

# ENERGIEKONZEPT GUT RANTZAU

28.09.2022

Nachtrag zum Energiekonzept Gut Rantzau vom 08.04.2022

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

Megawatt Ingenieurgesellschaft mbH  
Paul-Linke-Ufer 8b  
10999 Berlin  
+49 30 857918 – 26  
Ansprechpartnerin: M.Sc. Shams Osman

## 1. GRUNDLAGEN

### 1.1 Einleitung

Das Energiekonzept vom 08.04.2022 wurde aufgrund von Anpassungen an den Gebäuden Gutshaus 1, Gutshaus 2, Gartenhaus und Tiefgarage aktualisiert. Daraus resultieren Änderungen in den Bedarfen, sowohl wärme- als auch stromseitig, welche sich auf weitere Aspekte im Energiekonzept auswirken.

Stromseitig wurde mit neuen Vorgaben zum Denkmalschutz die PV-Flächen angepasst und für die zuvor herausgestellte Vorzugsvarianten erneut berechnet. Wärmeseitig wurden anhand der neuen Bedarfe die Anlagendimensionierung, sowie der ökologische und ökonomische Variantenvergleich angepasst.

Im Weiteren werden nur die sich mit den Flächenänderungen einhergehende Änderungen im Energiekonzept aufgezeigt. Alle weiteren Angaben sind dem Bericht Energiekonzept Gut Rantzau, Stand 08.04.2022, zu entnehmen.

### 1.2 Bedarfsermittlung

Die Bedarfe wurden über die gleichen Energiekennzahlen wie zum Stand 08.04.2022 ermittelt. Weiterhin wurde die Gebäudenutzung anteilig gleich belassen, womit mit den neuen Bruttogeschossflächen (Stand 14.09.2022) die Strom- und Wärmebedarfe angepasst werden konnten. Tabelle 1 zeigt die Zuordnung der Positionen nach thermischen bzw. elektrischen Bedarfen.

**Tabelle 1: Jahresenergiebedarf nach Position**

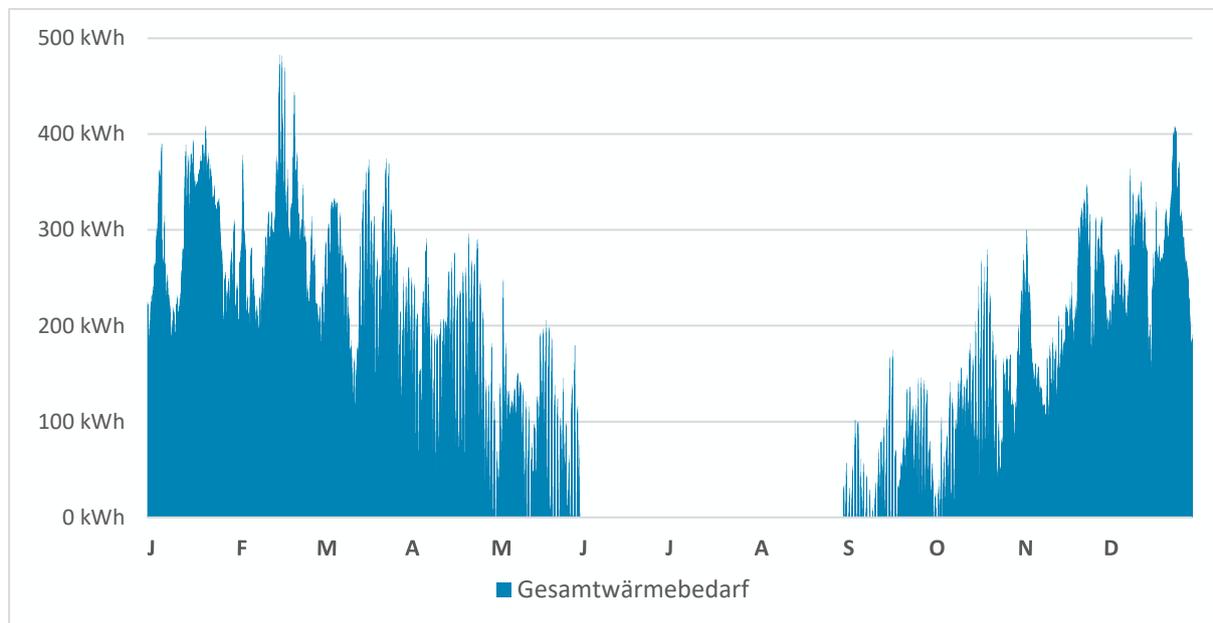
Position	Zuordnung	Energiebedarf in kWh/a
Heizwärmebedarf	thermisch	1.206.973
Trinkwassererwärmung (elektr.)	elektrisch	541.898
Lüftung	elektrisch	73.029
Be- und Entfeuchtung Lüftung	elektrisch	36.856
Beleuchtung	elektrisch	185.058
Hilfsenergie Kälte	elektrisch	24.378
Kältebedarf	elektrisch	36.531
Arbeitshilfen	elektrisch	122.236
Elektromobilität	elektrisch	58.473

Aus Tabelle 1 ergeben sich kumulierte thermische und elektrische Jahresenergiebedarfe, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

**Tabelle 2: Jahresenergiebedarf Strom und Wärme nach Zuordnung**

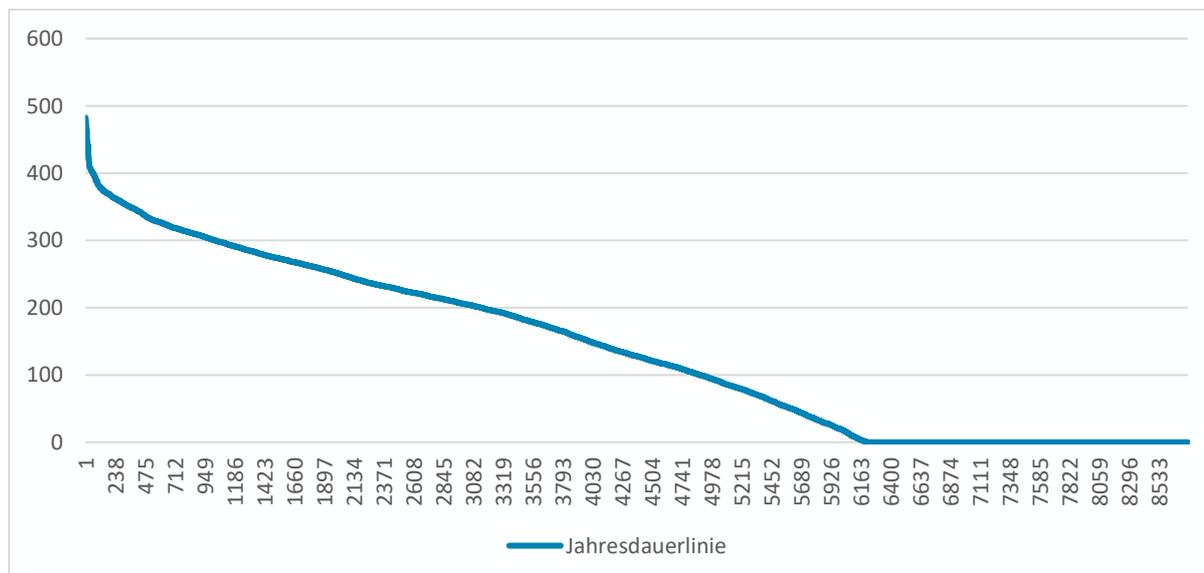
Position	Energiebedarf in kWh/a
Heizwärmebedarf	1.206.973
Strombedarf	1.080.201

Anhand des neuen jährlichen Wärmebedarfs wurde mit Hilfe des Außentemperaturprofils der thermische Lastgang aller Gebäude erstellt, der in Abbildung 1 dargestellt ist.



**Abbildung 1: Wärmelastgang aller Gebäude, kumuliert**

Die Spitzenlast des Wärmebedarfs beträgt 480 kW. Es ergibt sich ein Anstieg der Spitzenlast von 20 kW, im Vergleich zum Stand vom 08.04.2022, resultierend aus den Änderungen in den Gutshäusern 1 und 2 sowie dem Gartenhaus. Abbildung 2 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Lastgangs aus Abbildung 1.



**Abbildung 2: Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmelastgangs**

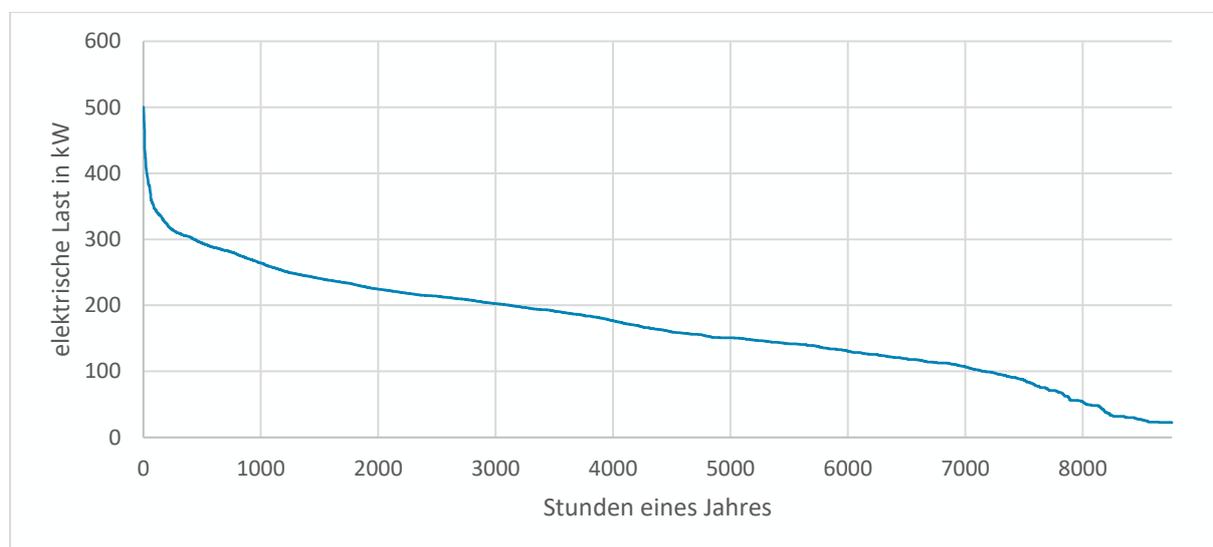
Es besteht weiterhin die Möglichkeit den Großteil des Kältebedarfs thermisch bereitzustellen. In diesem Fall wird der in Tabelle 1 angegebene Wert um die Klimatisierung aller Gebäude bis auf das Badehaus, die Tiefgarage und das Saunahaus ergänzt. Der Klimatisierungsbedarf fällt in den Sommermonaten Juni, Juli und August an. Dieser beträgt ca. 36 MWh jährlich und hat eine maximale Last von 200 kW. Der Kältebedarf der Kühlräume und des Gastronomiebereichs wird weiterhin elektrisch untergeordnet.

Aus der Simulation der Wärmeversorgungsanlagen ergibt sich ein elektrischer Strombedarf, der zusätzlich zu Tabelle 2 zu berücksichtigen ist. Die Werte sind in Tabelle 3 dargestellt. Es ergibt sich ein elektrischer Jahresenergiebedarf von 1.480 MWh.

**Tabelle 3: Zusammensetzung Jahresenergiebedarf Strom**

Position	Energiebedarf in kWh/a
Strombedarf (ohne WV-Anlagen)	1.080.201
Strombedarf WV-Anlagen (V2)	400.231
Strombedarf gesamt	1.480.432

In Abbildung 3 ist die geordnete Jahresdauerlinie des Stromlastgangs dargestellt. Es ist zu erkennen, dass eine Spitzenlast von 500 kW auftritt.



**Abbildung 3: Geordnete Jahresdauerlinie des Stromlastgangs**

## 2. ENERGIEVERSORGUNGSVARIANTEN

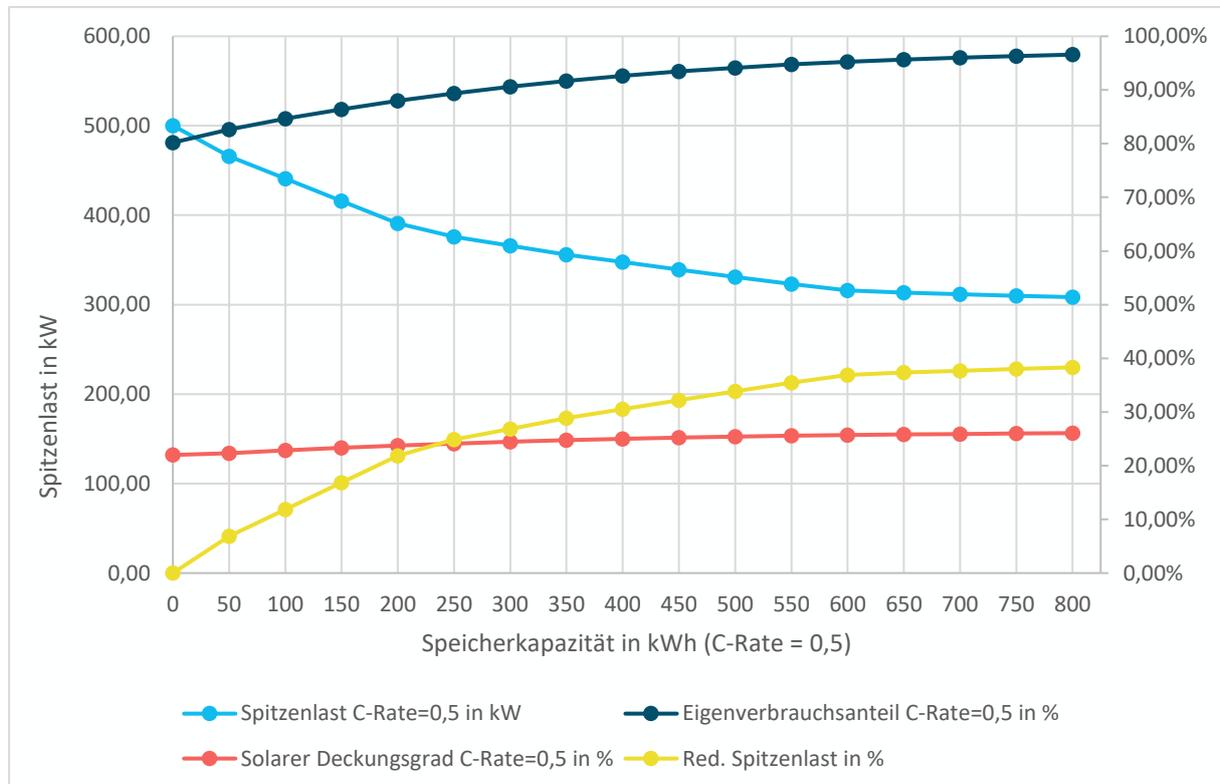
### 2.1 Stromversorgung

In der stromseitigen Betrachtung wird nur die Vorzugsvariante aus dem Energiekonzept vom 08.04.2022 angepasst.

Eine Übersicht über die aktualisierte Vorzugsvariante (Variante 2: PV-Dachanlage mit Batteriespeicher) ist in Tabelle 4 dargestellt. Das Kutscherhaus wurde mit neuen Modulen (PV Premium Modul 120 Turmalin, 120 Wp, Hersteller: BMI Deutschland GmbH), die der Maßgabe des Denkmalschutzes entsprechen, simuliert. Das ehemalige Gutshaus 5 wurde gemäß der aktualisierten PV-Flächenliste aus der Betrachtung entfernt. Die insgesamt auf 76 % verminderte Dachfläche führt dazu, dass nur noch eine geringere Nennleistung der Gebäudeanlagen möglich ist. Die Nennleistung hat sich von 407 kWp auf 374 kWp reduziert.

**Tabelle 4: Übersicht der aktualisierten PV-Variante**

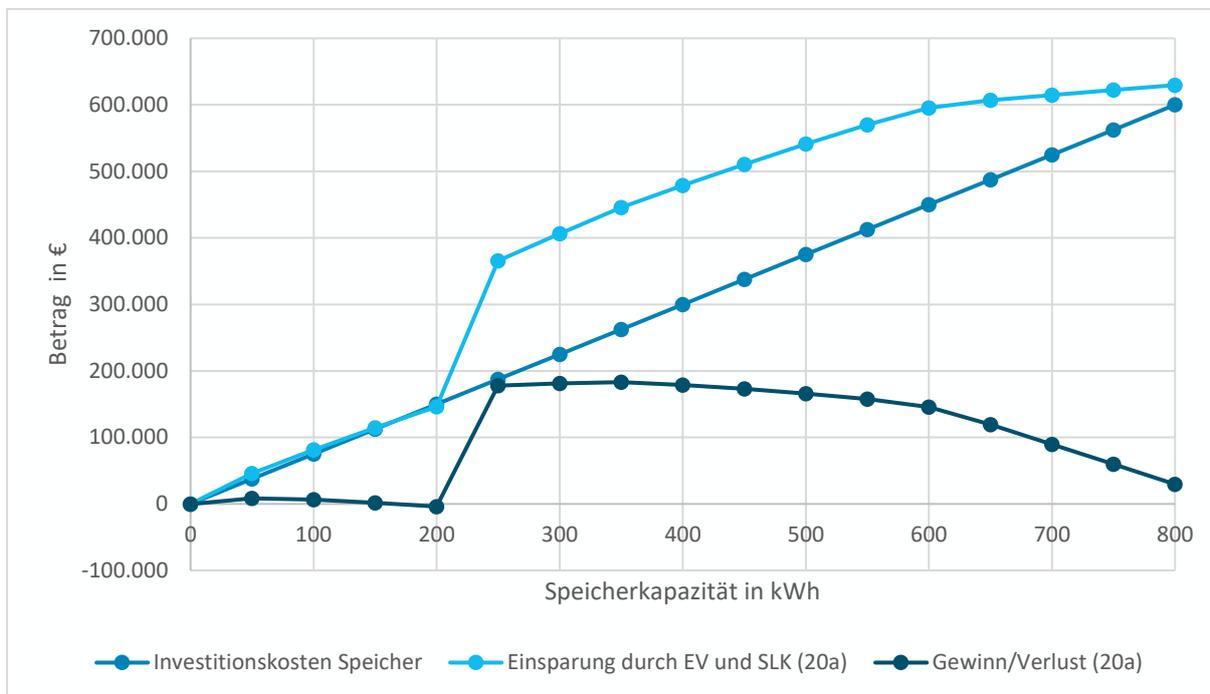
Variante	2
Nennleistung Gebäudeanlage in kWp	374
Nennleistung FFA in kWp	0
Nennleistung gesamt	374
Speicherkapazität in kWh	350
Speicherleistung in kW (C-Rate=0,5)	175



**Abbildung 4: Speicherdimensionierung nach technischen Parametern**

In Abbildung 4 sind die Ergebnisse der Speicherdimensionierung nach technischen Parametern mit angepasster Erzeugerleistung und neu ermitteltem Lastgang abgebildet. Der Batteriespeicher führt zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und kann zudem zur Spitzenlastkappung genutzt werden.

Es ist zu erkennen, dass der Batteriespeicher bei einer Kapazität von 350 kWh (C-Rate = 0,5) zu einer Eigenverbrauchserhöhung von 80 % auf 92 % führt. Zudem können auftretende Lastspitzen durch den Batteriespeicher von 500 kW auf 356 kW reduziert werden. Bis zu einer Speicherkapazität von 800 kWh kann die auftretende Spitzenlast auf etwa 310 kW reduziert und der Eigenverbrauchsanteil auf 97 % erhöht werden. Der solare Deckungsgrad wird durch den Batteriespeicher mit einer Kapazität von 350 kWh um 3 % gesteigert. Die Berücksichtigung der Investitionskosten für den Batteriespeicher, Einsparungen durch erhöhten Eigenverbrauch, reduzierten Netzbezug und Spitzenlastkappung, sowie eine resultierende geringere Vergütung durch reduzierte Netzeinspeisung zeigt Abbildung 5 in Abhängigkeit von der Speicherkapazität.



**Abbildung 5: Speicherdimensionierung nach wirtschaftlichen Parametern**

Während die Investitionskosten linear ansteigen, zeigen Einsparungen und Gewinn einen starken Anstieg ab einer Speicherkapazität von 200 kWh.

Dies ist Folge der Staffelung des Arbeitspreises, der sich ab 2500 Betriebsstunden von 6,08 ct/kWh auf 1,64 ct/kWh verringert. Der von 31,12 €/(kW\*a) auf 142 €/(kW\*a) ansteigende Leistungspreis mindert den Anstieg (SH-Netz AG, 2022).

Für das neue Energiekonzept erreicht der Gewinn weiterhin bei einer Speicherkapazität von 350 kWh sein Maximum. Entsprechend wird die Speicherkapazität beibehalten.

In Tabelle 5 sind die Ergebnisse der technischen Auswertung zusammengefasst.

**Tabelle 5: technische Auswertung der PV-Gebäudeanlage**

Variante	Einheit	Variante 2
Nennleistung DA	kWp	374
Nennleistung FFA	kWp	0
Nennleistung gesamt	kWp	374
Speicherkapazität	kWh	350
Speicherleistung	kW	175
Ertrag DA	kWh/a	316.119
Ertrag FFA	kWh/a	0
Ertrag gesamt	kWh/a	316.119
Bedarf	kWh/a	1.480.432
Eigenverbrauch	kWh/a	307.476
Netzeinspeisung	kWh/a	4.186
Netzbezug	kWh/a	1.172.956
Eigenverbrauchsanteil	%	97,3
Solarer Deckungsgrad	%	20,8
Bilanzieller Deckungsgrad	%	21,4
spez. Ertrag DA	kWh/kWp*a	845
spez. Ertrag FFA	kWh/kWp*a	0
spez. Ertrag gesamt	kWh/kWp*a	845

Durch die Verringerung der Dachflächen resultiert eine reduzierte Anlagen-Nennleistung von 374 kWp. Es ergibt sich dadurch ein reduzierter PV-Jahresertrag von 316 MWh. Ein zusätzlich gestiegener Jahresstrombedarf von 1.480 MWh führt zu einem erhöhten Eigenverbrauchsanteil von 97,3 %, während der solare Deckungsgrad bei 20,8 % liegt. Es werden lediglich 4,2 MWh in das Stromnetz eingespeist. Um den Jahresstrombedarf der Liegenschaft zu decken, müssen jährlich 1.173 MWh aus dem Stromnetz bezogen werden.

Bilanziell kann die PV-Erzeugung 21,4 % des Jahresstrombedarfs decken.

## 2.2 Wärme- und Kälteversorgung

Weiterhin gelten die im Energiekonzept vom 08.04.2022 erstellten Energieversorgungsvarianten. Das Aufkommen der Abwasserwärme in den Variante 2 und 3 wurde gleich gelassen. Somit bleibt die Anlagendimensionierung der Abwasserwärmepumpe bestehen. Für die weiteren Anlagenkomponenten wurden die Leistungsgrößen in Tabelle 6 zusammengefasst.

**Tabelle 6: Vorauslegung der Wärmeerzeuger**

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Luft-WP	-	-	260 kW
Geothermie-WP	240 kW	230 kW	-
Anzahl benötigter Erdsonden	79	73	-
Abwasser-WP	-	24 kW	24 kW
PtH	480 kW	480 kW	480 kW
Wärmespeicher kombiniert	15 m <sup>3</sup>	15 m <sup>3</sup>	15 m <sup>3</sup>

Die Anlagendimensionierung der Luft- und Geothermie-Wärmepumpe wurden erhöht, sodass ein Anteil der Power-to-Heat Anlage von 5 % erreicht wird. Die Vergrößerung der Geothermie-Wärmepumpe und Verkleinerung der Tiefgarage haben zur Folge, dass weitere Erdsonden um die Tiefgarage in der Freifläche platziert werden müssen. Somit müssen in Variante 1. 432 m<sup>2</sup> und in Variante 2. 167 m<sup>2</sup> Freifläche thermisch aktiviert werden.

### 2.2.1 Simulationsergebnisse

Die Simulation der Wärmeversorgungsvarianten wurde mit dem Programm EnergyPRO durchgeführt. Wie zuvor erwähnt, wurde die Anlagendimensionierung anhand des begrenzten Abwasservorkommens sowie des Anteils der Power-to-Heat-Anlage von 5 % angepasst. Damit ergibt sich ein Erzeugermix überwiegend aus Geothermie-Wärmepumpe in Variante 1 und 2 sowie Luft-Wärmepumpe in Variante 3.

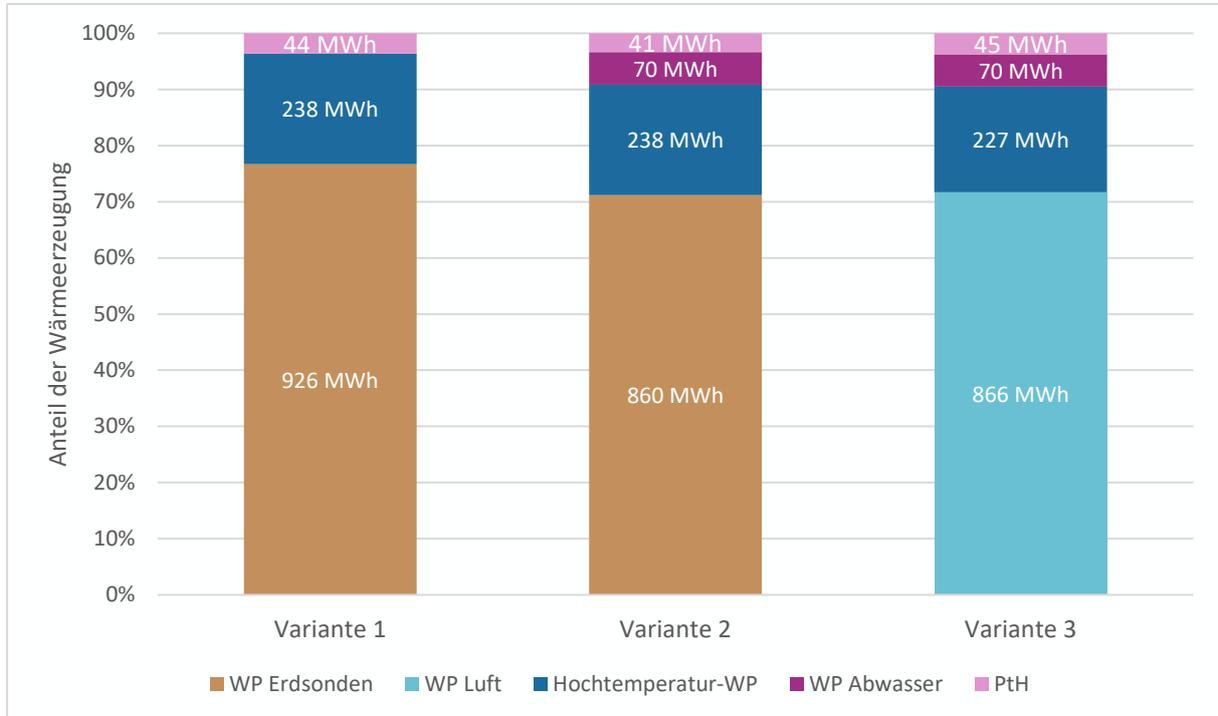


Abbildung 6: Erzeugeranteile der Wärmeversorgungsvarianten

Der Wärmebedarf aufgeschlüsselt nach Wärmeerzeuger ist in Abbildung 7 beispielhaft für die Variante 1 dargestellt. Zu erkennen ist, wie auch schon in Abbildung 6 dargestellt, der hohe Anteil der Wärmepumpen. Der Heizstab übernimmt nur in den Lastspitzen unterstützend. Der Kältebedarf fällt im Sommer an und kann mittels der Geothermie als Wärmesenke versorgt werden.

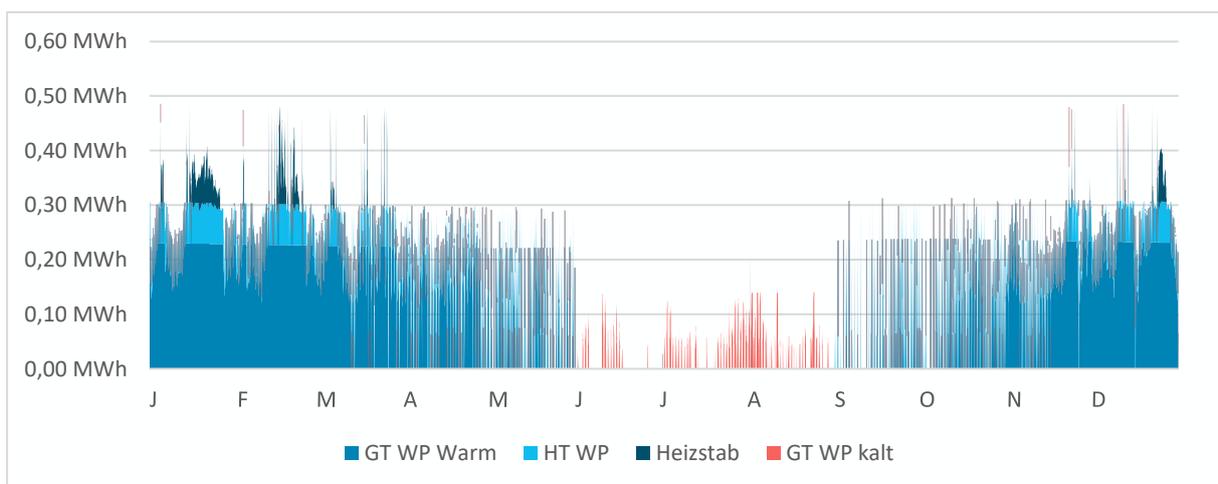


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Erzeugerleistung über die Dauer eines Jahres

### 3. VARIANTENVERGLEICH

#### 3.1 Stromversorgung

##### 3.1.1 Ökologische Auswertung

Durch die Installation der PV-Anlage können 116 t-CO<sub>2</sub>/a vermieden werden. Die Erzeugung des PV-Stroms wird dabei als CO<sub>2</sub>-frei angenommen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen am Standort reduzieren sich von 542 t-CO<sub>2</sub>/a auf 429 t-CO<sub>2</sub>/a. In Abhängigkeit der Quelle des Strombezugs, der nicht durch die PV-Anlage gedeckt wird, können die Emissionen entfallen. Dies wird unter 3.2.1 betrachtet.

Die Ergebnisse der ökologischen Betrachtung sind in Tabelle 7 dargestellt.

**Tabelle 7: Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die PV-Anlage mit Batteriespeicher**

Größe	Einheit	ohne PV	mit PV (Variante 2)
Nennleistung	kWp	0	374
PV-Gesamtertrag	kWh/a	0	316.119
Netzbezug	kWh/a	1.480.293	1.172.956
Einsparungen aus PV-Ertrag gesamt	t-CO <sub>2</sub> /a	0	116
CO <sub>2</sub> -Emissionen Strom am Standort	t-CO <sub>2</sub> /a	542	429

##### 3.1.2 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die spezifischen Investitionskosten für die PV-Gebäudeanlage betragen 2.293 €/kWp, für den Speicher betragen sie 750 €/kWh. Daraus resultieren Netto-Investitionskosten von 1.119.000 € für die gesamte Anlage (vgl. Tabelle 8).

**Tabelle 8: Kostenschätzung Photovoltaikanlage und Stromspeicher**

Größe	Einheit	Variante 2
Nennleistung PV-Gebäudeanlage	kWp	374
Nennleistung PV-Freiflächenanlage	kWp	-
Spez. Investitionskosten PV-Gebäudeanlage	€/kWp	2.293
Spez. Investitionskosten PV-Freiflächenanlage	€/kWp	-
Speicherkapazität	kWh	350
Spez. Investitionskosten Speicher	€/kWh	750
Investitionskosten (netto)	€	1.119.000

Daraus ermittelt sich ein Stromgestehungspreis von 27,13 ct/kWh in Bezug auf den PV-Eigenverbrauch. Bei einem jährlichen Gesamtertrag von 316.119 kWh und einem Eigenverbrauchsanteil von 97,3 % kann von einer Amortisationsdauer von 17 Jahren bei Fremdfinanzierung ausgegangen werden (Tabelle 9). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Dacheindeckungen größtenteils durch die PV-Gebäudeanlage substituiert und Kosten der herkömmlichen Dacheindeckung eingespart werden können.

**Tabelle 9: Ergebnisse der Amortisationszeit**

Größe	Einheit	Variante 2
Nennleistung	kWp	374
Ertrag in kWh/a	kWh/a	316.119
Eigenverbrauchsanteil	%	97,3
Stromgestehungskosten	ct/kWh	27,13
Amortisationsdauer (Fremdfinanzierung)	a	17

Die Annahmen innerhalb der wirtschaftlichen Betrachtung wurden gegenüber dem Energiekonzept vom 08.04.2022 nicht verändert.

## 3.2 Wärmeversorgung

Der Variantenvergleich bezieht sich auf alle drei Varianten und deren Untervarianten:

- 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.

### 3.2.1 Ökologische Auswertung

In diesem Abschnitt wird die ökologische Einordnung der Varianten vorgenommen. Es werden die Anteile erneuerbarer Wärme, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. Emissionseinsparungen, sowie die aktuellen Primärenergiefaktoren für das Wärmenetz ermittelt.

#### **Anteil erneuerbarer Wärme**

Die Versorgungsvarianten sind auf einen Spitzenlastanteil von 5 % konfiguriert. Daraus resultiert ein erneuerbarer Anteil von mindestens 95 % je Variante. Weiterhin ist die Ambition einen CO<sub>2</sub>-freie Energieerzeugung zu ermöglichen. Dafür können die vorgesehenen erneuerbaren Stromerzeuger miteinbezogen und gespeichert werden, um 100 % erneuerbaren Anteil zu erreichen.

#### **Absolute und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen**

In der Betrachtung der absoluten und spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden nur die im Betrieb der Anlagen entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen betrachtet. Graue Energien, sprich der Energieaufwand und die damit einhergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen zum Aufbau und Rückbau der Anlagen, wird nicht mitberücksichtigt. In Abbildung 8 sind die spezifischen und absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen für alle Varianten dargestellt. Insgesamt sind die Varianten was die absoluten und spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen betrifft auf einem gleichen Niveau. Variante 3 weist höhere Emissionen auf, da die Luft-Wärmepumpe im Vergleich zur Geothermie-Wärmepumpe im Winter ineffizienter ist und damit einen höheren Stromverbrauch aufweist.

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 CO<sub>2</sub>-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.

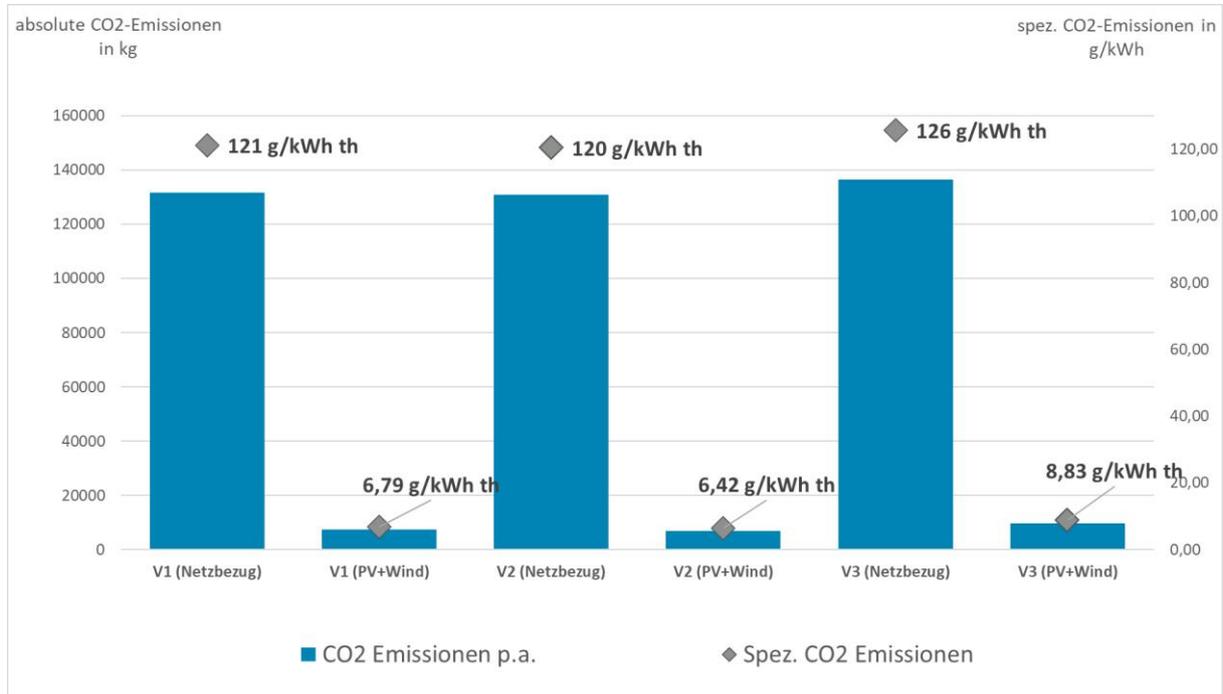


Abbildung 8: Absolute und spezifische CO2-Emissionen nach Varianten

**Aktuelle Primärenergiefaktoren**

Die Ergebnisse der Primärenergiefaktoren sind in Abbildung 9 dargestellt. Ähnlich zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen ist zu erkennen, dass Variante 3, aufgrund der JAZ der Luft-Wärmepumpe, einen höheren Bedarf aufweist. Die Untervarianten weisen aufgrund der Primärenergiefaktoren von Wind- und PV-Strom einen geringeren Primärenergiefaktor für das System auf.

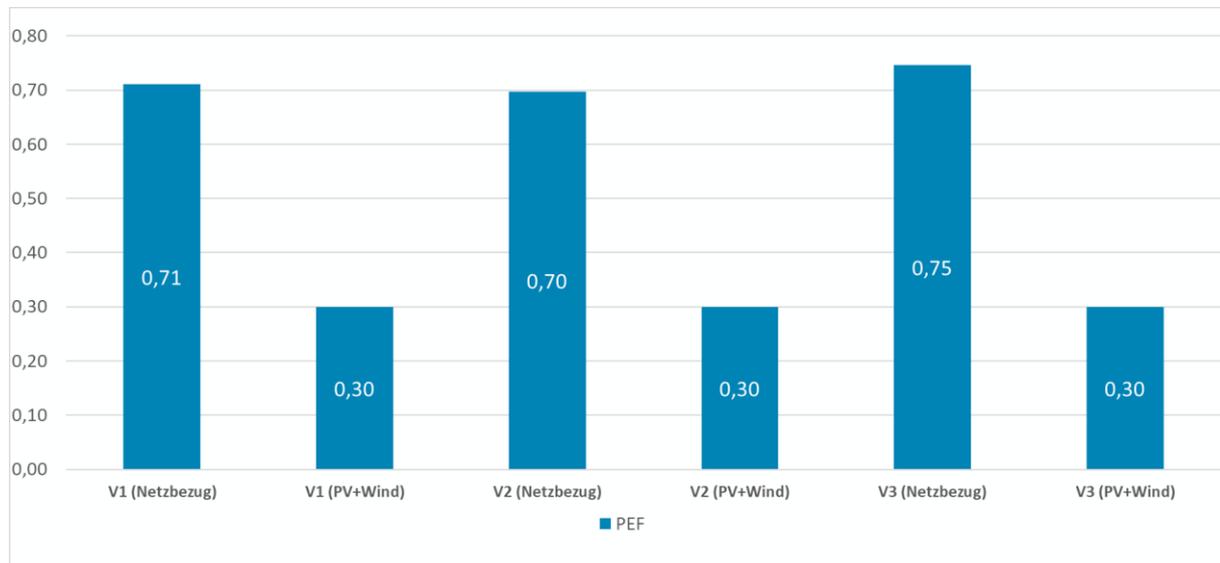


Abbildung 9: Primärenergiefaktoren der Wärmenetze der Varianten

### 3.2.2 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Änderungen in der Bruttogeschossfläche wirken sich auf die Wirtschaftlichkeit in Folge der angepassten Erzeugerleistungen aus. Die Investitionskosten werden anhand der spezifischen Kosten der ausgewählten Wärmepumpen hochskaliert. Zu sehen sind die Investitionskosten absolut und spezifisch in Abbildung 10. Wie bereits im Konzept vom 08.04.2022 sind die Kosten der Erschließung der Geothermie ausschlaggebend für die hohen Kosten der Variante 1 und 2. Variante 3 weist im Vergleich hohe Kosten für die Wärmepumpe auf, da die Luft-Wärmepumpe aufgrund der Abhängigkeit der Außentemperatur höhere Leistungen vorweisen muss.

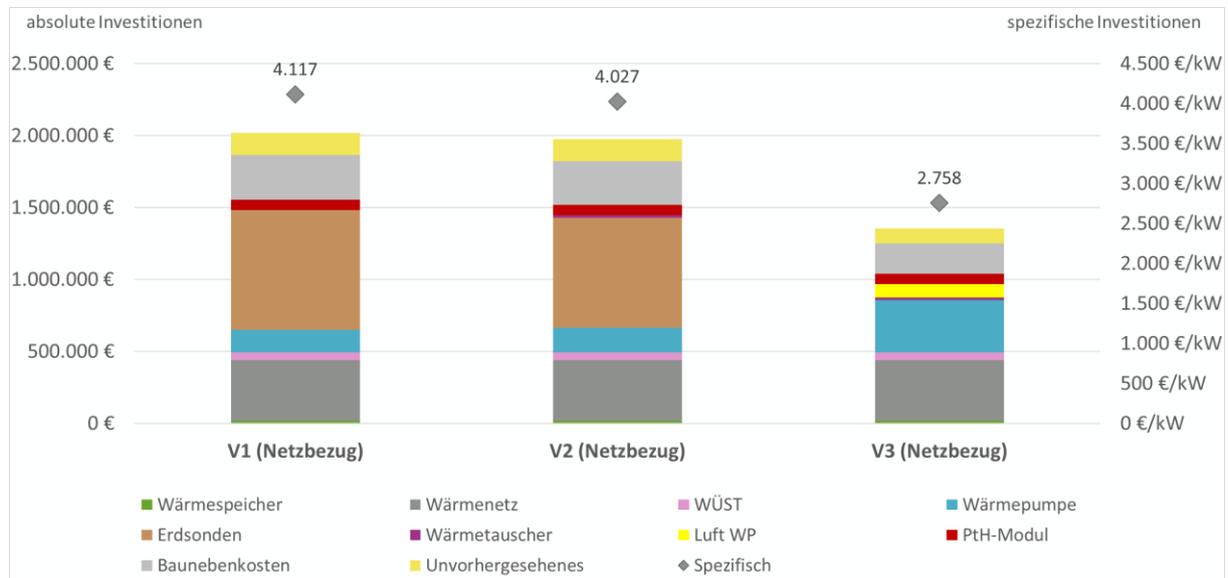
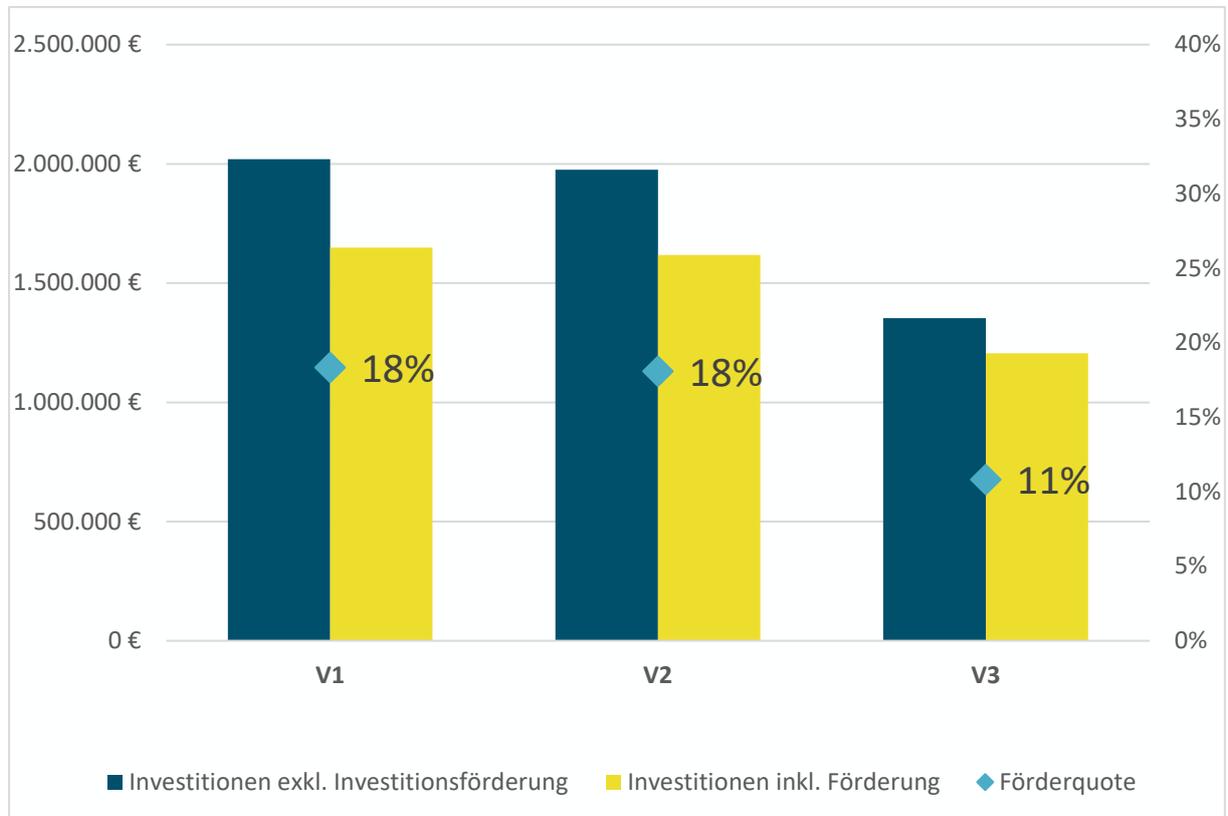


Abbildung 10: Aufgeschlüsselte Investitionskosten nach Komponenten

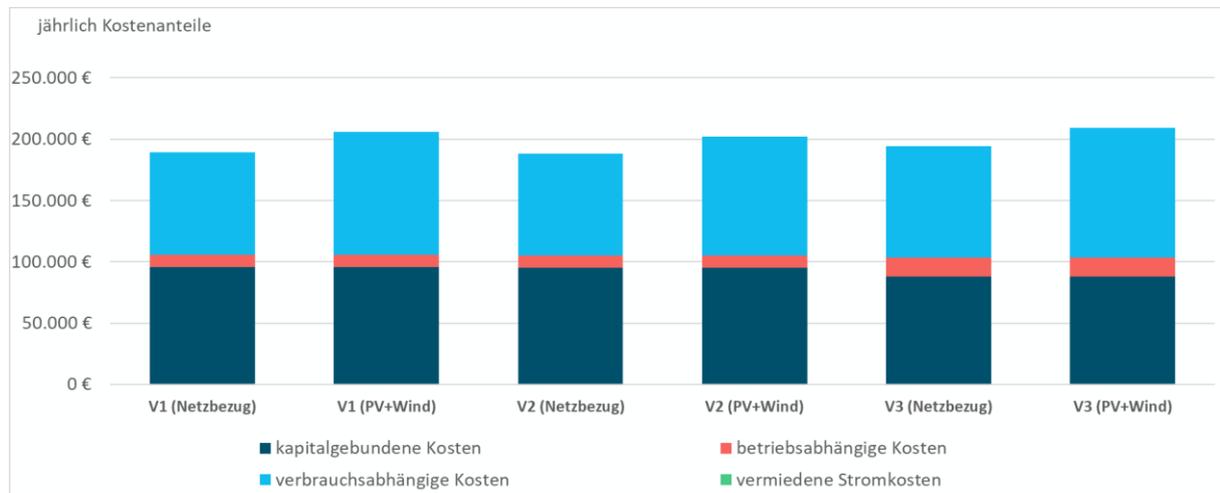
Die Investitionskosten können über vorhandene Fördermittel gemindert werden. Die Bundesförderung für effiziente Gebäude wurde zum 21.07.2022 und 15.09.2022 angepasst. Für die Förderung der Wärmeversorgungsvarianten der Gut Rantzau GmbH ändert sich die Förderquote für das Gebäudenetz. Anstelle der zuvor angesetzten 35 % für das Wärmenetz sowie der Komponenten der Wärmeversorgung sind nun noch 25 % der Investitionskosten förderfähig. Die Investitionskosten inklusive Förderung sind in Abbildung 11 dargestellt. Daraus resultieren Förderquoten von bis zu 18 %.



**Abbildung 11: Investitionskosten je Variante mit und ohne Förderung, sowie die Förderquote als Anteil der Gesamtinvestitionskosten**

Die Kostenberechnung nach VDI 2067 wurde mittels der gleichen Annahmen wie im Bericht vom 08.04.2022 erstellt. In Abbildung 12 sind die jährlichen Kosten nach kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten dargestellt. Weiterhin sind die Untervarianten und die damit einhergehenden Verbrauchskosten dargestellt. Zu sehen ist, dass die Variante 3 geringere kapitalgebundene Kosten und höhere betriebsgebundene Kosten als die Varianten 1 und 2 aufweist.

Die Untervarianten unter Einbezug des PV- und Windstroms sind aufgrund der Stromgestehungskosten der PV unwirtschaftlicher als der direkte Netzbezug. Es ist dabei anzumerken, dass die Betrachtung rein statisch ist und die Stromgestehungskosten nach Amortisation der PV-Anlagen lediglich von den laufenden Kosten abhängig sind und entsprechend reduziert werden. Damit würden die verbrauchsabhängigen Kosten gemindert und die Untervarianten PV+Wind wirtschaftlicher werden.



**Abbildung 12: Aufteilung der jährlichen Kosten auf die Kostenkomponenten je Variante**

Der erhöhte Bedarf wirkt sich aufgrund der gestiegenen Wärmeerzeugerleistung der Primäranlagen auf den Wärmepreis aus. Der Wärmepreis der drei Varianten ist auf dem gleichen Niveau. Die Variante 2 ist am wirtschaftlichsten, aufgrund der höheren Effizienz der Geothermie im Vergleich zur Luft-Wärmepumpe in Variante 3 und aufgrund der geringeren Investitionen durch vermiedene Erdsonden durch den Einsatz der Abwasser-Wärmepumpe.

**Tabelle 10: Wärmegestehungskosten der 3 Varianten nach Art der Stromversorgung**

Stromversorgung	V1	V2	V3
Netzbezug	17,7 Ct/kWh	17,5 Ct/kWh	18,1 Ct/kWh
PV + Wind	19,1 Ct/kWh	18,9 Ct/kWh	19,6 Ct/kWh

#### 4. EMPFEHLUNG ZUM WEITEREN VORGEHEN

Anhand der Flächenänderungen wurde der Bedarf für Strom und Wärme neu ausgewertet. Weiterhin wurde die Potentialermittlung der Photovoltaik anhand neuer Vorgaben angepasst.

Die Änderungen wurden sowohl strom- als auch wärmeseitig simuliert. Stromseitig wurde die Vorzugsvariante (PV + Batteriespeicher) angepasst und ökologisch und ökonomisch ausgewertet. Die Variante weist weiterhin einen nachhaltigen Charakter mit einem Deckungsbeitrags von 21 % auf. Der PV-Strom kann mittels des Batteriespeichers zu 97 % eigenverbraucht werden. Weiterhin müssen über 1 GWh Strom aus dem Netz bezogen werden. Hierfür sollte unter dem Aspekt einer CO<sub>2</sub>-freien Versorgung der Einbezug von Ökostrom in Form eines PPA mitbetrachtet werden. Der Windstrom kann wiederum über ein PPA mit einem Windparkbetreiber oder das Einkaufen von Herkunftsnachweisen von einem lokalen Stromversorger gesichert werden.

Wärmeseitig wurden alle Varianten nachgerechnet. Aufgrund des gestiegenen Wärmebedarfs ist die Variante 2 durch den Mix aus Geothermie- und Abwasser-Wärmepumpe am wirtschaftlichsten. Die Variante 3 ist aufgrund des erhöhten Strombedarfs der Luft-Wärmepumpe im Vergleich zur Geothermie-Wärmepumpe unwirtschaftlicher. Ökologisch sind alle Varianten auf dem gleichen Niveau. Die Ökologie kann unter Einbezug der PV noch weiter gesteigert werden.

Aus ökologischer, innovativer und ökonomischer Sicht ist die Variante 2 zu empfehlen.