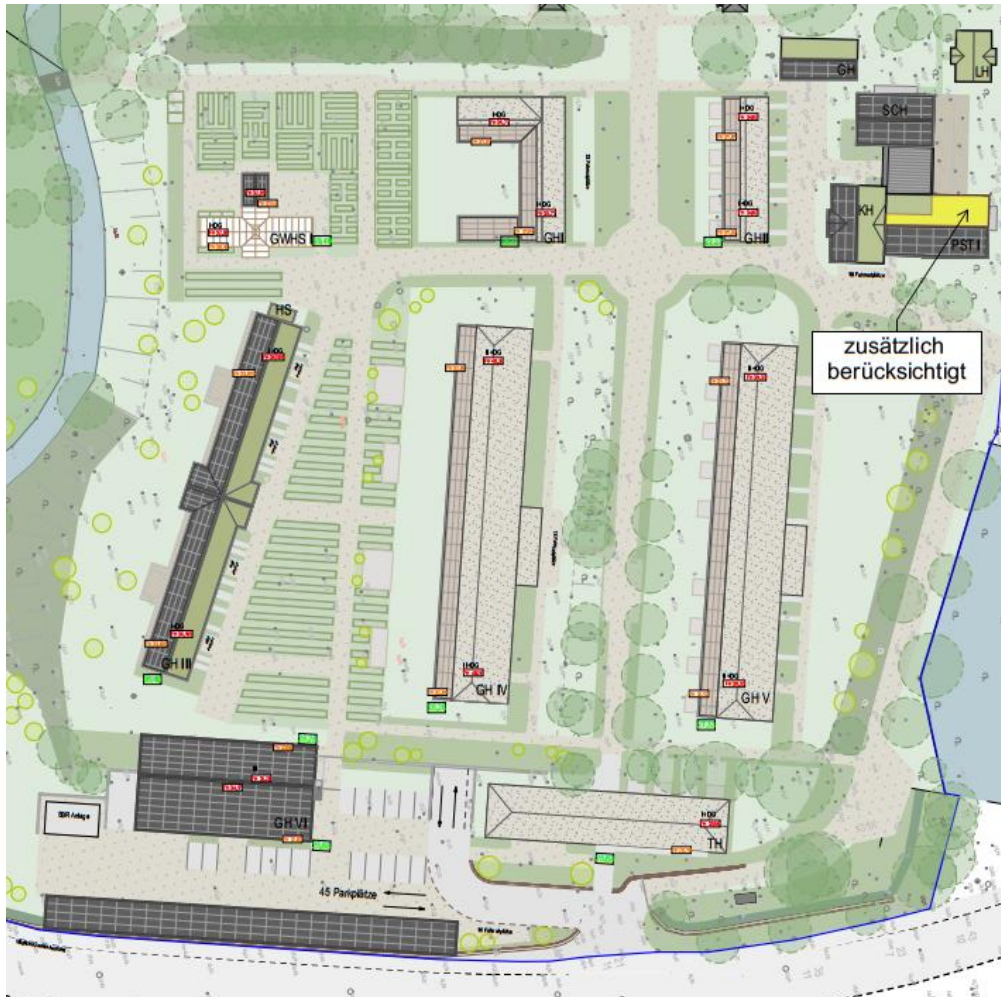


Abbildung 8: Lageplan der Liegenschaft mit gekennzeichneten PV-Flächen (Urbansky Architekten, angepasst durch AIB)

Produkte

In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass für die Gebäude unterschiedliche PV-Systeme bzw. PV-Module verwendet werden sollen.

Tabelle 6 gibt eine Übersicht zu den angenommenen Systemen, die anschließend dargestellt werden. Die Berücksichtigung der rot markierten Flächen wird aufgrund der nachteiligen Ausrichtung, der geringen Fläche, sowie des zusätzlich benötigten Wechselrichters nicht empfohlen.

Tabelle 6: PV-Produkt- bzw. Systemvorgaben

Nr.	Gebäude	Fläche / Ausrichtung	System / Produkt, Hersteller
1	GH I	Ost	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
2	GH I	Süd	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
3	GH I	Überdachung	320 Wp Modul angesetzt
4	GH II	Süd	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
5	GH III	Süd	AER, AERspire
6	GH III	Ost (Giebel)	AER, AERspire
7	GH III	West (Giebel)	AER, AERspire
8	GH IV	Süd, DG 1	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
9	GH IV	Süd, DG 2	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
10	GH V	Süd, DG 1	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
11	GH V	Süd DG 2	SolarTerra, Issol Switzerland GmbH
12	GH VI	Ost	370 Wp Modul angesetzt
13	GH VI	West	370 Wp Modul angesetzt
14	KH	Süd	AER, AERspire
15	PST I	Ost	AER, AERspire
16	PST I	West	AER, AERspire
17	SCH	Ost	AER, AERspire
18	SCH	West	AER, AERspire
19	GH	Ost	AER, AERspire
20	GWSH I	Nord	AER, AERspire
21	GWSH I	Süd	AER, AERspire
22	Parkplatz	Ost	320 Wp Modul angesetzt

Als Indachmodule bzw. -system wurde das Produkt AER des niederländischen Anbieters AERSpire vorgegeben. Die Module sind in mehreren Ausführungen vorhanden. Zudem sind jeweils identische Blindmodule verfügbar. Diese haben den Vorteil, dass sie ähnlich den PV-Modulen aussehen, jedoch keinen Strom produzieren. Flächen, die nicht für PV-Aufstellung vorgesehen sind, erhalten Blindmodule als Dachbausteine, sodass die Gebäudeästhetik von den Energieanlagen nicht negativ beeinflusst wird. Informationen zu Sonderformaten werden auf der Website ebenfalls unter folgendem Link angegeben: <https://aerspire.com/en/cover-each-roof-completely-with-aerspire-integrated-solar-panels/>.

Es lassen sich die Module „AER PV36“, „AER PV60“ (im Hoch- und Querformat), sowie das „AER PVL72“ im Querformat unterscheiden. Abbildung 9 zeigt ein Referenzprojekt, in Tabelle 7 werden die verschiedenen Ausführungen dargestellt. Die angegebenen Maße entsprechen den maximalen Eindeckmaßen, da ein variabler Überlappungsbereich an den Modulunterseiten vorhanden ist.



Abbildung 9: Referenzprojekt mit dem Modul AER PVP36 (AERSpire, 2018)

Tabelle 7: Produktvergleich AERSpire (AERSpire, 2018)

Parameter	AER PVP 36	AER PVL 36	AER PVP 60	AER PVL 60	AER PVL 72
(Deck-)Länge in mm	1.059	1.190	1.059	1.790	2090
(Deck-)Breite in mm	1.131	1.000	1.731	1.000	1000
Nennleistung in Wp	165	165	290	290	330 – 340
Spez. Nennleistung in Wp/m ²	137,8	138,7	158,2	162,0	162,7
Dachneigung in °	>15	>15	>15	>15	>15

In Tabelle 7 ist zu erkennen, dass die größeren Ausführungen höhere spezifische Nennleistungen aufweisen. Für die Simulation wurde die PV60-Varianten verwendet.

Das SolarTerra-System kann für die farbigen Dächer vorgesehen werden. Abbildung 10 zeigt ein Referenzprojekt, sowie die Standardgrößen nach dem Datenblatt. Sonderformen (für z.B. Blindmodule) sind nach Angaben des Datenblattes ebenfalls möglich.

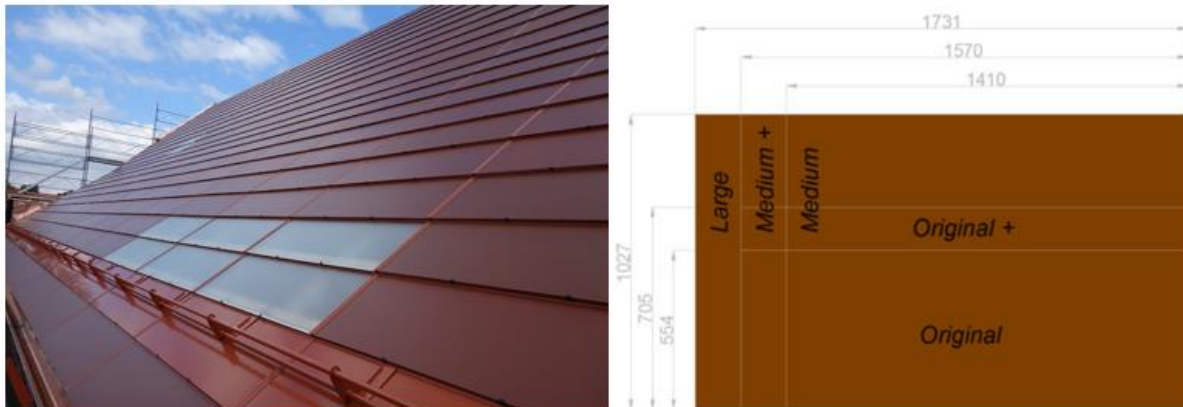


Abbildung 10: Referenz SolarTerra und Standardausführungen (Activ' Glass Issol Ltd., 2022)

Tabelle 8: Standardausführungen SolarTerra (fully integrated) Copper (Activ' Glass Issol Ltd., 2022)

Parameter	Original	Original+	Medium	Medium +	Large
(Deck-)Länge in mm	1.570	1.570	1.410	1.570	1.731
(Deck-)Breite in mm	554	705	1.027	1.027	1.027
Nennleistung in Wp	140	185	245	275	305
Spez. Nennleistung in Wp/m ²	161,0	167,1	169,2	170,6	171,6

Weitere Modulausführungen und Preise können unter folgendem Link eingesehen werden: <https://www.activ-glass.com/solarterra-designer>.

Für die Simulation wurde das Original G-SR-C nach Tabelle 8 angesetzt, das mit dem Solrif-Dachsystem kompatibel ist.

In Tabelle 7 ist zu erkennen, dass die Verwendung des AERspire-Systems eine Mindestdachneigung voraussetzt, sodass dieses nicht für eine Installation für GH VI (versetztes Pultdach mit jeweils 11°) geeignet ist. Daher wird für diese Dachflächen eine Aufdach-Installation berücksichtigt. Es wird ein Glas-Folien-Modul der Solarwatt GmbH berücksichtigt. Für die Überdachung des Parkplatzes an GH VI, sowie für das Vordach von GH I wird das Glas-Glas-Modul „Vision 60M construct“ der Solarwatt GmbH in der Simulation berücksichtigt. Das Produkt weist eine allgemein bauaufsichtliche Zulassung auf und kann damit als Bauprodukt (z.B. Überkopfverglasung) verwendet werden. Beide Module sind in Tabelle 9 in Abbildung 11 dargestellt. Die angenommenen Module dienen lediglich als Referenzmodule für die Simulation und können innerhalb der Fachplanung angepasst werden.

Tabelle 9: Produktvergleich Panel classic H 1.2 style & Vision 60M construct (Solarwatt GmbH, 2022)

Produkt	Panel classic H 1.2 style	Vision 60M construct
Maße (LxBxH) in mm	1.755 x 1.038 x 40	1.680 x 990 x 40
Nennleistung in Wp	370	320
Spez. Nennleistung in Wp/m ²	203,1	192,4



Abbildung 11: Panel classic H 1.2 style (links) und Vision 60M construct (rechts) der Solarwatt GmbH

Leistungsabschätzung und Ertragssimulation

Im Rahmen der Leistungsabschätzung und der Ertragssimulation wurde ein 3D-Modell in PV*SOL erstellt, das in Abbildung 12 dargestellt ist. Das Modell basiert auf Angaben und Grundrissen der Urbansky Architekten, sowie dem zur Verfügung gestellten 3D-Modell. Da z.T. Abweichungen zwischen den Daten bestehen, sollten die Annahmen anhand von finalen Grundrissen der Dächer innerhalb der TGA-Planung überprüft werden.

Weiterhin wurden relevante Bäume aus dem Baumkataster übertragen. Die unterschiedlichen Höhenlagen des Geländes konnten dabei nicht modelliert werden. Es wurde jedoch überprüft, ob die Bäume eine höhere Höhenlage aufweisen als die angrenzenden Gebäude. Zudem wurden Sperrflächen, wie z.B. für Reetdachflächen von GH IV und V oder verglaste Flächen von GH III nach Grundrissen und Renderings ausgemessen oder angenommen. In einer Abstimmung mit der Architektur wurden die Sperrflächen abgestimmt und weitere Sperrflächen (GH VI Ost, PST West und SCH Ost) ergänzt.

Tabelle 10 zeigt eine Übersicht zu den belegten Dachflächen, sowie den angenommenen PV-Systemen. Die Generatorfläche gibt die Fläche an, die durch die Modulfelder belegt ist (Randabstände, Sperr- und Verschattungsflächen, Aufbauten etc. berücksichtigt). Weiterhin sind die resultierenden Nennleistungen, die Erträge, sowie die spezifischen Erträge der einzelnen Modulfelder angegeben. Eine detaillierte Ansicht der einzelnen Flächen wird dem Anhang angefügt.

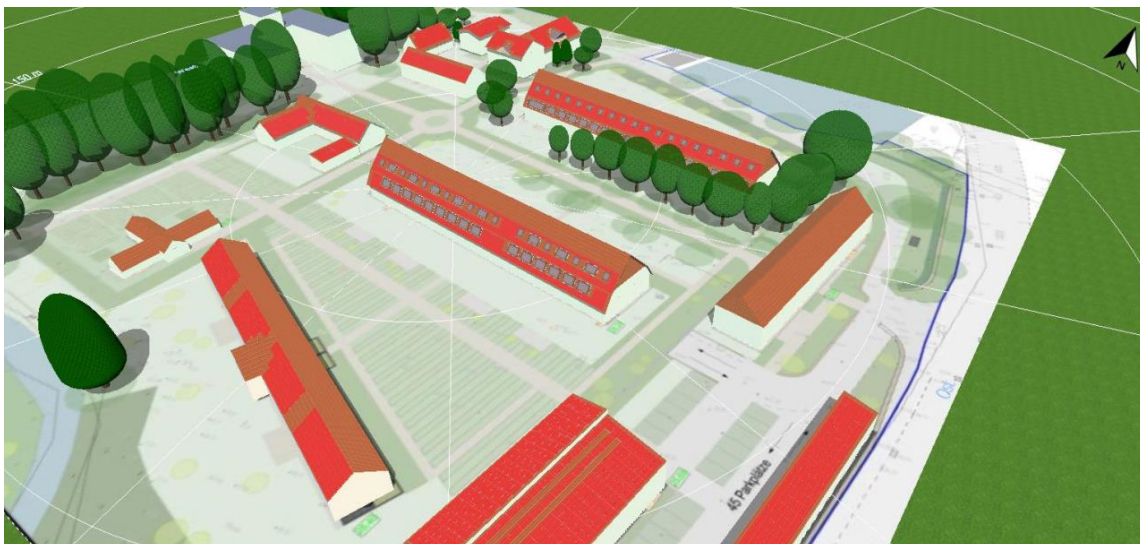


Abbildung 12: Ansicht des erstellten 3D-Modells in PV*SOL

Tabelle 10: Übersicht der PV-Potentialanalyse nach Gebäuden

Nr.	Gebäude	Fläche	PV-Generator-fläche in m ²	Azimut in °	Dach-neigung in °	Produkt	Nenn-leistung in kWp	Ertrag in kWh/a	spez. Ertrag in kWh/kWp*a
1	GH I	Ost	53	-76	40	SolarTerra	8,4	6.282	744
2	GH I	Süd	85	14	40	SolarTerra	13,6	10.896	803
3	GH I	Ost (Vordach)	40	-76	11	Vision 60 M construct	7,7	5.999	781
4	GH II	Süd	104	14	40	SolarTerra	16,5	14.050	853
5	GH III	Süd	279	32	35	AERspire	44,1	39.227	890
6	GH IV	Süd, DG 1	105	18	60	SolarTerra	16,6	13.974	841
7	GH IV	Süd, DG 2	135	18	47	SolarTerra	21,5	19.407	905
8	GH V	Süd, DG 2	209	18	47	SolarTerra	33,2	26.476	797
9	GH VI	Ost	270	-72	11	Panel classic H 1.2 style	54,8	48.166	880
10	GH VI	West	197	108	11	Panel classic H 1.2 style	40,0	34.075	853
11	KH	Süd	68	15	34	AERspire	11,0	10.107	917
12	PST I	Ost	92	-75	35	AERspire	14,5	10.998	758
13	PST I	West	119	105	35	AERspire	18,9	12.360	656
14	SCH	Ost	73	-75	16	AERspire	11,6	9.109	785
15	SCH	West	77	105	16	AERspire	12,2	8.367	687
16	GH	Ost	68	-74	49	AERspire	10,7	7.580	706
17	Parkplatz	Carport, Ost	374	-73	11	Vision 60 M construct	72,0	64.581	897
Summe	-	-	2.346	-	-	-	407,1	341.653	839

In Tabelle 10 ist zu erkennen, dass sich eine Gesamtleistung von 407 kWp ergibt. Aus der Simulation resultiert ein Jahresertrag von 341.653 kWh. Die monatliche Verteilung der Erträge ist in Abbildung 13 dargestellt.

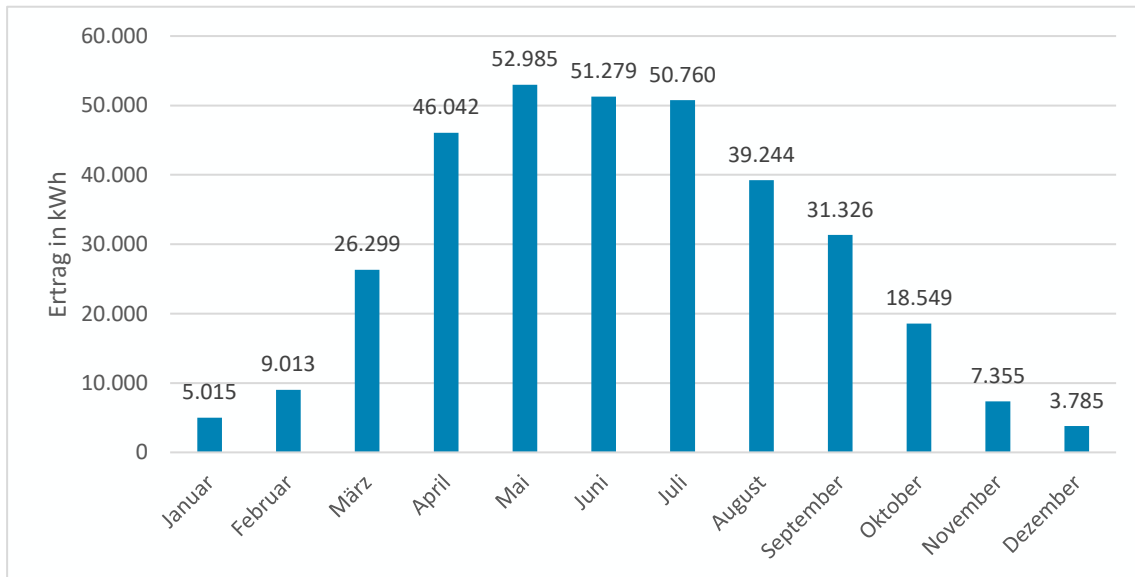


Abbildung 13: Monatliche Verteilung des PV-Jahresertrages

In Abbildung 13 ist zu erkennen, dass die höchsten Erträge in den Monaten März bis Oktober anfallen. In den Wintermonaten fallen die Erträge aufgrund geringerer Einstrahlung vergleichsweise gering aus.

Im folgenden Abschnitt wird der Ertrags- mit dem Lastgang gegenübergestellt, sodass ermittelt werden kann, welcher Anteil der PV-Erzeugung im Eigenverbrauch genutzt werden kann und welche Energiemenge zusätzlich aus dem Netz bezogen werden muss.

Gegenüberstellung Strombedarf und PV-Potential

In Abbildung 14 sind die absoluten monatlichen Beträge von Bedarf und Ertrag gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass sich Bedarf und Ertrag gegenläufig verhalten. Dies ist primär auf die Wärmeversorgungsanlagen zurückzuführen, aus denen eine zusätzliche Last in den Monaten September bis Juni resultiert (vgl. Abbildung 4). Weiterhin ist zu erkennen, dass der Bedarf nur anteilig durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, da der Bedarf in allen Monaten höher ausfällt als der PV-Ertrag, sodass ein Netzbezug von Strom notwendig ist. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 dargestellt.

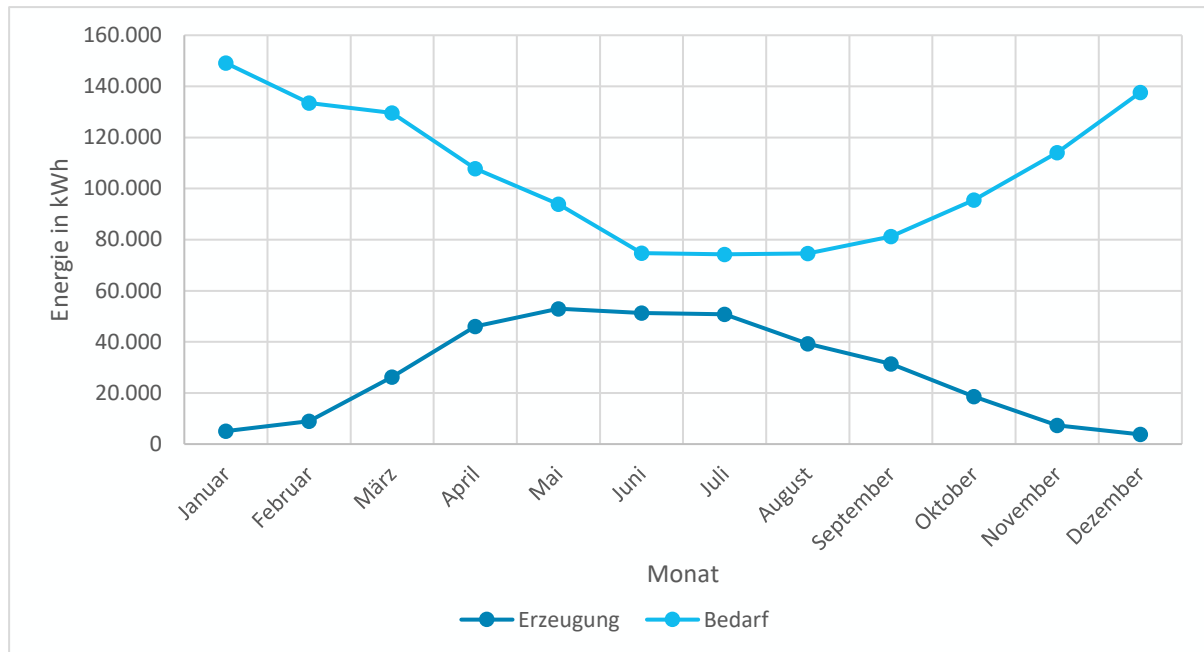


Abbildung 14: Gegenüberstellung PV-Erzeugung und Bedarf (absolut)

Tabelle 11: Darstellung der Ergebnisse der PV-Simulation und Auswertung

Größe	Einheit	Wert
Bedarf	kWh/a	1.265.866
PV-Nennleistung	kWp	407
PV-Erzeugung	kWh/a	341.653
Spezifischer Ertrag	kWh/kWp*a	839
Eigenverbrauch	kWh/a	273.903
Netzeinspeisung	kWh/a	67.750
Netzbezug	kWh/a	991.963
Bilanzielle Deckung des Bedarfes	%	27
Solarer Deckungsgrad	%	22
Eigenverbrauchsanteil	%	80

Tabelle 11 zeigt die Ergebnisse der Variante mit den Gebäudeanlagen und ohne Berücksichtigung eines Batteriespeichers. Das Verhältnis von Erzeugung zu Bedarf entspricht der bilanziellen Deckung und beträgt 27 %. Aufgrund der zeitlichen Verschiebung zwischen Ertrag und Bedarf im saisonalen und täglichen

Verlauf kann die PV-Energie nur zu einem bestimmten Anteil im Eigenverbrauch genutzt werden. Das Verhältnis von im Eigenverbrauch genutzter Energie zu Bedarf entspricht dem solaren Deckungsgrad und beträgt 22 %, sodass insgesamt 78 % des jährlichen Strombedarfes aus dem Stromnetz bezogen werden müssten. Der PV-Ertrag kann zu 80 % direkt genutzt werden, die übrigen 20 % werden ohne Speichermöglichkeiten in das Stromnetz eingespeist. Die Variantenerstellung und Variantenauswertung erfolgen unter 4.1.

3.1.2 Windenergie

Windkraftanlagen können bis zu einer Höhe von 50 Metern als Kleinwindkraftanlagen, außerhalb des 4. Bundesimmissionsschutzgesetz, erbaut werden. Es sind dabei verschiedene Module von Vertikal- und Horizontalläufern vorhanden. Die Anlagen weisen jedoch eine geringe Effektivität auf und emittieren Schall, weshalb sie für das Projektgebiet nicht in Frage kommen. Windkraftanlagen größer 50 Meter müssen ausgeschrieben werden und dürfen nur in dafür vorgesehen Flächen aus dem Flächennutzungsplan einer Kommune erbaut werden. Weiterhin sind Abstände von über 1.000 Metern zur nächsten Wohnbebauung einzuhalten.

Um Windstrom beziehen zu können, besteht weiterhin die Möglichkeit eines Power Purchase Agreement (PPA). Dabei wird mit dem Anlagenbetreiber einer Windkraftanlage oder eines Windparks ein Stromliefervertrag abgeschlossen, sodass die Menge an Strom, die am Projektstandort verbraucht wird, bilanziell von der Windkraftanlage erzeugt wird. Meist werden dafür Windkraftanlagen genutzt, die älter als 20 Jahre sind und somit aus der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fallen, was sie unwirtschaftlich macht. Damit kann der Windkraftanlagenbetreiber weiterhin an seinen Windkraftanlagen verdienen und der Abnehmer erhält grünen Strom. Da keine direkte physische Bindung zwischen der Windkraftanlage und dem Abnehmer besteht, muss der Strom durch das öffentliche Netz geleitet werden, weshalb zum Preis der Stromgestehungskosten des Anlagenbetreibers noch Gebühren in Form von Netznutzungsgebühren, Marge des Anlagenbetreibers usw. anfallen.

Es besteht auch die Möglichkeit eine eigene unterirdische Leitung von der Windkraftanlage zum versorgenden Gebiet zu legen. Eine solche Lösung ist mit hohen Investitionskosten verbunden, die den Netznutzungskosten gegenübergestellt werden müssen.

3.2 Wärmeseitige Potentiale

3.2.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen ermöglichen, unter Einsatz von Strom, Umweltwärme auf ein höheres Temperaturniveau zu heben und nutzbar zu machen. Hierfür eignen sich Umweltwärmequellen wie die Außenluft, Erdwärme oder Abwasser z. B. aus einem Abwassersiel. Die Umweltwärme wird über Rückkühlwerke wie im Fall der Außenluft oder über Erdsonden bzw. Erdkollektoren im Fall der Erdwärme gewonnen. Die Umweltwärme

wird üblicherweise über ein Gemisch aus Wasser und Kältemittel aufgenommen. Bei der Wärmeaufnahme verdampft das Kältemittel und wird anschließend in der Wärmepumpe komprimiert, wobei die Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben wird. Die Wärme wird über einen Wärmeübertrager an das Heizwarmwasser abgegeben und dabei das Kältemittel entspannt, sodass das nun wieder flüssige Kühlmittel wieder zur Wärmeaufnahme bereitgestellt werden kann.

Der sogenannte Coefficient of Performance (COP) einer Wärmepumpe beschreibt das Verhältnis von der möglichen Wärmeleistung zur erforderlichen Antriebsenergie in einem bestimmten Betriebspunkt. Der COP ist dabei abhängig vom nötigen Temperaturhub von der Wärmequellentemperatur und der Nutztemperatur. Bei der Betrachtung über ein gesamtes Jahr wird die sogenannte Jahresarbeitszahl ermittelt (JAZ); sie gibt die Effizienz über alle Betriebspunkte innerhalb eines Jahres an. Luft-Wärmepumpen weisen eine JAZ zwischen 3 bis 3,5 auf im Vergleich zu einer Erd-Wärmepumpe die einen COP von 4 bis 4,5 erreichen kann (Miara, 2021). Grundsätzlich gilt je höher die Quelltemperatur und je niedriger die Zieltemperatur desto höher die JAZ und umgekehrt.

Oberflächennahe Geothermie

Oberflächennahe Geothermie für Wärmepumpen wird über Erdsonden oder Erdkollektoren erschlossen. Erdsonden sind U-Rohre, die in Bohrungen meist 100 bis 150 Meter Tiefe verbaut werden und mit einem Wasser-Kältemittel-Gemisch (Sole) befüllt sind. Je nach Bohrtiefe sind mit unterschiedlichen Voraussetzungen seitens der Genehmigungsfähigkeit zu rechnen. Allgemein ist zur Erschließung des Erdreichs mit Erdsonden ein Geothermal Response Test (GRT) notwendig, wobei mittels einer Probohrung die Wärmeleitfähigkeit des Untergrunds ermittelt wird. Des Weiteren müssen am Projektstandort ein Abstand von mindestens 25 Metern zu Trinkwasserbrunnen, sowie eine maximale Auskühlung des Grundwassers um 2°C bei der Grundstücksgrenze eingehalten werden. Eine weitere Voraussetzung bei einer Bohrung tiefer als 100 Meter ist der Einbezug des Bundesamts für Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE). In jedem Fall ist die Untere Wasserbehörde des Kreisamts Plön miteinzubeziehen. Erdsonden sollten möglichst mit einem Abstand von mindestens 6 Metern zueinander geplant werden, um Wechselwirkungen untereinander zu verhindern. Bei tieferen Bohrungen ist ein größerer Abstand zu empfehlen, da ab einer Bohrtiefe von 100 Metern eine schräge Bohrung bevorzugt wird. Aufgrund dessen wird für die Potentialanalyse nach Absprache mit der Unteren Wasserbehörde ein Abstand von 7 Metern bei einer Bohrtiefe von 150 Metern angenommen.

Erdkollektoren dagegen sind Leitungen, die horizontal bei ca. 3 Metern Tiefe, somit unter der Frostschutzgrenze, verlegt werden. Die Leitungen werden mit einer Sole befüllt, welche die Wärme aufnimmt und an die Wärmepumpe abgibt. Der Wärmeertrag kommt durch solare Einstrahlung und Niederschlag, weshalb bei Erdkollektorflächen eine Versiegelung bzw. Überbauung zu vermeiden ist. (Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., 2011). Erdkollektoren weisen einen höheren Platzbedarf auf als Erdsonden, sind jedoch genehmigungstechnisch einfacher zu planen.

Des Weiteren gilt für beide Technologien eine maximale Vollbenutzungsstundenanzahl von 1.800 h pro Jahr, da ansonsten dem Erdreich zu viel Wärme entzogen wird und die Leistung der Erdsonden bzw. Erdkollektoren dauerhaft verringert wird. Eine Möglichkeit der Erhöhung der Vollbenutzungsstunden ist das Einbringen von Wärme ins Erdreich im Sommer über Solarabsorber oder Abwärme z.B. aus der Kältebereitstellung. Eine solche Wärmeeinbringung in den Untergrund wird als aktive Regeneration bezeichnet.

In Abbildung 15 sind die Potentialflächen zur Erschließung von oberflächennaher Geothermie dargestellt. Es wird dabei zwischen Freiflächen, der Tiefgarage und unter den Gebäuden unterschieden. Wie bereits beschrieben sollten Erdkollektoren nicht unter versiegelte Flächen verbaut werden, weshalb dafür nur die Freiflächen betrachtet werden. Somit ergeben sich die Geothermie-Potentiale für Erdsonden in Abbildung 16 und für Erdkollektoren in Abbildung 17.

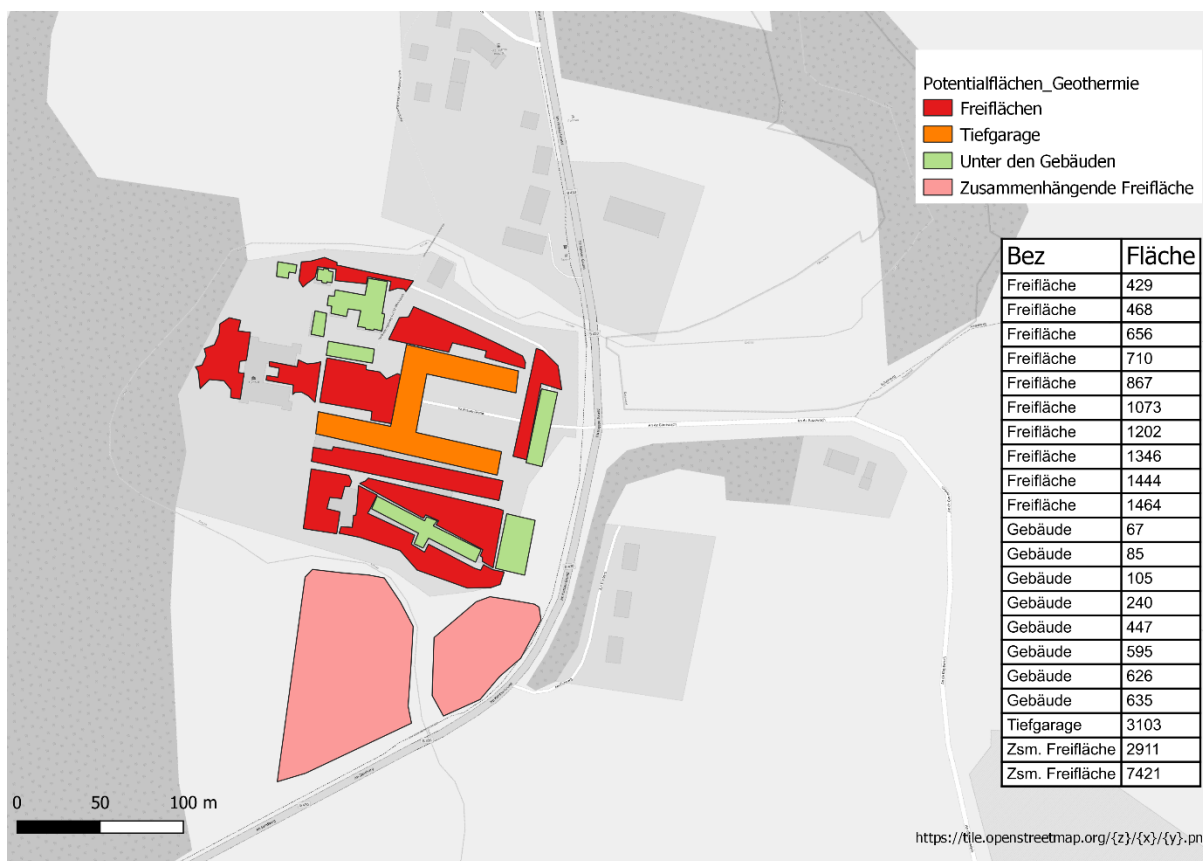


Abbildung 15: Geothermie-Potentialflächen

Zur Bestimmung der Entzugsleistung je Erdsonden werden in der Regel bereits Daten von in der Nähe befindlichen Probebohrungen genutzt. Da keine nutzbaren Bohrdaten in der Nähe vorhanden sind, wurde das Potential über Daten des Landesamts für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (LLUR) ermittelt. Dabei wird die Entzugsleistung für das Gebiet mit 1,6 bis 1,8 W/m*K abgeschätzt.

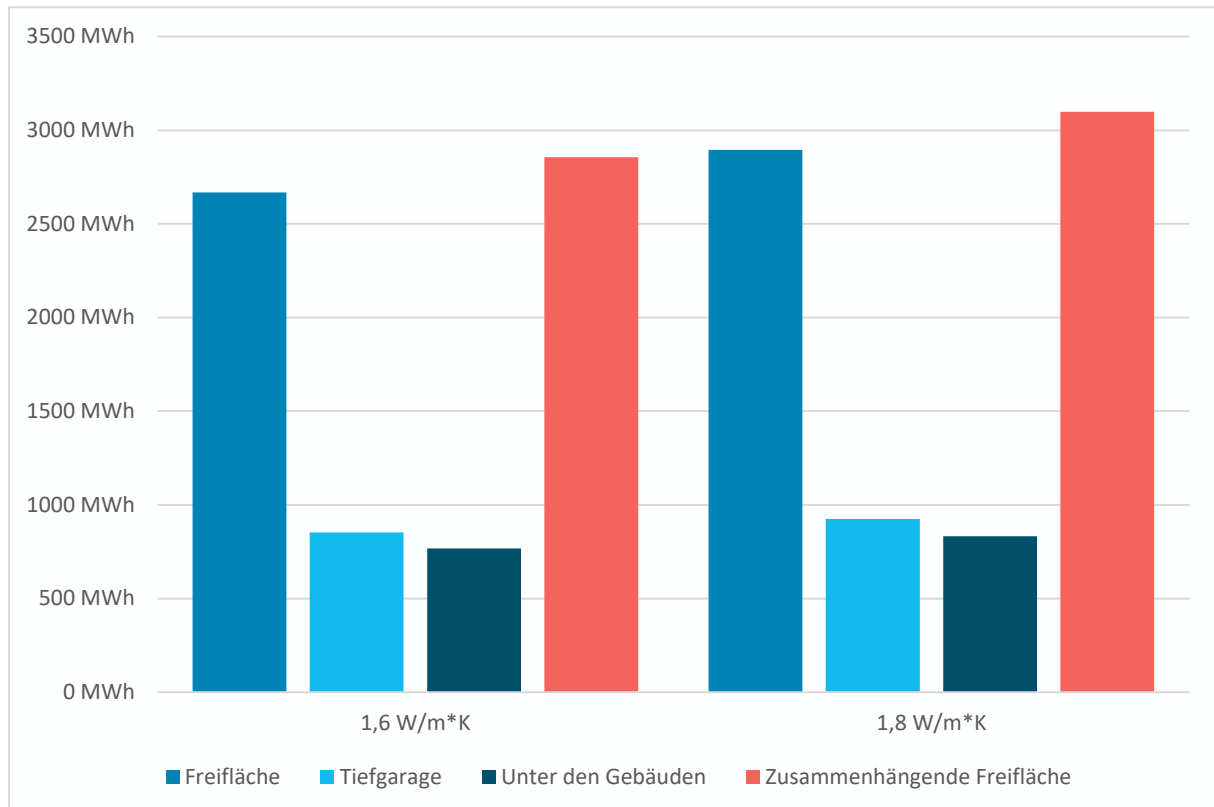


Abbildung 16: Geothermie-Potential – Erdsonden bei einer Bohrtiefe von 150 Metern

Die Erdkollektoren wurden mit einer Entzugsleistung von 30 bis 35 W/m² abgeschätzt. Eine genaue Analyse der tatsächlichen Wärmeentzugsleistung von Erdkollektoren hängt von den Faktoren der Sonneneinstrahlung und des Niederschlags ab und ist pauschal ohne weitere Messungen nicht zu verifizieren.

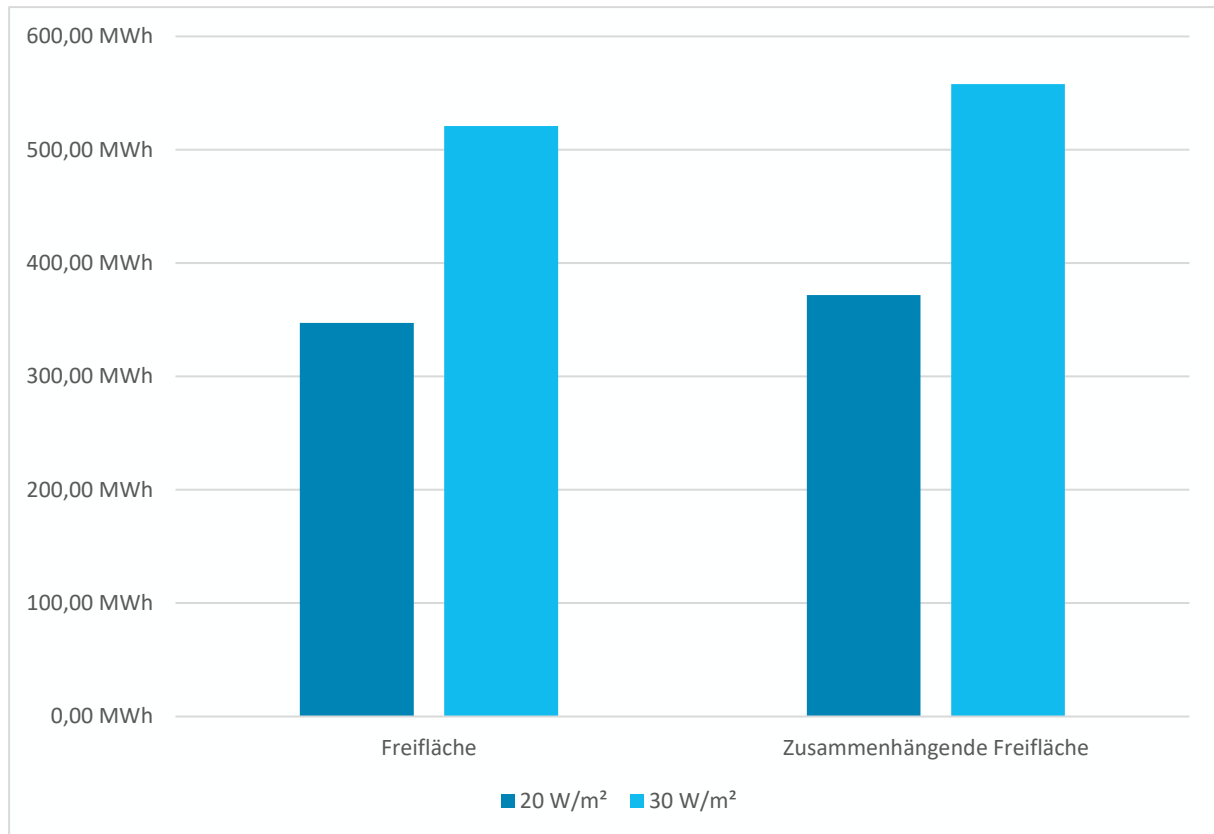


Abbildung 17: Geothermie-Potential – Erdkollektoren

Aerothermie

Unter Aerothermie ist die thermische Nutzung der Außenluft als Wärmequelle zu verstehen. Über ein Rückkühlwerk wird die Außenluft an die Wärmepumpe geleitet, welche die Wärmeenergie auf ein brauchbares Temperaturniveau anhebt. Rückkühlwerke werden im Freien in der Nähe des zu versorgenden Gebäudes oder auf dem Dach platziert. Dabei ist die Leistung grundsätzlich frei skalierbar, je nachdem, wie viel Platz für das Rückkühlwerk besteht. Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe kann als Monoblock oder in Split-Variante gebaut werden. In der Variante Monoblock wird die gesamte Wärmepumpe außen aufgestellt. In der Split-Variante ist das Rückkühlwerk außerhalb und mit der eigentlichen Wärmepumpe innerhalb des Gebäudes verbunden.

Es ist möglich Luft-Wasser-Wärmepumpen bei Außenlufttemperaturen von bis zu ca. - 15 °C zu betreiben. Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe hängt jedoch von der Außenlufttemperatur ab, da eine Wärmepumpe umso effektiver arbeitet je geringer der Temperaturhub zwischen Wärmequellentemperatur und Vorlauftemperatur ist. Dies ist in Abbildung 18 beispielhaft dargestellt.

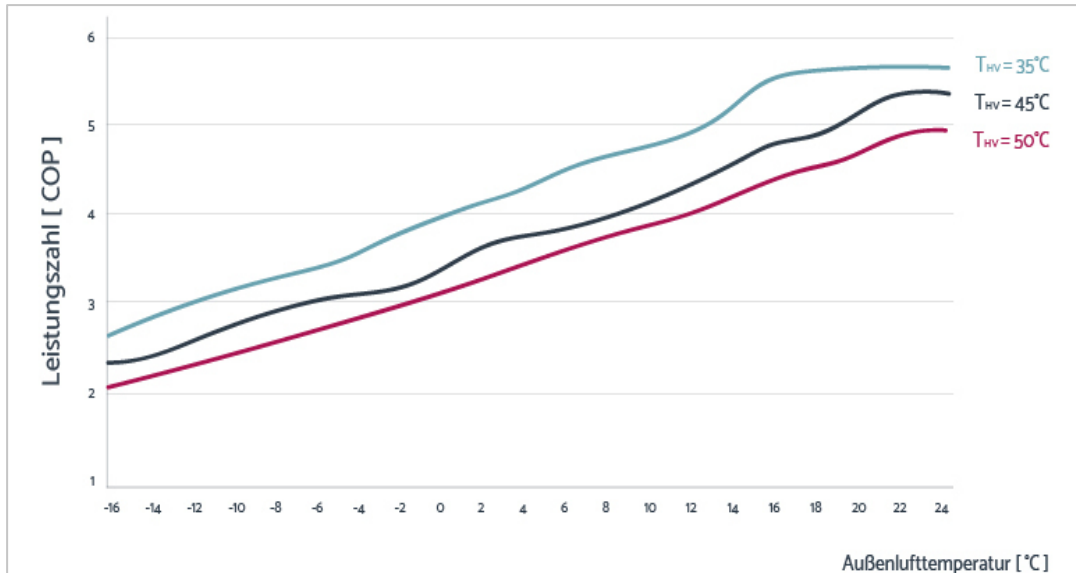


Abbildung 18: COP der Luft-Wasser Wärmepumpe in Abhängigkeit der Außentemperatur (Wurm, o.D.)

Weiterhin sind bei der Planung von Luft-Wasser-Wärmepumpen die Schallemissionen zu beachten, welche oft die zulässigen Schallgrenzen für Wohngebiete überschreiten. Schallemissionen können durch Schallschutzmaßnahmen, beispielsweise Split-Wärmepumpen oder Einhausen der Anlagen mit schalldämmenden Lamellen, verringert werden.

Aquathermie

Das Wasser einer Abwasserleitung kann als Wärmequelle einer Wärmepumpe verwendet werden. Dabei wird innerhalb des Abwasserrohrs oder des Klärwerks ein Wärmetauscher eingebaut, welche dem Abwasser die Wärme entzieht und an die Wärmepumpe weiterleitet. Die Gut Rantzau GmbH möchte im Projektgebiet eine eigene Abwasseraufbereitungsanlage, welche das gesamte Abwasser der Liegenschaft aufbereitet, erbauen. Somit können Synergien genutzt werden, sodass der Einbau der Abwasserleitungen durch eine doppelte Nutzung rentabler ist. Weiterhin ist darauf zu achten, das Wasser um maximal 3°C abzukühlen, da ansonsten die weiteren Prozesse innerhalb der Aufbereitungsanlage gestört werden können.

Das System ist abhängig vom Nutzerverhalten der Besucher und des Personals. Es werden daher Annahmen getroffen, um das Potential der Abwasserwärme zu bestimmen. Es wird von einer ganzjährigen Auslastung der Zimmer zu 70 % und einem Wasserverbrauch von 150 Liter pro Tag pro Person ausgegangen. Somit ergeben sich durch Annahme eines Abwasserwärmelastprofils, dargestellt in Abbildung 19, für die Liegenschaft ein Wärmepotential von ca. 70 MWh jährlich.

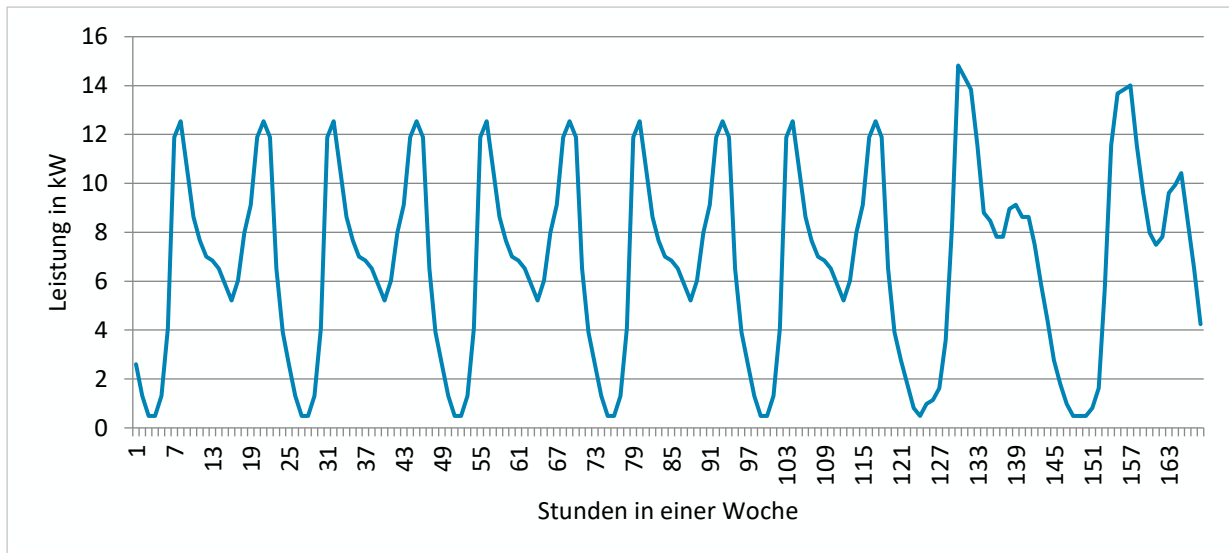


Abbildung 19: Entzugsleistung des Abwassers

3.2.2 Solarthermie

Solarthermie-Anlagen stellen i.d.R. Wärme auf einem Nutztemperaturniveau von $> 60\text{ °C}$ zur Verfügung. Sie dienen jedoch durch die jahres- und tageszeitliche Schwankung der Sonneneinstrahlung nur in einem zeitlich begrenzten Rahmen zur Bereitstellung von Wärme. Durch den Einsatz von Pufferspeichern können Solarthermieanlagen jedoch solare Wärme durchaus auch nachts zur Verfügung stellen. Solarthermische Anlagen werden auf Dächern oder Freiflächen installiert und speisen Wärme in ein Wärmenetz oder eine Heizungsverteilung ein. Sie haben den Vorteil, dass sie je nach Kollektortyp Wärme direkt auf hohen Temperaturniveaus von bis zu 90 °C bereitstellen und so direkt in den Vorlauf der Wärmenetze einspeisen können. Grundsätzlich ist bei Solarthermieanlagen zwischen weit verbreiteten Flachkollektoren (FK) und den ertragreicheren Vakuumröhrenkollektoren (VKR) zu unterscheiden. Bei einer Temperaturdifferenz von 60 K zwischen der mittleren Kollektortemperatur und der Umgebungstemperatur weisen Flachkollektoren in Norddeutschland spezifische Kollektorerträge von ca. 350 kWh/m^2 Bruttokollektorfläche auf. Die Erträge von Vakuumröhrenkollektoren sind mit ca. 500 kWh/m^2 deutlich höher und daher für Gebiete mit sehr geringem Flächenpotenzial von Vorteil. Röhrenkollektoren zeichnen sich jedoch durch etwa 30% höhere Investitionskosten als Flachkollektoren aus.

Das Solarthermie-Potential in Gut Rantzau wird mit Hilfe der verfügbaren Dachflächen nach Abbildung 12 und Tabelle 10 ermittelt. Unter Verwendung von Wetterdaten am Projektstandort und Simulation des solarthermischen Potentials ergibt sich ein Wärmeertrag von 307 MWh jährlich. Es ist dabei anzumerken, dass die Wärme, die über die Solarthermie-Anlagen zur Verfügung gestellt wird, größtenteils im Sommer entsteht. Somit genau gegenläufig zum Heizbedarf, der größtenteils im Winter anfällt. Hinzu stellt Der Einsatz von Solarthermie ein Flächenkonkurrenz zur Stromerzeugung durch Photovoltaik dar. Da die

Solarthermie allein nicht geeignet ist, um den Wärmebedarf ganzjährig zu decken und daher ohnehin eine Wärmepumpenlösung zum Einsatz kommt, wird auf Solarthermie verzichtet, um das maximal mögliche PV-Potential der verfügbaren Flächen für Stromzwecke ausschöpfen zu können.

3.2.3 Biomasse

Biomasse wird auf Grund des biogenen und nicht fossilen Kohlenstoffs als erneuerbarer Brennstoff angesehen. Energetisch nutzbare Biomasse kann als Reststoff (z.B. Grünschnitt, Essensreste, Holzverarbeitung) oder in Form von Energiepflanzen wie Raps, schnellwachsende Hölzer bewusst zur energetischen Nutzung angepflanzt werden. Vom Anbau von Energiepflanzen wird insbesondere im Neubau und im sanierten Bestand auf Grund von Flächenkonkurrenz z.B. mit Nahrungsmittelproduktion und begrenzten Potenzialen abgeraten.

Feste Biomasse

Feste Biomasse wird meist in Form von Pellets oder Holzhackschnitzeln erworben. Es bestehen auch weitere Arten von fester Biomasse wie z.B. aus Grünschnitt, Stroh oder Torf, auf die im Weiteren nicht eingegangen wird.

Holzhackschnitzel werden mit einem Hacker aus Schwachholz, Waldrestholz und anderem minderwertigem Holz hergestellt. Pellets bestehen aus Säge- und Holzspänen, sowie aus entrindeten Hackschnitzeln. Die Pellets werden nach vorherigen Trocknungs- und Konditionierungsprozessen in einer Matrize in ihre Form gepresst. Pellets haben durch ihren Herstellungsprozess eine hohe Energiedichte und Festigkeit sowie einen geringen Anteil von Feuchtigkeit und Aschegehalt.

Die feste Biomasse wird in einem Kessel verbrannt, wobei ein Vorratssiel und eine Förderschnecke mit eingeplant werden müssen, in der die Biomasse gelagert und vom Siel zum Kessel gefördert wird. Das Potential fester Biomasse ist im Wesentlichen von der lokalen Verfügbarkeit und den Transportwegen abhängig, wenn diese nachhaltig genutzt werden sollen. Bei der weiteren Betrachtung sind Auswirkungen durch den entstehenden Lieferverkehr (Lärm, Feinstaub- und sonstige Emissionen) zu berücksichtigen.

Biogas

Zurzeit ist mit ca. 10 % aufbereitetem Biomethan im deutschen Gasnetz zu rechnen, ca. 90 % stammen aus Erdgas. Das Gas ist meist im Süden Deutschlands vorhanden, jedoch kann ein Gasversorgungsvertrag mit einem Biogasanteil bundesweit abgeschlossen werden, über den bilanziell Biomethan bezogen wird. Das Gas stellt Wärme durch einen Feuerungsprozess in einem Kessel bereit.

Eine Alternative zum Einkauf von Biogas ist die lokale Biogasherstellung. Innerhalb des Projektgebiets sollen Nutztiere gehalten werden. Darunter Ponys, Hühner, Schafe, Ziegen und Kaninchen. Die anfallenden Fäkalien der Tiere sowie weitere Biogene Abfälle wie zum Beispiel Essensreste können dazu genutzt werden Biogas herzustellen. Dabei werden die Fäkalien in einer anaeroben Umgebung, sprich ohne



Sauerstoff, von Bakterien abgebaut. Der Prozess wird in einer Biogasanlage kontrolliert und gesteuert, sodass am Ende Biogas als Endprodukt verwendet werden kann. Die Menge an anfallenden Fäkalien ist nach derzeitigem Stand nicht genau ersichtlich. Sie ist jedoch als zu gering zur Nutzung für energetischen Zwecke mit einer rentablen Biogasanlage einzuschätzen, weshalb das Potential nicht weiterverfolgt wird.

Gegenüberstellung Wärmebedarf und EE-Potential

Die Ergebnisse der Potentialanalyse werden im Folgenden dem Bedarf gegenübergestellt und erörtert.

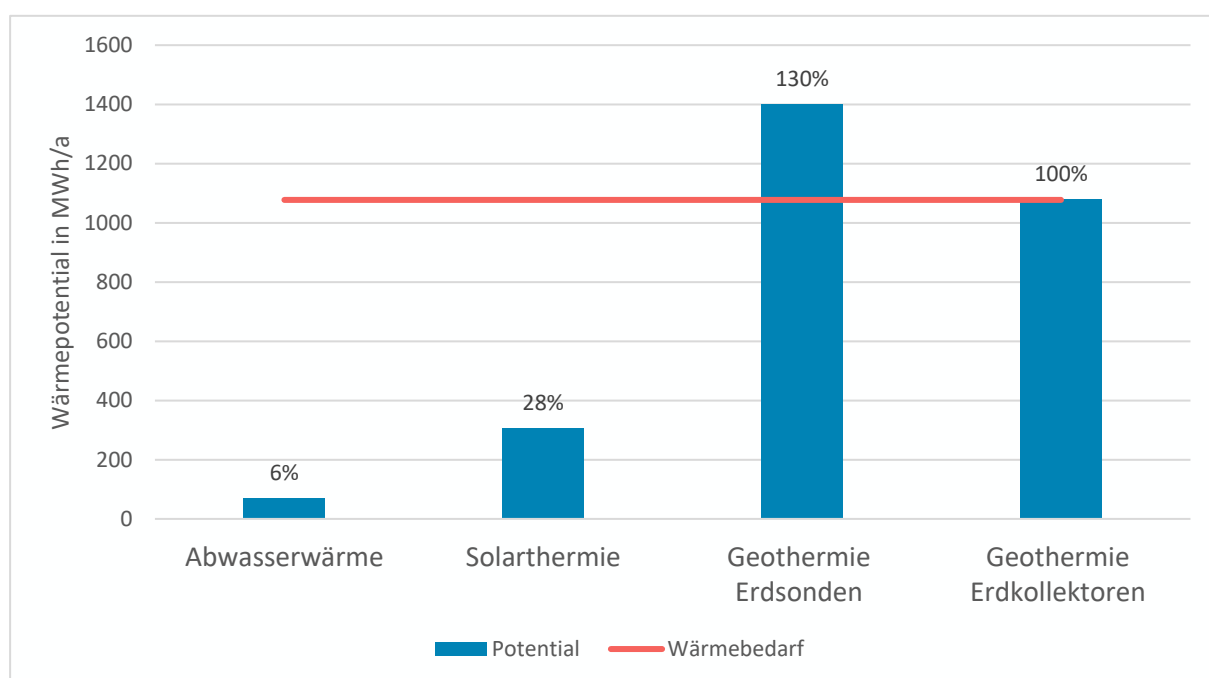


Abbildung 20: Gegenüberstellung Bedarfe und Potentiale

Die Gegenüberstellung ist in Abbildung 20 visualisiert. Es ist bereits zu erkennen, dass der Wärmebedarf des Projektgebiets mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden kann. Hinzu erhöht sich die Wärmeerzeugung aus Abwasser und Geothermie durch den aufgewendeten Strom im Betrieb der Wärmepumpe. Ausschlaggebend dafür sind die großen Freiflächen, die für Geothermie – sowohl Erdsonden als auch Erdkollektoren – verwendet werden können. Jedoch ist der Flächenbedarf für Erdkollektoren deutlich höher, weshalb der Fokus im Weiteren auf Erdsonden gelegt wird. Das Solarthermie-Potential wird aufgrund der unterschiedlichen Wärmeerzeugungs- und bedarfszeiten sowie der Flächenkonkurrenz mit der Photovoltaik nicht weiterverfolgt. Das Abwasserpotential wird aufgrund der vorhandenen Synergien mit der Wasseraufbereitungsanlage weiterhin in der Variantenentwicklung untersucht.

Des Weiteren ist eine Versorgung mittels fester Biomasse oder Aerothermie, die von der Leistung her variabel ausgelegt werden können, möglich. Jedoch muss beachtet werden, dass Biomasse ein wertvoller

nachwachsender Rohstoff ist, dessen Einsatz bei Niedertemperaturanwendungen besonders bei Verfügbarkeit anderer erneuerbarer Energiepotentiale nicht priorisiert werden soll. Biomethan steht den primären Energieerzeugern unterstützend zur Spitzenlastdeckung zur Verfügung, sollten die übrigen erneuerbaren Energien die Spitzenlast nicht decken können. Hierzu ist in Erwägung zu ziehen, ob ein Biogaskessel oder Power-to-Heat bzw. ein elektrischer Heizstab mehr Vorteile bringen.

4. ENERGIEVERSORGUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden zuerst die Varianten der Stromversorgung und anschließend die Varianten der Wärmeversorgung aufgezeigt und erläutert. Die Erstellung aller Varianten der Energieversorgung fanden über Simulationen statt. Die Simulationsergebnisse am Ende jedes Abschnitts geben Auskunft über das Zusammenspiel der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs.

4.1 Stromversorgung

Die im Abschnitt 3.1.1 dargestellten Potentiale entsprechen lediglich der Berücksichtigung der Dachflächen. Zusätzlich wird in Erwägung gezogen eine zusätzliche Freiflächenanlage (FFA) zu errichten. Daher werden weitere Varianten, die eine zusätzliche FFA mit Ost-West-Ausrichtung beinhalten, erstellt und verglichen. Tabelle 12 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Varianten, die anschließend erläutert werden.

Tabelle 12: Übersicht der PV-Varianten

Variante	1	2	3	4	5
Nennleistung Gebäudeanlage in kWp	407	407	407	407	407
Nennleistung FFA in kWp	0	0	342	749	1.077
Nennleistung gesamt	407	407	749	1.156	1.484
Speicherkapazität in kWh	350	350	350	350	350

4.1.1 Variante 1 – PV- Dachanlage ohne Batteriespeicher

Es wird die PV-Anlage, die sich aus den vorhandenen Dachflächen ergibt, ohne einen zusätzlichen Batteriespeicher betrachtet. Die Anlage kann nach dem EEG bei Einspeisung ins Stromnetz vergütet werden.

4.1.2 Variante 2 – PV- Dachanlage mit Batteriespeicher

Zusätzlich zu Variante 1 wird ein Batteriespeicher zum Peak-Shaving (Spitzenlastkappung) und zur Eigenverbrauchserhöhung berücksichtigt. Die Anlage kann nach dem EEG vergütet werden.

Zur Speicherung von PV-Strom haben sich Batteriespeicher auf dem Markt durchgesetzt. Ein Batteriespeicher kann zur Eigenverbrauchserhöhung und Spitzenlastkappung eingesetzt werden. Spitzenlastkappung bezeichnet die Begrenzung der Höhe von Lastspitzen, die nach Abbildung 5 maximal 470 kW betragen. Da die Netznutzungsentgelte einen Leistungspreis beinhalten, der sich aus der auftretenden Spitzenlast des Abrechnungszeitraums berechnet, resultiert durch Spitzenlastkappung ein zusätzlicher wirtschaftliche Vorteil.

Die Eigenverbrauchserhöhung resultiert aus der Möglichkeit PV-Überschussstrom zwischenzuspeichern und zu Zeiten, in denen der Bedarf höher als die PV-Erzeugung ist, zu nutzen. Mit zunehmender Speicherkapazität erhöhen sich die technischen Vorteile, denen höhere Investitionskosten gegenüberstehen.

In Abbildung 21 sind die Ergebnisse der Speicherdimensionierung nach technischen Parametern zu erkennen.

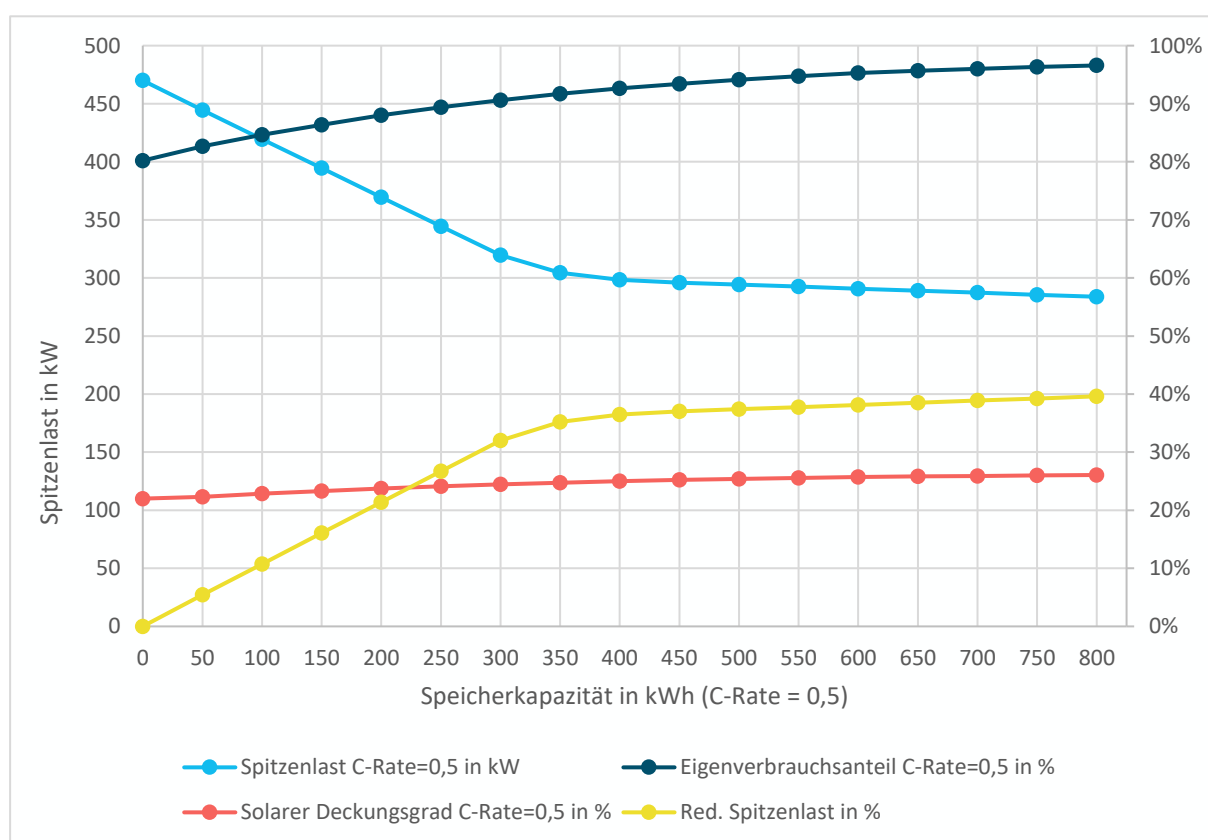


Abbildung 21: Speicherdimensionierung nach technischen Parametern

Es ist zu erkennen, dass sich die Spitzenlast bis zu einer Speicherkapazität von 300 kWh annähernd linear und ab einer Speicherkapazität von 350 kWh nur noch geringfügig reduziert. Bei einer Speicherkapazität von 350 kWh kann die Spitzenlast von 470 kW auf 305 kW reduziert werden. Der Eigenverbrauchsanteil wird im selben Intervall von 80 % auf 92 % und der solare Deckungsgrad von 22 % auf 25 % erhöht.

Die Berücksichtigung der Investitionskosten für den Batteriespeicher, Einsparungen durch erhöhten Eigenverbrauch, reduzierten Netzbezug und Spitzenlastkappung, sowie eine geringere Vergütung durch reduzierte Netzeinspeisung zeigt Abbildung 22 in Abhängigkeit der Speicherkapazität. Während die

Investitionskosten linear ansteigen, zeigen Einsparungen, sowie Gewinn einen Einschnitt bei 200 kWh. Dieser resultiert aus der Berechnung der Jahresbenutzungsdauer des Netzes, die gemäß der Schleswig-Holstein Netz AG als Verhältnis von Netzbezug zu maximaler Bezugsleistung (Spitzenlast) definiert ist (vgl. Tabelle 13). Varianten mit Speicherkapazitäten kleiner 200 kWh fallen in den Tarif <2.500 Betriebsstunden und Varianten ab 200 kWh in den Tarif ≥ 2.500 Betriebsstunden (SH Netz AG, 2022).

Tabelle 13: Leistungspreise der SH Netz AG für die Mittelspannung (SH Netz AG, 2022)

Jahresbenutzungsdauer	< 2.500 Betriebsstunden	≥ 2.500 Betriebsstunden
Leistungspreis in €/kW*a	31,12	142,08

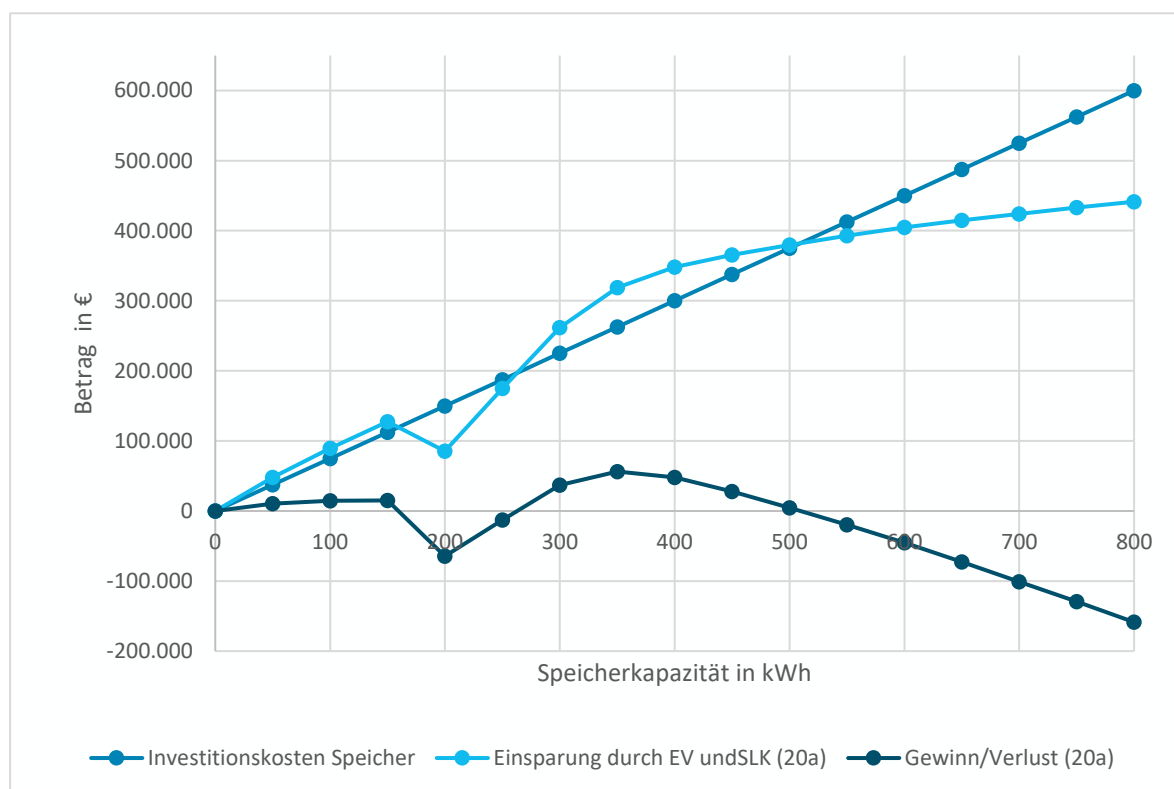


Abbildung 22: Speicherdimensionierung nach wirtschaftlichen Parametern

Es ergibt sich ein wirtschaftliches Optimum für die Variante mit einer Speicherkapazität von 350 kWh, die mit der technischen Auswertung übereinstimmt und daher für die weitere Auswertung berücksichtigt wird. Aus einer höheren Speicherkapazität würden geringe technische Vorteile und wirtschaftliche Nachteile resultieren. Die PV-Varianten werden unter 4.1 gegenübergestellt und ausgewertet.

4.1.3 Variante 3 – PV-Dachanlage, Batteriespeicher und FFA mit insg. 749 kWp

Zusätzlich zu Variante 2 wird eine Freiflächenanlage berücksichtigt. Die Ausschreibungsgrenze nach EEG, ab der ebenfalls ein Eigenverbrauch ausgeschlossen wird, beträgt 750 kWp, daher wird die Leistung auf 749 kWp begrenzt. Die Nennleistung der Gebäudeanlage und der Freiflächenanlage betragen in Summe 749 kWp. Es wird angenommen, dass die Anlagen zusammen als eine Anlage gewertet und nach dem EEG vergütet werden können.

4.1.4 Variante 4 – PV- Dachanlage, Batteriespeicher und FFA mit 749 kWp

Im Vergleich zu Variante 3 wird für die Freiflächenanlage eine Nennleistung von 749 kWp angesetzt. Diese Variante unterstellt, dass die Anlagen als getrennte Anlagen gewertet werden, sodass insgesamt 2 Anlagen resultieren, die beide nach dem EEG vergütet werden können.

4.1.5 Variante 5 – PV- Dachanlage, Batteriespeicher und FFA (Erzeugung=Bedarf)

Die Nennleistung der Freiflächenanlage wird so weit erhöht, bis die bilanzielle Deckung des Bedarfs 100 % erreicht. Dies ist der Fall, wenn die Erzeugung dem Bedarf entspricht. Die Nennleistung der FFA liegt mit 1.077 kWp oberhalb der Ausschreibungsgrenze von 750 kWp, ab der bei einem Betrieb innerhalb des EEGs kein Eigenverbrauch mehr möglich ist. Daher müsste die FFA außerhalb des EEGs betrieben werden, während die Gebäudeanlage weiterhin nach dem EEG vergütet werden kann. Die Überschüsse aus der FFA müssen im Rahmen eines PPA vermarktet werden. Dafür wird bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der durchschnittliche Spotmarktpreis der Leipziger Strombörse (EEX) 2019 angesetzt.

4.1.6 Simulationsergebnisse

Die Variante 1 entspricht der Darstellung innerhalb Kapitel 3.1.1. Hinzu kommt eine Auslegung des Batteriespeichers, auf die im Kapitel 4.1.2 näher eingegangen wird. Zusätzlich wurden Simulationen für die Freiflächenanlagen durchgeführt. Es wurden ost-west-ausgerichtete Anlagen mit einer Modulneigung von 20° angenommen. Die Ertragsgänge wurden in den Varianten 3-5 zu dem Ertragsgang der Gebäudeanlage

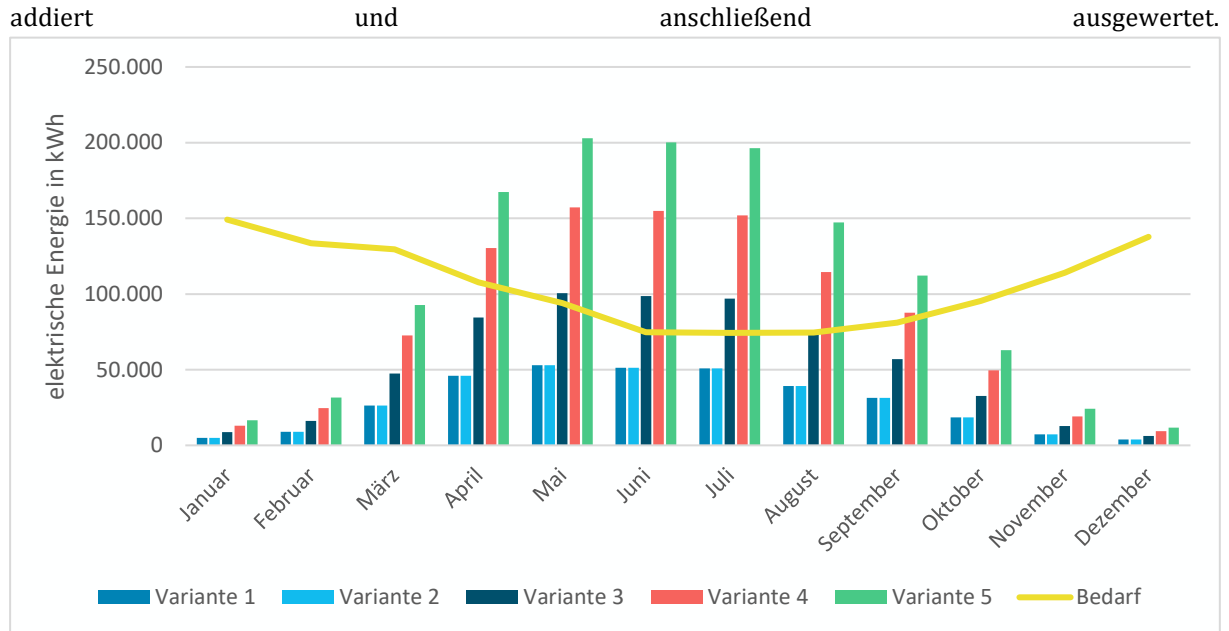


Abbildung 23 zeigt die monatliche Verteilung der PV-Erträge nach Varianten, sowie des Bedarfes.

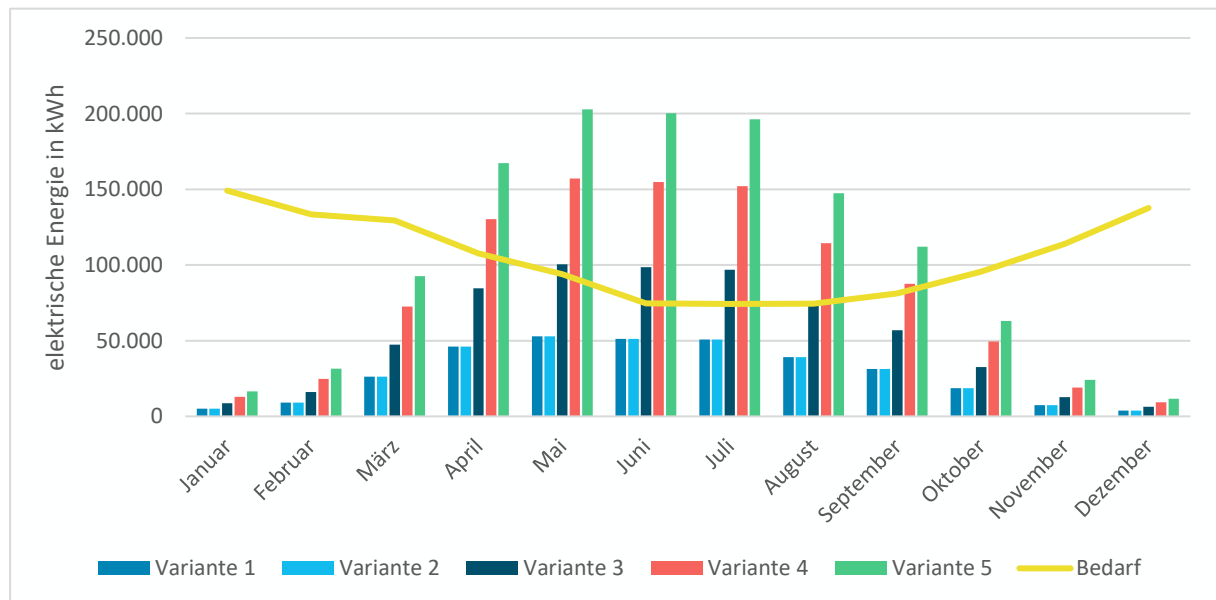


Abbildung 23: Monatliche Verteilung des PV-Jahresertrages nach Varianten

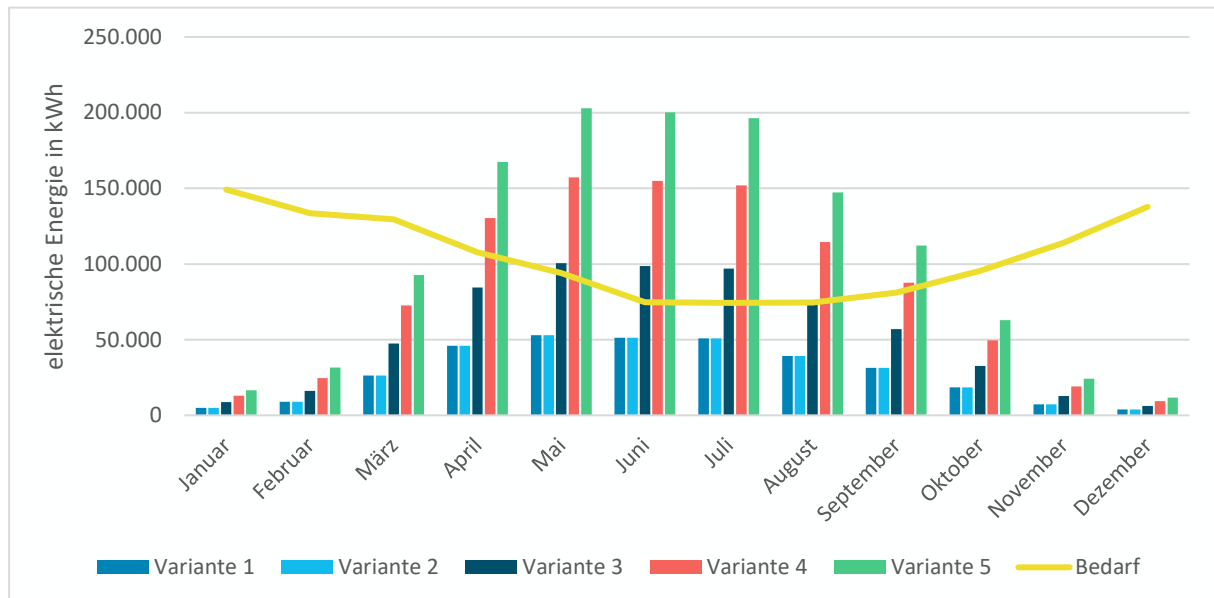


Abbildung 23 ist zu erkennen, dass die PV-Erträge in den Monaten Oktober bis März in allen Varianten nicht ausreichend sind, um den Bedarf zu decken, sodass eine vollständige Eigenversorgung für alle PV-Anlagenvarianten ausgeschlossen ist. In den Monaten Mai bis Juli erfolgt eine bilanzielle Deckung des Bedarfes durch die PV-Anlage in den Varianten 3-5. In den Monaten Mai bis August ist eine deutliche Überschussproduktion der Varianten 4 und 5 zu erkennen. Tabelle 14 zeigt den abschließenden Variantenvergleich.

Tabelle 14: Auswertung Variantenvergleich PV

Variante	Einheit	1	2	3	4	5
Nennleistung DA	kWp	407	407	407	407	407
Nennleistung FFA	kWp	0	0	342	749	1.077
Nennleistung gesamt	kWp	407	407	749	1.156	1.484
Speicherkapazität	kWh	350	350	350	350	350
Speicherleistung	kW	175	175	175	175	175
Ertrag DA	kWh/a	341.653	341.653	341.653	341.653	341.653
Ertrag FFA	kWh/a	0	0	293.554	642.901	924.213
Ertrag gesamt	kWh/a	341.653	341.653	635.207	984.554	1.265.866
Bedarf	kWh/a	1.265.866	1.265.866	1.265.866	1.265.866	1.265.866
Eigenverbrauch	kWh/a	273.903	313.189	429.172	499.020	533.727
Netzeinspeisung	kWh/a	67.750	21.531	194.912	471.806	717.093
Netzbezug	kWh/a	991.963	952.677	836.694	766.846	732.139
Eigenverbrauchsanteil	%	80,2	91,7	67,6	50,7	42,2
Solarer Deckungsgrad	%	21,6	24,7	33,9	39,4	42,2
Bilanzielle Deckung	%	27,0	27,0	50,2	77,8	100,0
Spez. Ertrag DA	kWh/kWp*a	839,2	839,2	839,2	839,2	839,2
Spez. Ertrag FFA	kWh/kWp*a	0	0	858	858	858
Spez. Ertrag gesamt	kWh/kWp*a	839,2	839,2	847,9	851,6	853,1

In Tabelle 14 sind zunächst die Nennleistungen zu erkennen. Alle Varianten berücksichtigen die Dachanlage, Variante 3-5 zusätzlich eine Freiflächenanlagen unterschiedlicher Größe. Die Gültigkeit von Varianten 3 und 4 ist von der Freifläche abhängig, sodass nach Auswahl einer bestimmten Fläche Variante 4 im Falle einer Anlagenzusammenfassung entfällt, da die Ausschreibungsgrenze von 750 kWp überschritten wird.

Für alle Varianten wurde zunächst derselbe Batteriespeicher berücksichtigt, damit eine Vergleichbarkeit zwischen den Varianten besteht. Bei Auswahl einer Variante 3-5 sollte die Speicherdimensionierung der TGA-Fachplanung erneut betrachtet werden.

Der Gesamtertrag erhöht sich mit steigender Anlagenleistung der Freiflächenanlage. Gleichzeitig erhöht sich der absolute Eigenverbrauch, während der Eigenverbrauchsanteil sinkt. Die Ursache sind steigende Überschüsse, die nicht zwischengespeichert werden können und in das Stromnetz eingespeist werden müssen. Da mehr Energie im Eigenverbrauch genutzt werden kann erhöht sich der solare Deckungsgrad und der notwendige Netzbezug sinkt. In Variante 5 entspricht der Eigenverbrauchsanteil dem solaren Deckungsgrad, da Erzeugung und Bedarf identisch sind. Die bilanzielle Deckung beträgt daher 100 %.

Bei Auswahl einer Variante mit Batteriespeicher sind Aufstellflächen für die Module notwendig. Ein möglicher Speicher (SMA Storage-67-TS-10 mit den Maßen HxBxT = 1.900x1.200x600 mm) benötigt fünf Module, um eine Kapazität von 350 kWh zu erreichen. Pro Modul ist eine Aufstellfläche inkl. Wartungsflächen von 2,5 m² erforderlich (Breite ≥ 1.300 mm, Tiefe ≥ 1.900 mm). Die notwendige Mindestraumhöhe beträgt 2.500 mm. Werden die Module nebeneinander aufgestellt, so ergibt sich eine aus der notwendigen Breite von 6.5 m und Tiefe von 1,9 m eine Technikfläche von 12,35 m². Weiterhin ist pro Modul ein Batteriewechselrichter erforderlich. Die erforderliche Breite für die Installation inkl. notwendiger Abstände beträgt pro Batteriewechselrichter 0,9 m, die erforderliche Höhe 1,9 m (SMA, 2021).

4.2 Wärmeversorgung

Mittels der Bedarfsermittlung, der Potentialanalyse und der darauffolgenden Gegenüberstellung wurden drei Varianten erstellt, mit dem Ziel eine möglichst regenerative Wärmeversorgung für das Projektgebiet zu ermöglichen. Die Versorgung erfolgt in allen drei Varianten zentral über ein Wärmenetz. Das Wärmenetz muss aufgrund von unterschiedlichen Vorlauftemperaturen aufgeteilt werden. Eine Vorlauftemperatur von 50 °C wird für alle Gebäude bis auf das Schloss gewählt, um Niedertemperatur-Wärme den Gebäuden über Fußbodenheizung oder Heizkörper bereitzustellen. Da das Schloss unter Denkmalschutz steht und nicht weiter energetisch saniert wird, muss von einer höheren Vorlauftemperatur zur Wärmeversorgung ausgegangen werden. Mit 75°C im Vorlauf der Wärmeversorgung wird für das Schloss ein zusätzlicher Wärmeerzeuger benötigt.

Aufbauend auf die Technologien aus Kapitel 3.2, die ein hohes Potential aufweisen, werden die folgende Wärmeversorgungsvarianten zusammengestellt:

1. Eine Sole-Wasser-Wärmepumpe, die Wärme aus Erdsonden bezieht
2. Eine Sole-Wasser-Wärmepumpe, die Wärme aus Erdsonden bezieht, in Kombination mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe, die Wärme aus dem Abwasser bezieht

3. Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe, die die Außenluft als Wärmequelle nutzt, in Kombination mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe, die Wärme aus dem Abwasser bezieht

Zum Abfangen von Spitzenlasten und Puffern der zeitlichen Differenz zwischen Wärmeerzeugung und -last wird ein Wärmespeicher verbraucherseitig empfohlen. Das Schloss wird in allen Varianten über eine dem Wärmenetz nachgeschalteten Hochtemperatur-Wärmepumpe versorgt, die den Vorlauf des Wärmenetzes als Wärmequelle nutzt. In diesem Fall handelt es sich um eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe. Die Spitzenlasten werden über eine Power-to-Heat-Anlage (PtH) gedeckt. Dafür wird ein Heizstab im Pufferspeicher installiert.

Anhand der Jahresdauerlinie wird die Größe des Spitzenlasterzeugers ausgelegt. Mit einer benötigten Größe von 180 kW deckt die PtH-Anlage die Spitzenlast, die wenige Stunden im Jahr anfällt. Es wird jedoch empfohlen, eine PtH-Anlage mit 470 kW zu installieren, um als Reserveerzeuger zu dienen. Diese wird nur im Falle eines Ausfalls einer anderen Wärmequelle benötigt.

Die Varianten werden mithilfe des Simulationsprogramms EnergyPro simuliert und ausgelegt. Dabei können die Primärenergiebedarfe der einzelnen Wärmeversorger bestimmt werden, die später im Variantenvergleich ausgewertet werden.

Das allgemeine Prinzip des Wärmenetzes inklusive der Wärmeversorgung des Schlosses ist in Abbildung 31 im Anhang dargestellt. Im Schema ist ersichtlich, dass die Wärmepumpen Wärme in den Vorlauf des Netzes einspeisen. Es besteht die Möglichkeit, die Wärme in einem 10 m³ (allgemein) und einem 5 m³ (für das Schloss) Pufferspeicher zwischenzuspeichern. Die Verbraucher sind an einem Ring-Wärmenetz angeschlossen. Sie beziehen Wärme aus dem Vorlauf mit 50°C und der Rücklauf verläuft mit 30°C zurück zu den Wärmeerzeugern, sodass die Temperatur wieder erhöht wird. Das Schloss wird wie bereits erwähnt gesondert über eine 75 kW Wärmepumpe versorgt. Die Hersteller Oilon und Heim AG bieten für dieses Konzept passende Wärmepumpen an. Im Folgenden werden die Einzelheiten der drei Varianten der Wärmeversorgung weiter erörtert.

4.2.1 Variante 1 – Monoenergetische Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Geothermie

Die Sole-Wasser-Wärmepumpe entzieht dem Erdreich Umweltwärme. Auslegungspunkt ist die zuvor ermittelte maximale Entzugsleistung und damit einhergehende Wärmearbeit. Die Sole-Wasser-Wärmepumpe soll als Primärenergieerzeuger einen Anteil von mindestens 90 % des Bedarfs decken, dafür wird eine Wärmepumpe mit ca. 200 kW benötigt. Geeignete Hersteller für diese Art und Größe von Wärmepumpen sind u.a. Oilon und Heim AG. Die restlichen 10 % werden über den Spitzenlasterzeuger gedeckt. Der Spitzenlasterzeuger als PtH-Anlage ermöglicht eine vergleichsweise kleinere benötigte Leistung der Wärmepumpe, die kosten- und effizienztechnische Vorteile mit sich bringt. Des Weiteren wird damit ein häufiger Teillastbetrieb der Wärmepumpe verhindert.

4.2.2 Variante 2 – Bivalente Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Geothermie und Abwasserwärme

Die Variante 2 unterscheidet sich von Variante 1 durch den Einbezug der zusätzlichen Sole-Wasser-Wärmepumpe, die das Projektgebietsabwasser als Wärmequelle nutzt. Ziel des Einbezuges eines weiteren Wärmeerzeugers ist es, die benötigte Leistung der Erdsonden zu reduzieren. Weiterhin ist das Abwasser als Wärmequelle eine gute Möglichkeit anfallende Abwärme wieder zu verwerten. In diesem Fall eignet sich eine 190 kW Wärmepumpe für Geothermie und eine 24 kW Wärmepumpe für Abwasserwärme. Hier kommen auch Oilon und HeimAG als Hersteller in Frage.

4.2.3 Variante 3 – Bivalente Luft-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Umgebungsluft bzw. Abwasserwärme

Bei der dritten Variante wird anstelle einer Wärmepumpe mit Geothermie eine Luft-Wasser-Wärmepumpe verwendet, welche über ein Rückkühlwerk die Außenluft als Energiequelle nutzt. Das Rückkühlwerk wird in Außenaufstellung betrieben, wobei Maßnahmen zur Schallminimierung berücksichtigt werden müssen, um den Schallpegel so weit runterzubringen, dass dieser die Besucher:innen nicht stört. Die Größen der Wärmepumpen bleiben wie in Varianten 2, wobei hier eine 190 kW Luft-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz kommt. Carrier und Remko bieten förderfähige, effiziente Luft-Wärmepumpen an.

Die Leistungsgrößen der einzelnen Wärmeerzeuger sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zusammengefasst. Die unterschiedlichen Summen der benötigten Leistung der Wärmeerzeuger in den einzelnen Varianten, ergibt sich aus der Entzugszeiten der Abwasserwärmepumpe, welche nur bei Abwasserentstehung, siehe Abbildung 19, in Betrieb ist.

Tabelle 15: Vorauslegung der Wärmeerzeuger

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Luft-WP	-	-	190 kW
Geothermie-WP	200 kW	190 kW	-
Anzahl benötigter Erdsonden	72	66	-
Abwasser-WP	-	24 kW	24 kW
PtH	370 kW	370 kW	370 kW
Wärmespeicher kombiniert	15 m ³	15 m ³	15 m ³

4.2.4 Simulationsergebnisse

Die Simulation wurde mit den Bedarfslastgängen aus Kapitel 0 erstellt. Als Ergebnis erfolgt die Wärmeverteilung, die in Abbildung 24 veranschaulicht wird. Die Geothermie-Wärmepumpe in Varianten 1 und 2 bzw. die Luft-Wärmepumpe in Variante 3 erzeugen den meisten Anteil an der Wärmeversorgung mit

bis zu 72 % in Variante 1. Die Hochtemperatur-Wärmepumpe versorgt einzig das Schloss und ist somit nicht vom Erzeugermix beeinflusst. Der Wärmebedarf, der von der Hochtemperatur-Wärmepumpe gedeckt werden muss, beträgt 238 MWh. In Variante 2 und 3 übernimmt die Abwasser-Wärmepumpe einen Anteil von 6 % an der Wärmeversorgung. Die PtH-Anlage erbringt einen Anteil von ca. 4 % des Wärmebedarfs. Das Wärmesystem wurde parallel monoenergetisch betrieben, da die Wärmepumpe bis zu Temperaturen von -15 °C arbeitet und bis dato effektiver ist als das PtH Modul.

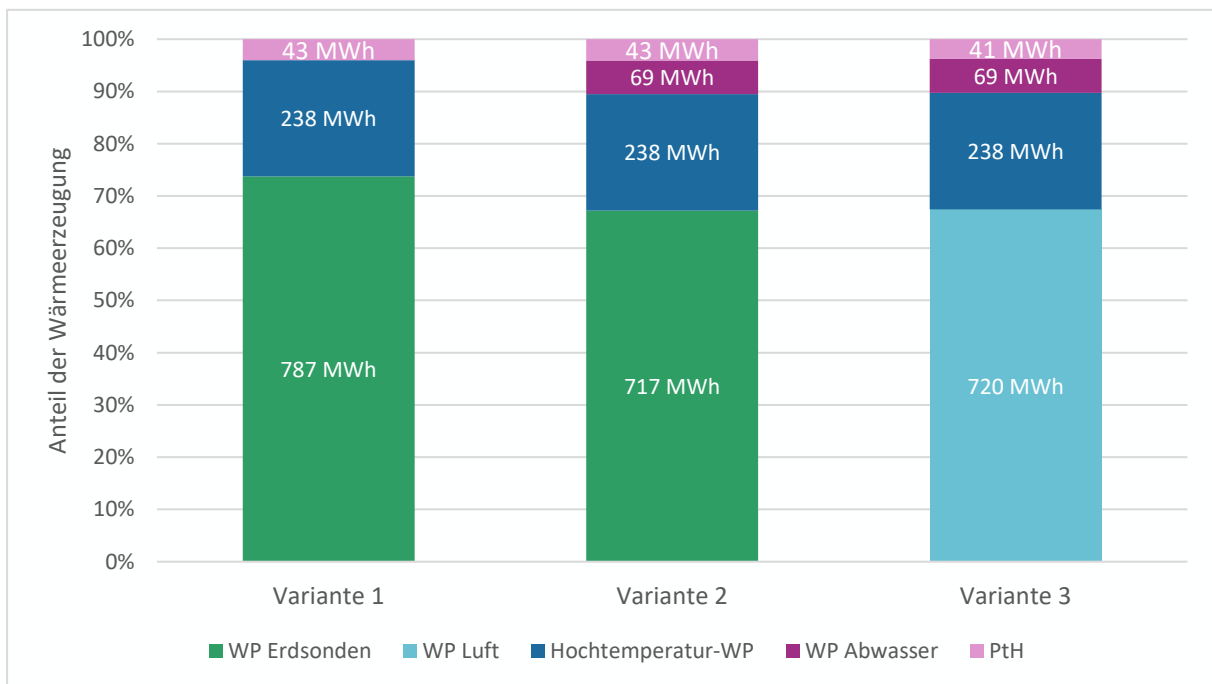


Abbildung 24: Anteile der Wärmeerzeuger je Variante am Wärmebedarf

In Abbildung 25 ist der zeitliche Verlauf der Erzeugerleistung sowie die Verteilung der anfallenden Last jede Stunde im Jahr zu sehen. Dieser ist exemplarisch für Variante 1 dargestellt. Die Erzeugerleistung der Wärmepumpen ist von der Quelltemperatur abhängig, d.h. dass die maximale Leistung jeder Wärmepumpe sich nach der Quelltemperatur und somit in etwa nach der Jahreszeit richtet und ändert. Die Wärmepumpen haben eine minimale Teillast von 50 %. Durch die Wärmespeicherung in den Pufferspeichern laufen die Erzeuger möglichst auf Volllast und werden ausgeschaltet, solange die Speicher die Wärmelast puffern können. Aufgrund des nicht-Vorhandenseins einer Wärmelast außerhalb der Heizperiode werden die Wärmeerzeugungsanlagen in den Sommermonaten nicht betrieben.

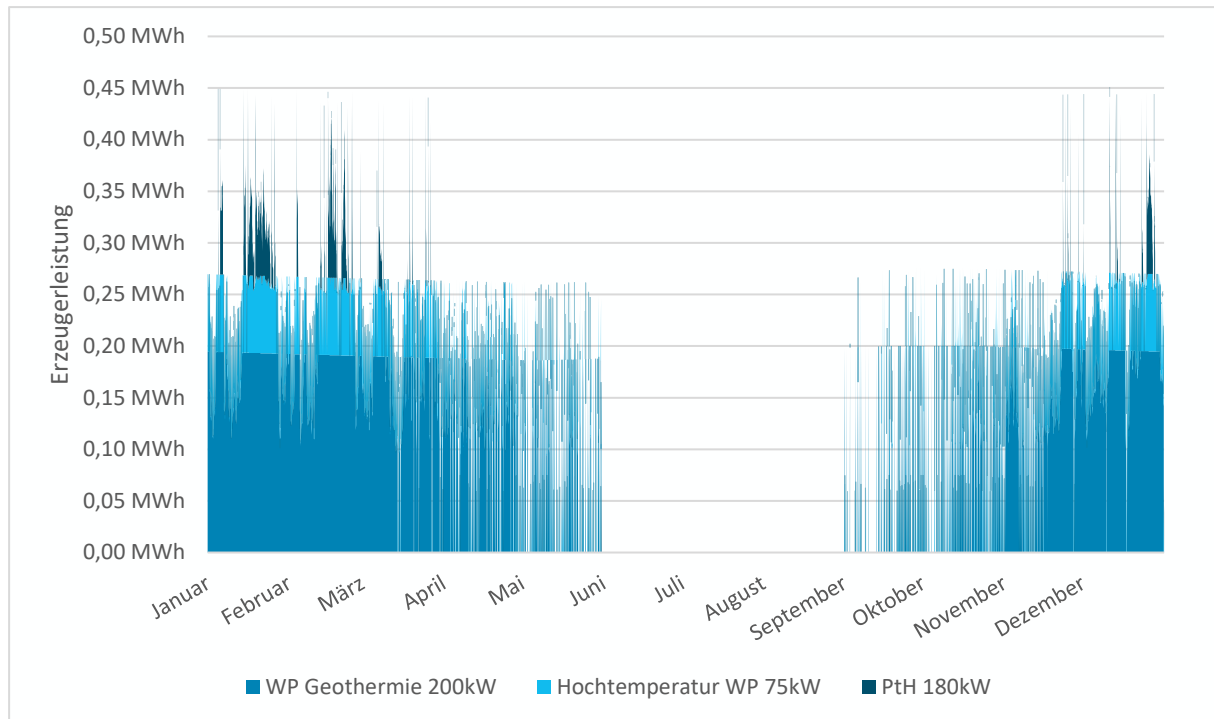


Abbildung 25: Zeitlicher Verlauf der Erzeugerleistung über die Dauer eines Jahres

Die energietechnischen Anlagen kommen in einem Teil der Technikzentrale, die laut aktueller Planung unterirdisch neben der Tiefgarage verortet ist, unter. Der Flächenbedarf für die Anlagen mit den oben genannten Größen beträgt ca. 70 m² mit einer Raumhöhe von 3,5 m. Die Lage der Technikzentrale ist gut geeignet für die Wärmeversorgung, da sie relativ zentral zwischen den Gebäuden liegt und somit Verteilverluste im Wärmenetz auf einem Minimum gehalten werden.

5. VARIANTENVERGLEICH

In diesem Kapitel erfolgt die Bewertung der Strom- und Wärmeversorgungsvarianten hinsichtlich ihrer ökologischen sowie ökonomischen Nachhaltigkeit. Die Berechnungsmethoden und die Ergebnisse werden angegeben und die Varianten auf dieser Art quantitativ miteinander verglichen.

5.1 Stromversorgung

5.1.1 Ökologische Auswertung

Durch die Installation einer PV-Anlage reduzieren sich die CO₂-Emissionen im Vergleich zu einer Varianten, bei der der Strombedarf über den deutschen Strommix gedeckt wird. Für die Betrachtung wird nach dem Umweltbundesamt ein CO₂-Emissionsfaktor von 366 g/kWh von 2020 für die Betrachtung angesetzt (UBA, 2022).

Tabelle 16: Einsparung von CO₂-Emissionen durch die PV-Anlage nach Varianten

Größe	Einheit	Ohne PV	1	2	3	4	5
Nennleistung	kWp	0	407	407	407	407	407
PV-Gesamtertrag	kWh/a	0	341.653	341.653	635.207	984.554	1.265.866
Netzbezug	kWh/a	1.265.866	991.963	952.677	836.694	766.846	732.139
Einsparungen aus PV-Ertrag gesamt	t-CO ₂ /a	0	125	125	232	360	463
CO ₂ -Emissionen Strom am Standort	t-CO ₂ /a	463	363	349	306	281	268

Durch die CO₂-neutrale Stromerzeugung der PV-Anlage (Herstellung, Recycling etc. nicht berücksichtigt) können durch die gesamte PV-Erzeugung je nach Variante 125-463 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden. In Variante 5 (Erzeugung=Bedarf) würden die CO₂-Emissionen am Standort durch den PV-Ertrag theoretisch kompensiert werden. Da jedoch nicht der gesamte PV-Ertrag im Eigenverbrauch genutzt werden kann, ergeben sich Emissionen für den Betrieb des Standorts, die aus einem Strombezug aus dem Stromnetz und unter Berücksichtigung des angegebenen Emissionsfaktors resultieren. Durch die PV-Anlage und den Batteriespeicher können die Emissionen am Standort in Abhängigkeit der Variante um 22-42 % reduziert werden. Eine detaillierte Betrachtung unter Berücksichtigung des Gesamtsystems erfolgt unter 5.1.1.

5.1.2 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden wird auf die Wirtschaftlichkeit der PV-eingegangen. Tabelle 17 zeigt die angenommenen Kosten der verschiedenen PV-Varianten. Die ausgewiesenen Kosten berücksichtigen die Module, Wechselrichter sowie BOS-Kosten („balance of system“, z.B. für Unterkonstruktionen). Die Kosten der Indachsysteme wurden nach den ausgewiesenen Kosten der SolarTerra-Module (Original G-SR-C) angenommen und mit Wechselrichter- und BOS-Kosten beaufschlagt. Das AERspire-System wurde nach dem SolarTerra-System abgeschätzt, da keine Angaben des Herstellers vorliegen. Das AERspire-System wird aufgrund der größeren Module als günstiger eingeschätzt. Die Kosten der Freiflächenanlagen, sowie des Stromspeichers resultieren aus Erfahrungswerten der AIB.

Tabelle 17: Kostenschätzung Photovoltaik und Stromspeicher nach Varianten

Größe	Einheit	1	2	3	4	5
Nennleistung PV-Gebäudeanlage	kWp	407	407	407	407	407
Nennleistung PV-Freiflächenanlage	kWp	-	-	342	749	1.077
Spez. Investitionskosten PV-Gebäudeanlage	€/kWp	2.336	2.336	2.336	2.336	2.336
Spez. Investitionskosten PV-Freiflächenanlage	€/kWp	-	-	850	770	700
Speicherkapazität	kWh	-	350	350	350	350
Spez. Investitionskosten Speicher	€/kWh	-	750	750	750	750
Investitionskosten (netto)	€	951.300	1.213.000	1.504.000	1.790.000	1.967.000

In Tabelle 17 ist zu erkennen, dass die Gebäudeanlagen deutlich höhere spezifische Investitionskosten als die Freiflächenanlagen aufweisen. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Vergleich zu einer Aufdachinstallation die Dacheindeckung entfällt und dadurch Kosten an anderer Stelle eingespart werden können. Dieser Aspekt wurde in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt. Tabelle 18 gibt eine Übersicht der Ergebnisse unter Berücksichtigung der Annahmen nach Tabelle 19.

Tabelle 18: Ergebnisse der Amortisationszeit nach Varianten

Größe	Einheit	1	2	3	4	5
Nennleistung	kWp	407	407	407	407	407
Ertrag in kWh/a	kWh/a	341.653	341.653	635.207	984.554	1.265.866
Eigenverbrauchsanteil	%	80,2	91,7	67,6	50,7	42,2
Stromgestehungskosten	ct/kWh	20,96	26,61	17,78	13,70	11,74
Amortisationsdauer (Fremdfinanzierung)	a	19	19	17	16	16

Tabelle 19: Annahmen zur Amortisationszeitberechnung

Größe	Einheit	1	2	3	4	5
Mittlere Einspeisevergütung EEG / EEX (ab 01.04.2022)	ct/kWh	5,5	5,5	5,21	5,09	4,77
Leistungspreis SH Netz AG	€/kW*a	31,12	142,08	142,08	142,08	31,12
Strompreis Netzbezug	ct/kWh			21,17		
Kosten Redispatch 2.0	€/a			150		
Direktvermarktungsentgelt	-			0,25 ct/kWh + 750 €/a		
Betriebskosten	-			1 % der Investitionskosten		
Zinssatz Fremdfinanzierung	%			2,5		
Laufzeit	a			20		

Die mittlere Einspeisevergütung nach Tabelle 19 ist für die Varianten 3-5 relevant, da sich die Einspeisevergütung aus unterschiedlichen Anlagen nach dem EEG zusammensetzt. Für Gebäude- und Freiflächenanlagen gelten nach EEG verschiedene Vergütungssätze, die zudem in Abhängigkeit der Höhe der Anlagenleistung variieren. Variante 5 überschreitet die Ausschreibungsgrenze, sodass für die Anlage bei Eigenverbrauchsnutzung keine Vergütung nach EEG, sondern lediglich Erlöse aus der Direktvermarktung resultieren, die anderen Varianten können unter Berücksichtigung der Anlagenzusammenfassung nach EEG vergütet werden (vgl. 4.1). Da alle Anlagenvarianten eine Nennleistung von 100 kWp überschreiten, müssen Überschüsse über einen Direktvermarkter veräußert werden, sodass sich eine zusätzliche Kostenposition ergibt. Der Redispatch 2.0 berücksichtigt eine Fernsteuerbarkeit für Anlagen > 100 kWp.

Insgesamt ergeben sich die geringere Amortisationszeiten mit steigender Nennleistung der Freiflächenanlage, da diese geringeren spezifischen Investitionskosten aufweisen und weitere Erlöse bzw.

Einsparungen aus einem geringeren Netzbezug resultieren. Der Speicher wird neben der Eigenverbrauchserhöhung zum Peak-Shaving eingesetzt, sodass Leistungsentgelte reduziert werden. Vergleicht man Variante 1 und 2, so resultiert trotz höherer Investitionskosten durch den Stromspeicher dieselbe Amortisationszeit.

Im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) der BAFA werden PV-Anlagen bei Einzelmaßnahmen zur Sanierung (BEG EM) allgemein als nicht förderfähig eingestuft. Durch die Verwendung der Indachanlagen ergibt sich allerdings eine Fördermöglichkeit für die PV-Indachmodule bzw. PV-Ziegel als Maßnahme an der Gebäudehülle. Die stromerzeugenden Bauteile sind förderfähig, wenn sie nicht durch das EEG gefördert werden (Einspeisevergütung bzw. Markprämie) und sofern sie zum Zwecke der Wiederherstellung der Funktionalität des Gebäudes eingebaut werden (z.B. Solardachziegel zur Wiederherstellung des Daches im Rahmen einer energetischen Dachdämmung). Förderfähig sind dabei nur die Baukosten für das Außenbauteil, weitere Systemkomponenten (Stromverteilungssystem etc.) werden nicht gefördert und müssen abgezogen werden. Der Fördersatz beträgt für Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle für Wohn- und Nichtwohngebäude 20 % der förderfähigen Ausgaben.

Bei Effizienzhäusern bzw. -gebäuden (BEG WG/NWG) können PV-Anlagen und Stromspeicher für die Eigenstromversorgung über die KfW mitgefördert werden, wenn die Anlagen keine Vergütung nach dem EEG erhalten. Die förderfähigen Kosten ergeben sich anteilig aus dem Verhältnis PV-Ertrag zu gebäudebezogenen Jahresstrombedarf (Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und bei NWG Beleuchtung). Es wird nur derjenige Anteil der stromerzeugenden Anlage sowie ggf. des Stromspeichers mitgefördert, der dem Anteil des in der Gebäudebilanzierung ermittelten Jahres-Strombedarfs entspricht, maximal sind 100% der Investitionskosten förderfähig. Es muss ein Nachweis des Verzichts auf eine EEG-Förderung erfolgen (BAFA, KfW, 2022).

5.2 Wärmeversorgung

Die drei Varianten der Wärmeversorgung werden im Folgenden aus ökologischer und ökonomischer Sicht miteinander verglichen. Aufgrund der Sektorenkopplung bzw. der Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung werden im folgenden Vergleich Untervarianten gebildet, um die unterschiedlichen Varianten der Stromversorgung beim Vergleich der Wärmeversorgungsvarianten mitzuberechnen. Es werden drei Möglichkeiten des Strombezugs für die Bewertung der Wärmeversorgungsvarianten betrachtet:

- Netzbezug: Der Strom wird wie Strom aus dem öffentlichen Netz bewertet.
- PV + Wind: Eine Photovoltaik-Dachanlage mit Batteriespeichern nach Variante 2 der Stromversorgungsvariante und dem Bezug von Windstrom im Rahmen eines PPA werden zu Grunde gelegt. Eine Eigenverbrauchsquote von PV-Strom für den Wärmepumpenbetrieb von 45 %, wird angenommen.
- PV + FFA: Dies spiegelt Variante 5 der Stromversorgungsvarianten wider; eine Photovoltaik-Dachanlage mit Batteriespeicher und eine Freiflächenanlage. Zusammen decken sie den Bedarf an Betriebsstrom für die Wärmeerzeugung zu 100 %.

5.2.1 Ökologische Auswertung

In diesem Abschnitt wird die ökologische Einordnung der Varianten vorgenommen. Es werden die Anteile erneuerbarer Wärme, die CO₂-Emissionen bzw. Emissionseinsparungen, sowie die aktuellen Primärenergiefaktoren für das Wärmenetz ermittelt.

Anteile Erneuerbarer Wärme

Ein wichtiges ökologisches Bewertungskriterium zum Erreichen eines weitestgehend klimaneutralen Gebäudebestands sind die Anteile erneuerbarer Energien an der gesamten Wärmeerzeugung. Das Ziel in diesem Projekt ist eine CO₂-freie Energieerzeugung zu erreichen. In allen Varianten beträgt der Anteil der Wärmepumpen an der Wärmeerzeugung ca. 96 %. Da der restliche Anteil über PtH erzeugt wird und in den weiteren Projektphasen darauf gezielt wird, den Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen herzustellen bzw. zu beziehen, ist es zu erwarten, dass 100 % der Wärme aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt wird.

Absolute und spezifische CO₂-Emissionen

Die Bewertung der Varianten anhand ihrer CO₂-Emissionen gibt Auskunft über ihre die Treibhausgasemissionspotenzial und die damit verbundenen Umweltauswirkungen.

Bei der Berechnung der CO₂-Emissionen wurden ausschließlich Emissionen, die durch den Betrieb der Anlagen und den Betrieb des Wärmenetzes entstehen mit eingerechnet. CO₂-Emissionen, die durch Herstellung und Rückbau der Anlagen entstünden, wurden

nicht betrachtet. Der Berechnung zu Grunde liegen die aktuellen CO₂-Emissionsfaktoren nach Tabelle 20 (UBA, 2022).

Tabelle 20: CO₂-Emissionsfaktoren der Energiequellen

Energiequelle	CO ₂ -Emissionsfaktor
Strom bei Netzbezug	366 g/kWh
Strom bei Windstrom	366 g/kWh
Photovoltaik-Strom	0 g/kWh
Umweltwärme wie Geothermie, Abwasserwärme und Umgebungsluft	0 g/kWh

In Abbildung 26 sind die Ergebnisse der CO₂-Bilanz je Versorgungsvariante aufgeführt. Für das Szenario Netzbezug ist noch anzumerken, dass sie die Emissionen mit steigendem Anteil erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung verbessern werden. Bilanziell kann bei den Untervarianten mit Strombezug aus PV + Wind angenommen werden, dass erneuerbarer Strom der Wärmeversorgung angerechnet wird. In diesem Fall ergeben sich keine CO₂-Emissionen (0 g/kWh). Da der Windstrom jedoch nicht in unmittelbarer Nähe des Projektgebiets erzeugt wird, darf dieser nach Gebäudeenergiegesetz (GEG) dem Wärmenetz nicht zugerechnet werden. Bei Nutzung von 100 % PV-Strom aus der Dach- und Freiflächenanlage wird dieser dem Wärmenetz auch angerechnet. Es ergeben sich in diesem Fall bilanziell sowie nach GEG keine CO₂-Emissionen.

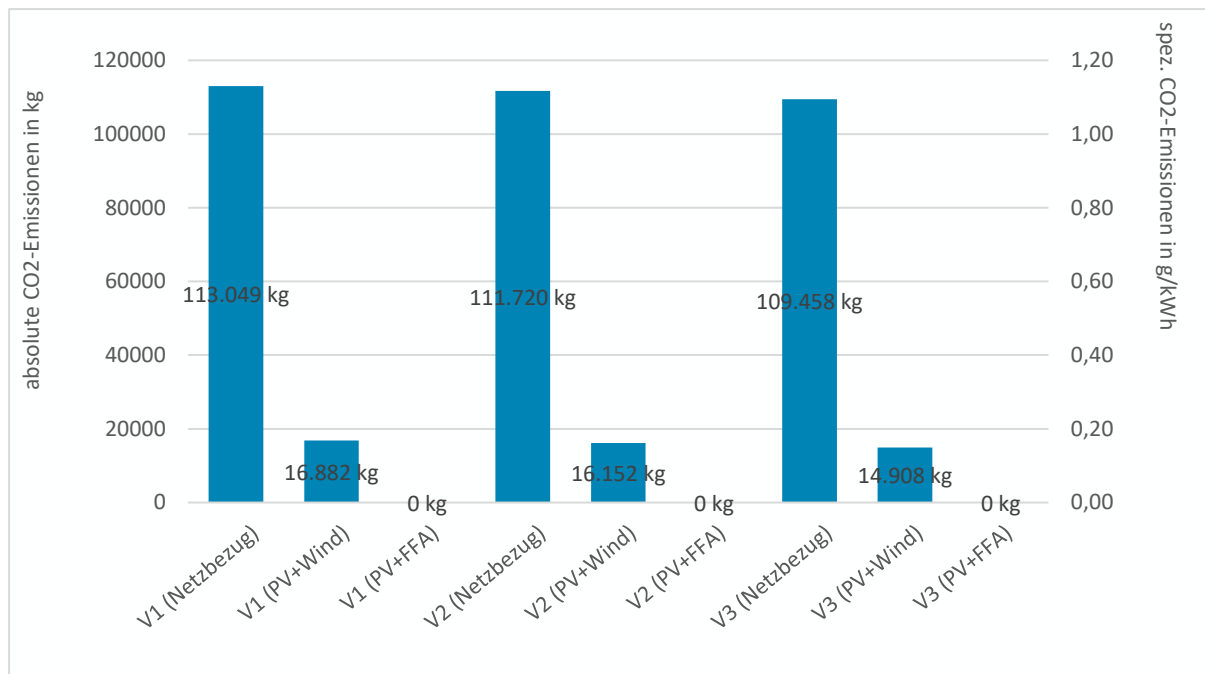


Abbildung 26: Absolute und spezifische CO₂-Emissionen nach Variante

Aktuelle Primärenergiefaktoren

Der Primärenergiefaktor gibt Aufschluss über die primärenergetischen Verbräuche und bezieht die vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der eingesetzten Energieträger mit ein. Für Wärmenetze können eigene Primärenergiefaktoren ermittelt werden. Nach dem Gebäudeenergiegesetz und dem Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V (AGFW) wird der PEF für das Wärmenetz jeder Variante berechnet. Dabei wird jeder Energiequelle einen Primärenergiefaktor zugewiesen (Gebäudeenergiegesetz, 2020). Die hier relevanten PEF der Energiequellen sind in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Primärenergiefaktoren der Energiequellen

Energiequelle	Primärenergiefaktor
Strom bei Netzbezug	1,8
Strom aus Windkraftanlagen (nicht gebäudenah)	1,8
Photovoltaik-Strom (gebäudenah)	0
Umweltwärme wie Geothermie, Abwasserwärme und Umgebungsluft	0



Die Ergebnisse sind in Abbildung 27 dargestellt. Aus der Abbildung ist deutlich, dass die Menge des anrechenbaren erneuerbaren Stroms direkt zu einer Absenkung des Primärenergiefaktors des Wärmenetzes in jeder Variante führt.

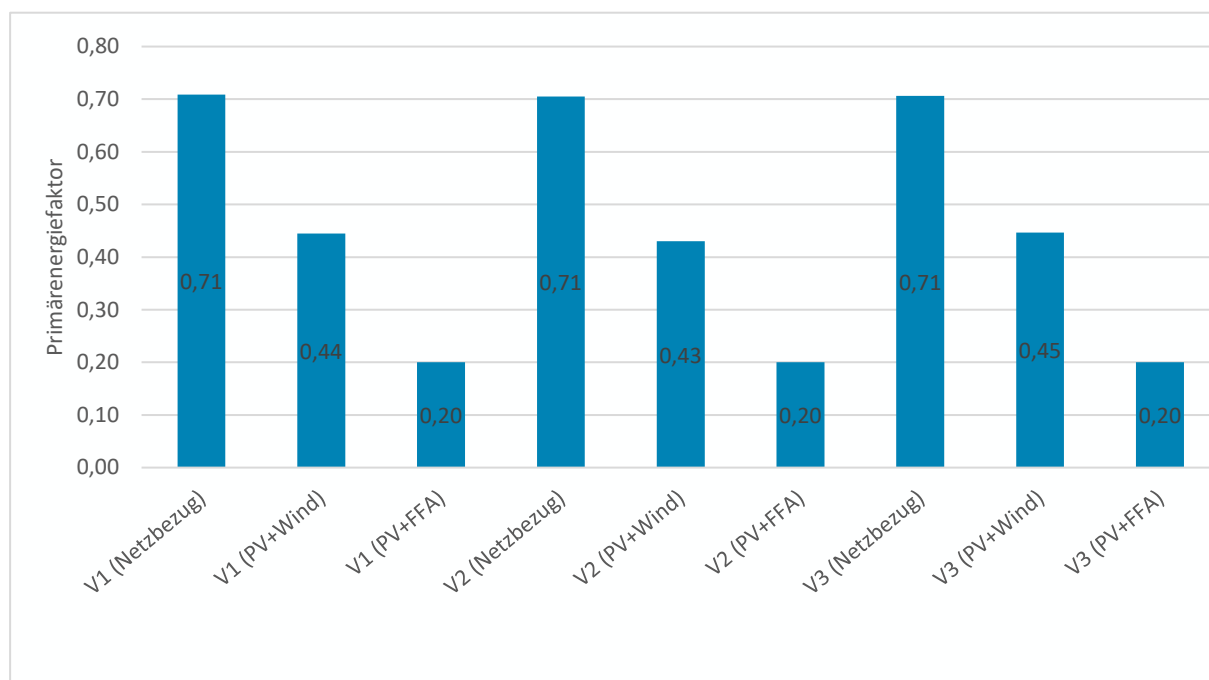


Abbildung 27: Primärenergiefaktor der Wärmenetze der Varianten

5.2.2 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgungsvarianten ist Bestandteil dieses Abschnitts. Dafür werden die Investitionskosten ermittelt, die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung von Betriebs- und verbrauchsabhängigen Kosten über die Lebensdauer der Anlagen berechnet sowie Fördermöglichkeiten untersucht.

Die Investitionskosten beruhen auf marktüblichen Kosten sowie Richtpreisanfragen von Anlagenherstellern. Bepreist werden je nach Szenario die Erdsonden (Varianten 1 und 2), der Abwasser-Wärmetauscher (Varianten 1 und 2) bzw. das Rückkühlwerk (Variante 3), sowie die Wärmepumpen. Hinzu kommen Kosten des Wärmespeichers sowie der sonstigen Anlagentechnik, wie: EMSR, Druckhaltungsanlagen, Netzpumpen, Verrohrung, Netzwasseranschluss, Raumlufttechnik der Energiezentrale, elektrische Anlagen, IT und Sicherheitstechnik. Für das Wärmenetz fallen zudem Kosten für die Trassen inklusive Tiefbau und Leitungen sowie Wärmeübertrager an den Hausübergabestationen der einzelnen Gebäude an. Die Investitionskosten schließen Kosten der Anlagen und Materialien inklusive deren Liefer- und Montagekosten sowie Kosten für Gutachten, Probemessungen u.ä. mit ein. Bei der Planung

der umzusetzenden Variante sind die Kosten durch verbindliche Angebotsanfragen von Herstellern bzw. Dienstleistern zu bestätigen bzw. aktualisieren. Abbildung 28 zeigt die Investitionskosten pro Variante, aufgeschlüsselt nach Komponente.

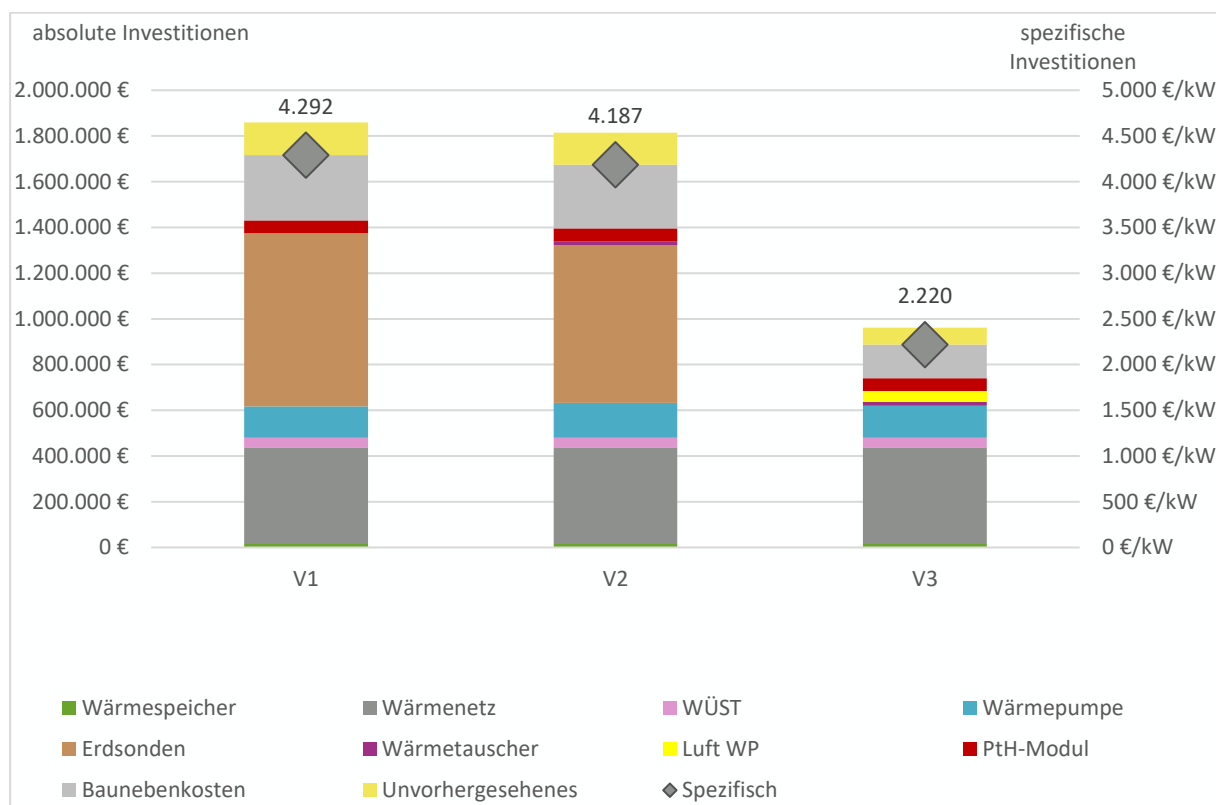


Abbildung 28: Aufgeschlüsselte Investitionskosten nach Komponente

Aus der Abbildung ist erkennbar, dass Variante 1 die höchsten Investitionskosten aufweist. Durch die Investition in einer zusätzlichen Technologie (Abwasserwärme) werden Erdsonden und die damit verbundenen Investitionskosten eingespart. Die Einsparung überwiegt die zusätzlichen Investitionskosten in der Technik für die Abwasserwärme, sodass Variante 2 insgesamt mit etwas geringeren Investitionskosten verbunden ist. Variante 3 weist die mit Abstand geringsten Investitionskosten auf, die bei nur etwa der Hälfte gegenüber den beiden anderen Varianten liegen. Jedoch ist hier zu vermerken, dass Luft-Wärmepumpen mit Schallemissionen verbunden sind, sodass hierfür Schallschutzmaßnahmen aufgewendet werden müssen und damit die Investitionskosten dieser Variante erhöhen werden. Ein geräuscharmer Betrieb der Anlagen der Variante 3 kann an dieser Stelle nicht garantiert werden.

Das Programm Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA) fördert neben Einzelmaßnahmen, die einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, auch sogenannte Gebäudenetze. Voraussetzung zur Förderung eines Gebäudenetzes ist ein Anteil von

mindestens 25 % erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung. Hinzu müssen mit mindestens 50 % der erzeugten Wärme genutzt werden, um neu gebaute oder sanierte Effizienzhäuser bzw. Effizienzgebäude zu versorgen. Die hier untersuchten Varianten erfüllen alle die Kriterien des Abschnitts 5.3.i - Gebäudenetz und Anschluss an ein Gebäudenetz oder Wärmenetz. Daraus folgt, dass die Wärmeverteilung, Wärmeerzeugung nach Nummer 5.3 c bis h, gegebenenfalls Wärmespeicherung, Steuer-, Mess-, und Regelungstechnik und Wärmeübergabestationen gefördert werden. Die Höhe der Förderung beträgt 35 % der gesamten Investitionskosten. Wenige Luft-Wärmepumpen dürfen gefördert werden, da nur sehr effiziente Luft-Wärmepumpen in diesem Förderprogramm berücksichtigt werden ((BAFA), 2022). Abbildung 29 zeigt die Investitionskosten je Variante, sowohl mit als auch ohne Förderung. Zusätzlich dazu ist die Förderquote als Anteil der Gesamtinvestitionskosten angegeben. Diese fällt niedriger aus als 35 %, da nicht alle Komponenten des Wärmenetzes gefördert werden. Auch mit Fördermitteln bleibt Variante 3 in der Investition die günstigste Variante.

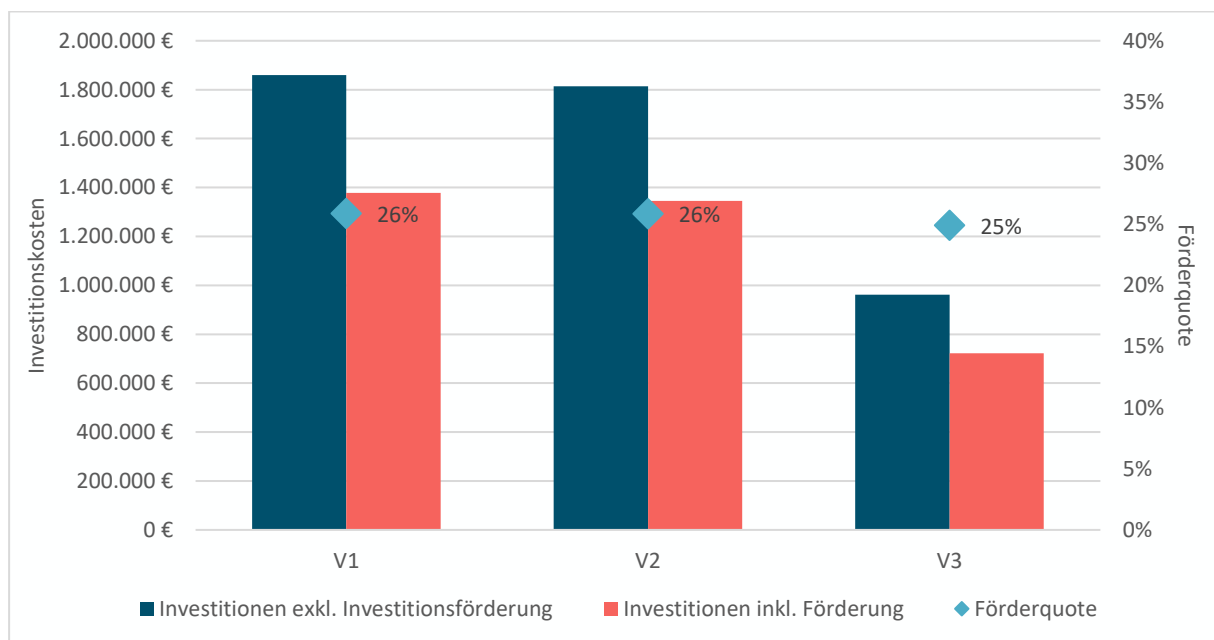


Abbildung 29: Investitionskosten je Variante mit und ohne Förderung, sowie die Förderquote als Anteil der Gesamtinvestitionskosten

Die Ermittlung von Wärmegestehungskosten bedarf der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit des Wärmeversorgungskonzepts über seine Lebensdauer. Dafür wird die Annuitätenmethode der Wirtschaftlichkeitsrechnung herangezogen. Die Annuität drückt die Gesamtkosten bezogen auf den Investitions- und Betriebszeitraum in gleich hohen jährlichen Beträgen aus. Hier unterteilen sich die Kosten in den Kostengruppen kapitalgebundene Kosten, Betriebskosten und verbrauchsgebundene Kosten auf. Mit Hilfe eines Aufzinsungsfaktors wird die zukünftige Entwicklung der anfallenden Kosten berücksichtigt. Betriebsgebundene Kosten für Wartung und Instandhaltung in Abhängigkeit der

Investitionskosten und Lebensdauern der einzelnen Komponenten werden der VDI 2067 entnommen. Unter die bedarfsgebundenen Kosten fallen bspw. Wärmepumpenstrom mit seinem eigenen Tarif sowie der Hilfsstrom, der für den Netzbetrieb notwendig ist. Es wird ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren festgelegt. In Tabelle 22 werden die zu Grunde gelegten Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung zusammengefasst.

Tabelle 22: Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Preiskomponente	Stromquelle		
	Netzbezug	PV + Wind	PV + FFA
Zinssatz		2,5 %	
Strompreis für Wärmenetzbetrieb		22 ct/kWh	
Strompreis Wärmepumpentarif		19 ct/kWh	
Strompreis Photovoltaik	-	26,61 ct/kWh	11,74 ct/kWh

Mit Hilfe dieser Annahmen lassen sich die jährlichen Kosten berechnen. Sie unterscheiden sich je Variante, aber auch nachdem wie der Strom für die Wärmepumpen zur Verfügung gestellt wird. In Abbildung 30 sind die Kostenanteile je Variante und Untervariante dargestellt. Sie sind in kapitalgebundenen, betriebs- und verbrauchsabhängigen Kosten aufgeteilt. Zudem sind die durch die Nutzung PV-Stroms vermiedene Kosten abgebildet. Je mehr PV-Strom für die Wärmeerzeugung verbraucht wird, desto weniger fallen die verbrauchsabhängigen Kosten an, da der vor-Ort produzierte Strom durch die PV-Anlagen zu vermiedenen Stromkosten führt. Insgesamt fallen für Variante 1 die höchsten Kosten aufgrund der Instandhaltungskosten der Erdsonden an. Variante 2 hat vergleichbare jedoch minimale geringere jährliche Kosten. Variante 3 ist deutlich wirtschaftlicher, da die kapitalgebundenen Kosten geringer sind als in den anderen Varianten.

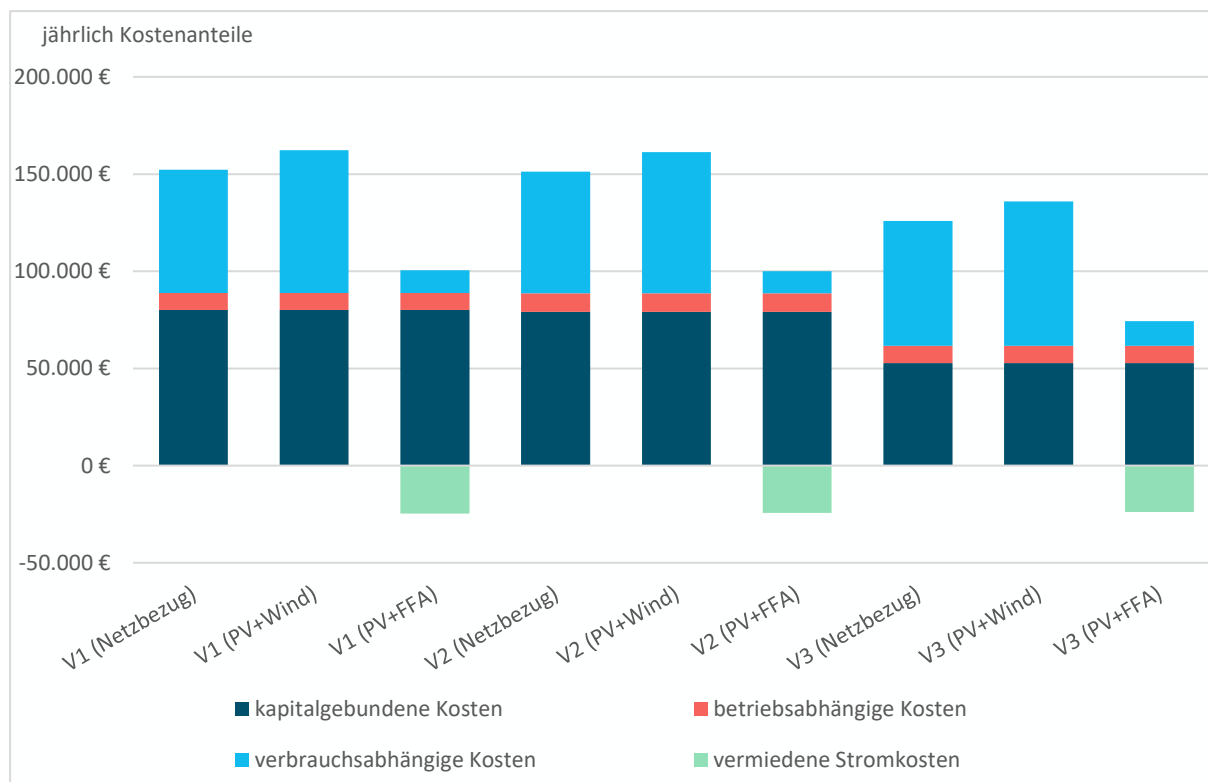


Abbildung 30: Aufteilung der jährlichen Kosten auf die Kostenkomponente je Variante

Bei Bezug der Wärmekosten auf den Wärmebedarf bzw. auf die jährlich zu erzeugende Wärmemenge ergeben sich die Wärmegestehungskosten in Ct/kWh. Aufgrund der Abhängigkeit der Wärmeversorgung vom Strom, ist die Art der Stromversorgung für die Wärmegestehungskosten entscheidend. Tabelle 23 gibt die Wärmegestehungskosten aller Varianten inklusive Untervarianten an. Mit PV-Strom aus Dachanlagen inklusive eines Batteriespeichers erhöhen sich die Wärmegestehungskosten, da die Stromgestehungskosten in dieser Variante der Stromerzeugung höher sind als der erwartete Wärmepumpen-Stromtarif der Stromversorger. Bei PV-Strombezug aus einer Dach- sowie Freiflächenanlage sind die Wärmegestehungskosten in allen Varianten am geringsten, da die Stromgestehungskosten dieser Variante am geringsten sind.

Tabelle 23: Wärmegestehungskosten der 3 Varianten nach Art der Stromversorgung

Stromversorgung	V1	V2	V3
Netzbezug	16,7 Ct/kWh	16,7 Ct/kWh	14,0 Ct/kWh
PV + Wind	17,9 Ct/kWh	17,9 Ct/kWh	15,1 Ct/kWh
PV + FFA	13,6 Ct/kWh	13,5 Ct/kWh	10,9 Ct/kWh

6. MONITORIG, MANAGEMENT UND STEUERUNG

6.1 Grundlegender Aufbau

Hocheffiziente Gebäude und Liegenschaften erfordern ein hohes Maß an Steuerungs- und Regelungstechnik. Dies führt zu einer Digitalisierung der verschiedenen Anlagen und somit auch zur Kommunikation dieser Anlagen untereinander. Aus diesem Grund werden diese Anlagen im Zuge der Planung der Gebäudeautomation miteinander netzwerktechnisch gekoppelt. Typischerweise wird dafür ein sternförmiges Ethernet-Netzwerk zwischen Anlagenschwerpunkten (ASP) errichtet. Im Zentrum des Netzwerks erfasst eine Managementebene essenzielle Angaben zu Energieflüssen von Zählern sowie Betriebs- und Störmeldungen der Anlagen. Der Standort einer solchen Managementebene ist nicht festgelegt und kann sowohl als Cloudservice als auch als lokaler Server ausgeführt werden.

Die Nutzung von standardisierten, nicht proprietären Kommunikationssystemen ermöglicht dabei eine Interoperabilität zwischen verschiedenen Steuerungsherstellern und Softwareanbietern.

6.2 Schnittstelle zwischen Betreiber und TGA

Die zentralisierte Managementebene kann es Betreibern ermöglichen, die TGA an die individuellen Bedürfnisse anzupassen. Beispiele hierfür sind:

- Belegung von Mietungen mithilfe von Kalendern (Absenkbetrieb der nicht genutzten Mietungen)
- Erfassung von Verbräuchen, Erzeugungen und Energieflüssen von Anlagen und Gebäuden
- Frühzeitige Erkennung von technischen Störungen

6.3 Schnittstelle zwischen Mieter und TGA

Zur weiteren Optimierung der Energieeffizienz sowie der Erhöhung der Behaglichkeit kann es Mietern ermöglicht werden, mithilfe einer (Web-)App die Anwesenheitszeiträume sowie die gewünschten Temperaturen zu den jeweiligen Zeiten vorzugeben. Dabei ist jedoch ein App-Entwickler sowie eine passende Schnittstelle zu definieren.

7. EMPFEHLUNG ZUM WEITEREN VORGEHEN

Im Energiekonzept Gut Rantzau sind auf Basis der Bedarfsermittlung und Potentialanalyse mehrere Varianten der Strom- und Wärmeversorgung entwickelt worden, die alle technisch möglich, bilanziell CO₂-frei und wirtschaftlich sind.

Die ökologisch nachhaltigste Variante der Stromversorgung ist Variante 5 (Photovoltaik als Dachanlage mit einem Batteriespeicher und als Freiflächenanlage). Diese Variante erzeugt im Sommer mehr Strom als im Projektgebiet verbraucht werden kann und speist diesen ins Stromnetz ein, wo der Strom anderen Verbraucher bereitgestellt werden kann. Dieser Strom kann der nahliegenden Gemeinde in Rantzau und darüber hinaus über ein PPA verkauft werden. Somit leistet das ganzheitlich, nachhaltige und zukunftsweisende Projekt Gut Rantzau einen Beitrag zur Gemeinde auf sozialer Ebene und zum Klimaschutz auf ökologischer Ebene. Sollte sich dieser Prozess verwaltungstechnisch als schwierig beweisen, kann Variante 2 der Stromversorgung (PV-Dachanlage mit einem Batteriespeicher), in Kombination mit Windstrom implementiert werden. Der Windstrom kann wiederum über ein PPA mit einem Windparkbetreiber oder das Einkaufen von Herkunftsnachweisen vom lokalen Stromversorger gesichert werden.

Die Kombination von Photovoltaikstrom und Wärmepumpen zur nachhaltigen Wärmeversorgung hat sich generell aus ökologischer sowie ökonomischer Sicht bewährt. Sofern der Strom aus erneuerbaren Quellen stammt, kann die Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und einer PtH-Anlage CO₂-frei hergestellt werden. Variante 2 umfasst zwar eine Technologie mehr als Variante 1, bringt jedoch wirtschaftliche und technische Vorteile mit sich. Die wirtschaftlichen Vorteile der Verwendung einer Abwasser-Wärmepumpe erfolgen aufgrund der Einsparung von Erdsonden, die in der Erstinvestition kostenintensiv sind. Aus technischer Sicht ist die Abwasser-Wärmepumpe effizienter bzw. weist eine höhere JAZ auf, da sie vergleichsweise weniger Strom für die Wärmeerzeugung aufgrund der relativ hohen Quellentemperatur benötigt. Der Ersatz der geothermischen Wärmepumpe mit Luft-Wärmepumpen in Variante 3 ist eine Alternative, sollten Bohrungen für Erdsonden nicht möglich sein. Die Luft-Wärmepumpen weisen auch eine hohe JAZ auf, da hier bestimmte, sehr effiziente, förderfähige Luft-Wärmepumpen ausgewählt worden sind. Variante 3 ist am wirtschaftlichsten, jedoch muss die Schallausbreitung im weiteren Projektverlauf tiefer untersucht und Schallschutzmaßnahmen geplant und bepreist werden. Die Weiterverfolgung von Variante 2 der Wärmeversorgung ist an dieser Stelle empfehlenswert.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Aufnahme des Transformators am Eingang in Gut Rantzau	7
Abbildung 2: Aufnahme eines Pufferspeichers, Gas- sowie Ölkessels im Keller des Schlosses.....	8
Abbildung 3: Aufnahme der Pufferspeicher, des Trinkwasserspeichers und Heizkreisverteiler im Keller des Schlosses.....	8
Abbildung 4: Stromlastgang für Gebäude, Warmwasserbereitung, Wärmeversorgung und Elektromobilität	12
Abbildung 5: Geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Jahreslastgangs	13
Abbildung 6: Wärmelastgang aller Gebäude, kumuliert	14
Abbildung 7: Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmelastgangs.....	14
Abbildung 8: Lageplan der Liegenschaft mit gekennzeichneten PV-Flächen (Urbansky Architekten, angepasst durch AIB).....	16
Abbildung 9: Referenzprojekt mit dem Modul AER PVP36 (AERspire, 2018).....	18
Abbildung 10: Referenz SolarTerra und Standardausführungen (Activ' Glass Issol Ltd., 2022).....	19
Abbildung 11: Panel classic H 1.2 style (links) und Vision 60M construct (rechts) der Solarwatt GmbH ...	20
Abbildung 12: Ansicht des erstellten 3D-Modells in PV*SOL	21
Abbildung 13: Monatliche Verteilung des PV-Jahresertrages	23
Abbildung 14: Gegenüberstellung PV-Erzeugung und Bedarf (absolut)	24
Abbildung 15: Geothermie-Potentialflächen.....	27
Abbildung 16: Geothermie-Potential – Erdsonden bei einer Bohrtiefe von 150 Metern	28
Abbildung 17: Geothermie-Potential – Erdkollektoren.....	29
Abbildung 18: COP der Luft-Wasser Wärmepumpe in Abhängigkeit der Außentemperatur (Wurm, o.D.) .	30
Abbildung 19: Entzugsleistung des Abwassers.....	31
Abbildung 20: Gegenüberstellung Bedarfe und Potentiale.....	33
Abbildung 21: Speicherdimensionierung nach technischen Parametern	36
Abbildung 22: Speicherdimensionierung nach wirtschaftlichen Parametern.....	37
Abbildung 23: Monatliche Verteilung des PV-Jahresertrages nach Varianten.....	39
Abbildung 24: Anteile der Wärmeerzeuger je Variante am Wärmebedarf	44
Abbildung 25: Zeitlicher Verlauf der Erzeugerleistung über die Dauer eines Jahres	45
Abbildung 26: Absolute und spezifische CO ₂ -Emissionen nach Variante.....	52
Abbildung 27: Primärenergiefaktor der Wärmenetze der Varianten	53
Abbildung 28: Aufgeschlüsselte Investitionskosten nach Komponente	54
Abbildung 29: Investitionskosten je Variante mit und ohne Förderung, sowie die Förderquote als Anteil der Gesamtinvestitionskosten	55
Abbildung 30: Aufteilung der jährlichen Kosten auf die Kostenkomponente je Variante	57
Abbildung 31: Schema der Heizungstechnik.....	65

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Gebäudebezeichnung und Nettoraumfläche.....	9
Tabelle 2: Annahmen zur Bedarfsermittlung der Elektromobilität.....	10
Tabelle 3: Jahresenergiebedarf nach Positionen.....	11
Tabelle 4: Jahresenergiebedarf Strom und Wärme nach Zuordnung.....	11
Tabelle 5: Zusammensetzung Jahresenergiebedarf Strom.....	12
Tabelle 6: PV-Produkt- bzw. Systemvorgaben.....	17
Tabelle 7: Produktvergleich AERspire (AERspire, 2018).....	18
Tabelle 8: Standardausführungen SolarTerra (fully integrated) Copper (Activ' Glass Issol Ltd., 2022).....	19
Tabelle 9: Produktvergleich Panel classic H 1.2 style & Vision 60M construct (Solarwatt GmbH, 2022).....	20
Tabelle 10: Übersicht der PV-Potentialanalyse nach Gebäuden.....	22
Tabelle 11: Darstellung der Ergebnisse der PV-Simulation und Auswertung.....	24
Tabelle 12: Übersicht der PV-Varianten.....	35
Tabelle 13: Leistungspreise der SH Netz AG für die Mittelspannung (SH Netz AG, 2022).....	37
Tabelle 14: Auswertung Variantenvergleich PV.....	40
Tabelle 15: Vorauslegung der Wärmeerzeuger.....	43
Tabelle 16: Einsparung von CO ₂ -Emissionen durch die PV-Anlage nach Varianten.....	46
Tabelle 17: Kostenschätzung Photovoltaik und Stromspeicher nach Varianten.....	47
Tabelle 18: Ergebnisse der Amortisationszeit nach Varianten.....	48
Tabelle 19: Annahmen zur Amortisationszeitberechnung.....	48
Tabelle 20: CO ₂ -Emissionsfaktoren der Energiequellen.....	51
Tabelle 21: Primärenergiefaktoren der Energiequellen.....	52
Tabelle 22: Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	56
Tabelle 23: Wärmegestehungskosten der 3 Varianten nach Art der Stromversorgung.....	57
Tabelle 24: Verwendete TEK-Werte (1/2) in kWh/(m ² *a).....	64
Tabelle 25: Verwendete TEK-Werte (2/2) in kWh/(m ² *a).....	64

LITERATURVERZEICHNIS

- (BAFA), B. f. (2022). Wärmepumpen mit Prüf-/Effizienznachweis. *Wärmepumpen mit Prüf-/Effizienznachweis; Bundesförderung für effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen (BEG EM) - Zuschuss*.
- Activ' Glass Issol Ltd. (27. 02 2022). *SolarTerra*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://www.activ-glass.com/solarterra>
- AERspire. (2018). *AERspire solar energy roof*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://aerspire.com/en/product-range/>
- BAFA, KfW. (Februar 2022). Bundesförderung für effiziente Gebäude - Infoblatt zu den förderfähigen Maßnahmen und Leistungen. Abgerufen am 06. 03 2022 von https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_infoblatt_foerderfaehige_kosten.pdf?__blob=publicationFile&v=16
- BBSR (Hrsg.). (Dezember 2019). *Vergleichswerte für den Energieverbrauch von Nichtwohngebäuden*. Abgerufen am 16. 12 2021 von <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2019/bbsr-online-20-2019.html>
- BDEW. (14. August 2000). *Standardlastprofile Strom*. Abgerufen am 9. Februar 2022 von https://www.bdew.de/media/documents/Zuordnung_der_VDEW-Lastprofile_zum_Kundengruppenschlüssel.pdf
- BMWi, & BMI. (15. April 2021). *Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand*. Abgerufen am 18. 12 2021 von <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/GZb2vIJQJe1XCpSyM6h?0>
- Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (2011). *Auslegung von oberflächennahen Erdwärmekollektoren*. Interessengemeinschaft Energie, Umwelt Feuerungen GmbH.
- Dachziegelwerke Nelskamp GmbH. (2022). *Planum PV - Energie und Ästhetik für Ihr Dach*. Abgerufen am 03. 02 2022 von <https://www.nelskamp.de/de/energiedaecher/solarziegel-planum-pv.html>
- Deutsches Wetterdienst. (2021). Von https://www.dwd.de/DE/Home/home_node.html abgerufen
- Gebäudeenergiegesetz. (2020). *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden; Anlage 9 (zu § 85 Absatz 6); Umrechnung in Treibhausgasemissionen*.
- Going Places. (2022). Von <https://going-places.org/urban-nature-escape-gut-rantzau/> abgerufen
- Infrest. (2021). Von <https://www.infrest.de/> abgerufen
- Miara, M. (2021). Wärmepumpen im Bestandsgebäuden. *Wärmepumpen im Bestandsgebäuden - Teil 1: Energiesystem der Zukunft, Marktsituation, Studien, Prognosen, Kosten*.
- Schleswig-Holstein, L. f. (31. 01 2022). Denkmalliste Kreis Plön. Abgerufen am 02. 02 2022 von https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/LD/Kulturdenkmale/ListeKulturdenkmale/_documents/ListeKulturdenkmale.html#docbce7a04f-4dcc-48d4-956d-6cf7c8d89185bodyText4
- SH Netz AG. (2022). *Netzentgelte Strom*. Abgerufen am 25. 02 2022 von <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/netzentgelte/entgelte-strom.html>

- SMA. (April 2021). Installations- und Betriebsanleitung STORAGE-67-TS-10. Abgerufen am 3. März 2022 von <https://files.sma.de/downloads/Storage-67-TS-10-BE-de-11.pdf>
- Solarwatt GmbH. (2022). *Module von Solarwatt*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://www.solarwatt.de/loesungen/unsere-produkte/uebersicht/module>
- UBA. (12. Januar 2022). *Strom und Wärmeversorgung in Zahlen*. Abgerufen am 18. Februar 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Kraftwerke>
- Umweltbundesamt. (2022). Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Kraftwerke> abgerufen
- Wurm, A. (o.D.). *Dein Heizungsbauer - Wärmepumpe und Heizkörper: Varianten und Optionen*. Von <https://www.dein-heizungsbauer.de/ratgeber/bauen-sanieren/waermepumpe-heizkoerper/> abgerufen

ANHANG

Tabelle 24: Verwendete TEK-Werte (1/2) in kWh/(m²*a)

Gebäudekategorie	Sauna- bereich (BBSR gering)	Schwimm- hallen (Banz)	Lager, Technik, Archiv (BBSR gering)	Verkehrs- flächen (BBSR gering)	WC & Sanitär- räume in NWG (BBSR gering)	Untersuchung s- und Behandlungs- räume (BBSR gering)	sonst. Aufenthalts- räume (BBSR gering)	Jugendherber- gen und Ferienhäuser (Banz)	Hotels / Pensionen (Banz)
TEK Heizung	65,4	63,8	54,8	44	100,4	68	45,7	63,4	201
TEK Warmwasser	107,5	114,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	50,9	89,1
Beleuchtung	29,8	13,4	0,5	2,6	3,3	38,2	10,9	12,6	8,6
Luftförderung	33,8	8,3	0,3	0	33,9	22,6	15,8	1,9	9,1
Kühlkälte	23,9	1,1	1,1	0,4	6,9	13,9	6,3	3,5	3,5
Hilfsenergie Kälte Be u.	19,1	1,1	0,8	0,4	4,3	10	4,5	2,9	2,9
Entfeuchtung	28,9	30	0,6	0	57,5	38,3	26,8	0	0
Arbeitshilfen	146	7,3	0	0	0	5	1	8,8	6,8

Tabelle 25: Verwendete TEK-Werte (2/2) in kWh/(m²*a)

Gebäudekategorie	Tiefgarage (modifiziert)	Märkte mit sehr hohem Anteil von Kühlung für Lebensmittel (modifiziert)	Gebäude für Lagerung (Banz)	Märkte (Banz)	InGe-Gebäude (leichte u. schwere Arbeit, Banz)	Besprechung, Sitzung, Seminar (BBSR gering)	Küche - Vorbereitung, Lager (BBSR gering, modifiziert)	Gaststätte (Banz)	Veranstaltungs- gebäude (Banz)
TEK Heizung	0	0	38,1	48,7	36	69,1	52,6	77,8	58,4
TEK Warmwasser	0	0	19,3	6,2	24,2	3,6	79	79	9,1
Beleuchtung	13,2	17,3	13,2	17,3	13	18,2	25,5	19,7	8,9
Luftförderung	3,3	0	3,3	7,3	3,8	33,9	31	13,7	7
Kühlkälte	0	0	1,7	2,8	2,1	11,3	16,7	3,8	1,3
Hilfsenergie Kälte Be u.	0	0	1	2,1	1,2	8,5	14,9	3,3	0,9
Entfeuchtung	0	0	0	0	0	57,5	61	0	0,1
Arbeitshilfen	0	72,5	21,6	10,5	24,9	1	36	25,2	0,3

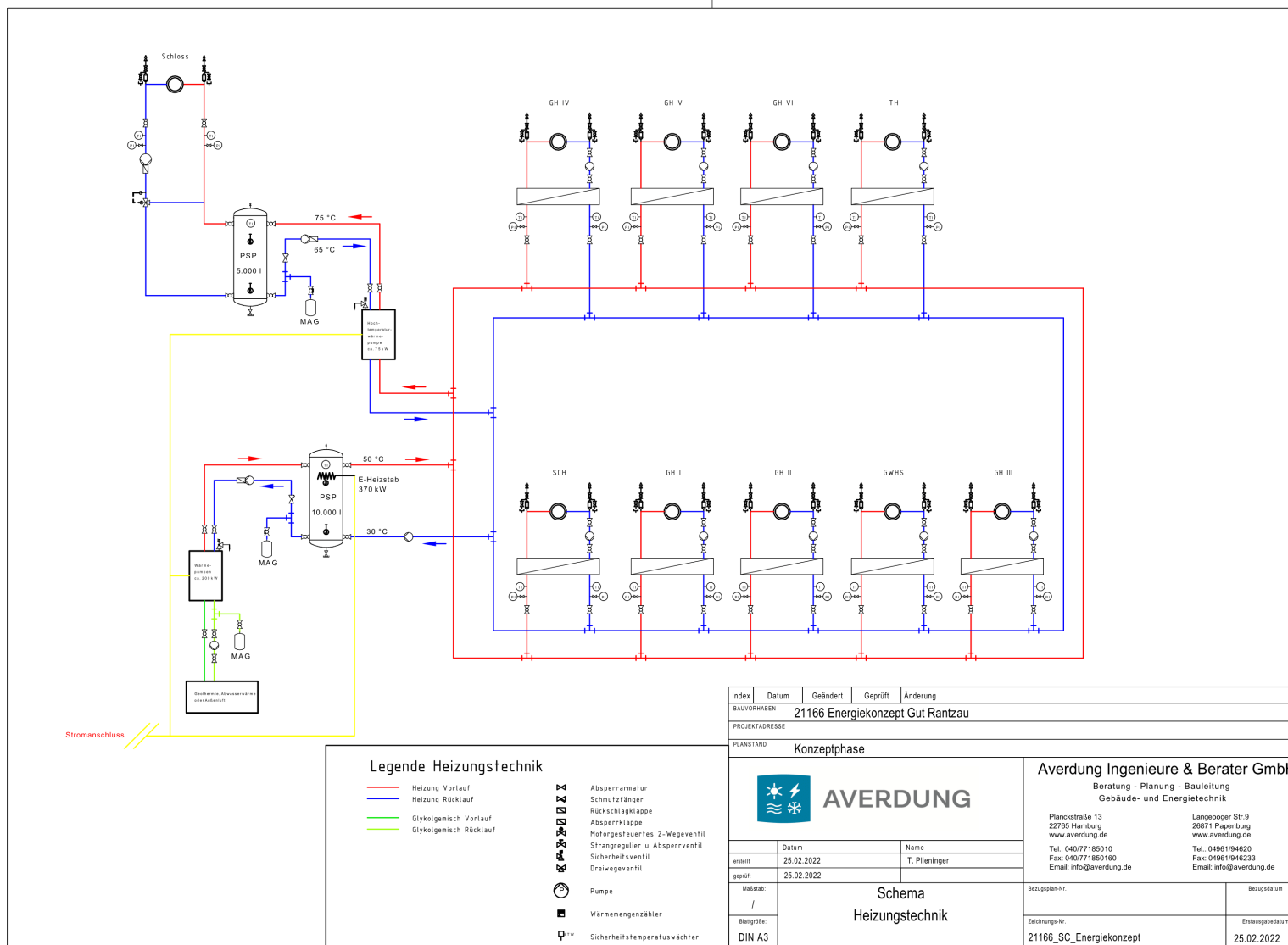


Abbildung 31: Schema der Heizungstechnik

KONTAKT

Dr.-Ing. Jan Peer Gebauer

Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg

Tel.: +49 40 771 85 01 -53
jan.gebauer@averdung.de
www.averdung.de