

Energienutzungsplan

für den

Markt Eckental



Diese Studie wurde erstellt von:

Alexander Schrammek

Christian Stenglein

Leo Strobel

Sebastian Kolb (proso-Engineering)

ENERGIEAGENTUR nordbayern GmbH

Fürther Str. 244a

90429 Nürnberg

Fon: 0911/ 99 43 96-0

Fax: 0911/ 99 43 96-6

E-Mail: schrammek@ea-nb.de

Beauftragt durch den Markt Eckental

Bearbeitungszeitraum:

November 2022 bis September 2023

Diese Studie wird gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
1 Ausgangslage	7
1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung	7
1.2 Energiewende: Jetzt oder nie.....	7
1.3 Rahmendaten.....	8
1.3.1 Beschreibung des Gebiets.....	8
1.3.2 Demographie und demographische Entwicklung	9
1.3.3 Flächennutzung.....	10
2 Energiebilanz Wärme	10
2.1 Gebäudenutzung.....	11
2.2 Wohngebäudebestand.....	12
2.2.1 Wohngebäude / Heizwärme- und Endenergiebedarf.....	13
2.3 Leitungsgebundene Wärmeerzeugung	15
2.3.1 Erdgasverbrauch	15
2.4 Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung	16
2.4.1 Solarthermie.....	16
2.4.2 Biomasse (Holz).....	17
2.4.3 Wärmepumpen, Oberflächennahe Geothermie.....	18
2.5 Gesamter Wärmebedarf - Wärmebereitstellung.....	19
3 Potenzialanalyse Energieeinsparung Wärme	20
3.1 Wohngebäude Sanierungspotenzial	20
3.2 Gesamtes Reduktionspotenzial Wärme.....	22
4 Gebäudescharfes Wärmekataster	23
4.1 Jahreswärmebedarf je Gebäude im Gebäudebestand	23
4.2 Wärmekataster Gebäudebestand.....	24
4.3 Wärmekataster Klimaschutz-Szenario	25
4.4 Wärmeplan Klimaschutz-Szenario	26
5 Energiebilanz Strom	28
5.1 Gesamter Stromverbrauch.....	28
5.2 Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung	29
5.2.1 Photovoltaikanlagen	30
5.2.2 Biomasse (Biomethan) KWK-Anlage	30
5.2.3 Wasserkraft.....	31
5.3 Gegenüberstellung Stromverbrauch – bestehendes Stromerzeugungspotenzial	31
6 Potenzialanalyse Energieeinsparung Strom	32
7 Endenergie- und Treibhausgasbilanz	34
8 Kommunaler Eigenverbrauch.....	36
9 Maßnahmen/Schwerpunktprojekte.....	37
9.1 Potenzial Erneuerbare Stromerzeugung.....	38
9.1.1 Ausbaupotenzial Freiflächen-PV	38
9.1.2 Ausbaupotenzial Windkraft	41
9.1.3 Gegenüberstellung Erneuerbare Stromerzeugung.....	42
9.2 Ausbaupotenzial Biomasse (Holz).....	43

9.3	Bestandsgebäude Grundschule mit Sporthalle Eckenheid Sanierungskonzept inkl. Innenbeleuchtung.....	45
9.3.1	Bewertung Bestandsgebäude	46
9.3.1.1	Gebäudehülle	47
9.3.1.2	Beleuchtung	55
9.3.1.3	Heizungstechnik/Warmwassererzeugung	57
9.3.2	Sanierungskonzept Grundschule mit Sporthalle.....	62
9.3.2.1	Fördermöglichkeiten	62
9.3.2.2	Sanierung Einzelmaßnahmen Gebäudehülle	63
9.3.2.3	Sanierung Einzelmaßnahme Beleuchtung.....	68
9.3.2.4	Sanierung Einzelmaßnahme Wärmeerzeugung mit Hackschnitzelzentrale	71
9.3.2.5	Sanierung zum Effizienzgebäude 70 mit Hackschnitzelzentrale ...	78
9.3.2.6	Empfehlung	84
9.4	Arealversorgung Brand-Süd	86
9.4.1	Grundlagenermittlung.....	86
9.4.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	88
9.4.3	Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale	90
9.4.4	Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie..	92
9.4.5	Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen ⁹⁴	
9.4.6	Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen PV	97
9.4.7	Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen PV+ Batteriespeicher.....	100
9.4.8	Variantenvergleich Wärmeversorgung Areal Brand-Süd	102
9.4.9	Variantenvergleich Wärmeversorgung Areal Brand-Süd mit Betriebskostenförderung	104
9.5	Ladeinfrastruktur / E-Mobilität	106
9.5.1	Fahrzeugflotte	106
9.5.2	Energieverbrauch	108
9.5.3	Ladeinfrastruktur.....	109
9.6	Wärmeverbund Neubaugebiet Oberschöllnbach	112
9.6.1	Grundlagenermittlung.....	112
9.6.2	Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale	115
9.6.3	Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie	116
9.6.4	Kalte Nahwärme mit Geothermie	117
9.6.5	Wirtschaftlichkeitsvergleich Wärmeversorgung Neubaugebiet.	120
9.6.5.1	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	120
9.6.5.2	Jahresgesamtkosten zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzel	122
9.6.5.3	Jahresgesamtkosten zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse und Solarthermie	123
9.6.5.4	Jahresgesamtkosten Kalte Nahwärme mit Geothermie	124
9.6.5.5	Jahresgesamtkosten dezentrale Luft-Wärmepumpen.....	125
9.6.6	Variantenvergleich Wärmeversorgung Neubaugebiet Oberschöllnbach	126
9.6.7	Wärmeversorgung Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden.....	128
9.6.7.1	Jahresgesamtkosten Neubau mit Bestand Biomasse-Hackschnitzel	130
9.6.7.2	Gegenüberstellung Wärmegestehungskosten.....	131

9.7	Wasserversorgung Pumpwerke - PV-Anlagen zur Stromeigennutzung	132
9.7.1	Stromverbrauch	132
9.7.2	Wasserwerk.....	133
9.7.2.1	PV-Anlage Wasserwerk	139
9.7.3	Druckerhöhung bei Mausgesees.....	150
9.7.3.1	PV-Anlage Druckerhöhung Mausgesees	152
9.7.4	Druckerhöhung bei Kleinsendelbach	161
9.7.5	Tiefenbrunnen.....	162
9.7.6	Hochbehälter	163
9.7.6.1	Hochbehälter Eckenhaid	163
9.7.6.2	Hochbehälter Großgeschaidt	166
10	Anhang	172
10.1	Abbildungsverzeichnis.....	172
10.2	Tabellenverzeichnis.....	176
10.3	Abkürzungen	177
10.4	Einheiten	179
10.5	Pläne.....	180

1 Ausgangslage

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Der Gemeinderat der Marktgemeinde Eckental hatte beschlossen, einen Energienutzungsplan erstellen zu lassen. Dieser Plan, der von der Bayerischen Staatsregierung ausdrücklich empfohlen wird, soll Kommunen einen strukturierten Einstieg in die Energiewende ermöglichen, oder auch dessen Fortführung optimieren. Der Energienutzungsplan wird als Grundlage für künftige energiepolitische Entscheidungen dienen.

In einer Bestandsanalyse werden die Strukturen der Energieversorgung, der aktuelle Verbrauch und mögliche Einspar- und Erzeugungsmöglichkeiten untersucht. Als Schwerpunktthemen wird der Ausbau der Freiflächen-PV und der Windkraft ermittelt, die zukünftige E-Mobilität und Ladeinfrastruktur wird dargestellt, für die Pumpwerke der Wasserversorgung werden Effizienzpotenziale durch PV-Anlagen berechnet, ein energetisches Sanierungskonzept für die Grundschule mit Sporthalle in Eckenhaid wird erarbeitet, für das geplante Neubaugebiet in Oberschöllnbach und den Ortsteil Brand-Süd werden Wärmeversorgungskonzepte erstellt.

1.2 Energiewende: Jetzt oder nie.

„Jetzt erst recht! Bis 2045 wollen wir ein klimaneutrales Industrieland sein. Das machen wir für den Klimaschutz. Gleichzeitig gewinnen wir so Unabhängigkeit – ökonomisch und politisch“, sagt Bundeskanzler Olaf Scholz am 06.04.2022 bei der Befragung der Bundesregierung im Deutschen Bundestag.¹ Die verschiedenen bisher existierenden Energiegesetze tragen nicht mehr in dem Maße zur Umsetzung der Energiewende bei als es notwendig ist, um die Ziele zur Erreichung nationaler Sicherheit zu erreichen und eine extreme Erderwärmung zu verhindern.

Die verschiedenen bisher existierenden Energiegesetze tragen nicht mehr in ausreichendem Maße zur Umsetzung der Energiewende bei, die Ziele zur Erreichung nationaler Sicherheit und die Verhinderung einer extremen Erderwärmung sind fraglich/ sind in Gefahr. Daher kam es Anfang April zu einer umfangreichen Novellierung der entsprechenden Gesetze. Umgesetzt durch das Osterpaket.

Ziel ist es hierbei, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien massiv beschleunigt wird. Das BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) sagt, dass die Verdreifachung der Geschwindigkeit beim Ausbau der Erneuerbaren im öffentlichen Interesse und der öffentlichen Sicherheit liegt.

Die Verlegung des Schwerpunkts der Politik wird getrieben durch die fortschreitende Klimakrise und dem völkerrechtswidrigen Einmarsch Russlands in die Ukraine. Durch den Einmarsch Russlands in die Ukraine zeigt sich drastisch, wie essenziell der Ausbau der erneuerbaren Energie ist, um nationale Sicherheit zu erzielen.²

Die Zwischenziele zur Erreichung der Klimaneutralität 2045 wurden folgendermaßen definiert: Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Bis 2035 zielt die Bundesregierung auf eine nahezu treibhausgasneutrale Stromerzeugung ab. Man hat das Gefühl, dass es langsam ernst wird.³

¹ Quelle: Klimaschutz in Deutschland und weltweit | Bundesregierung

² Überblickspapier Osterpaket 06.04.2022 | bmwi.de

³ Quelle: Klimaschutz in Deutschland und weltweit | Bundesregierung

Der aktuelle Bericht des Weltklimarat (IPCC) vom 4. April 2022 hat auch nochmals dargestellt, dass es zwingend nötig ist, die CO₂-Neutralität schon Mitte des Jahrhunderts zu erreichen, da ansonsten eindeutig das 1,5 Grad Ziel überstiegen wird und somit mit dramatischen Auswirkungen zu rechnen ist. Selbst wenn das 1,5 Grad Ziel erreicht wird, werden die Folgen der Erderwärmung für jeden zu spüren sein.

Die durchschnittlichen jährlichen Treibhausgas-Emissionen in dem Zeitraum zwischen 2010 – 2019 waren höher als zu jedem anderen Zeitraum bisher. Ein kleiner Hoffnungsschimmer ist, dass die Wachstumsrate im selben Zeitraum niedriger als im Zeitraum von 2000 bis 2009 war.

Trotz alledem sagen die Wissenschaftler vorher, dass ohne drastische Erhöhung der politischen Maßnahmen die mittlere globale Erwärmung um 3,2 Grad bis 2100 ansteigen wird. Wenn dies eintritt, werden große Teile der Welt nicht mehr bewohn- und bewirtschaftbar sein.⁴

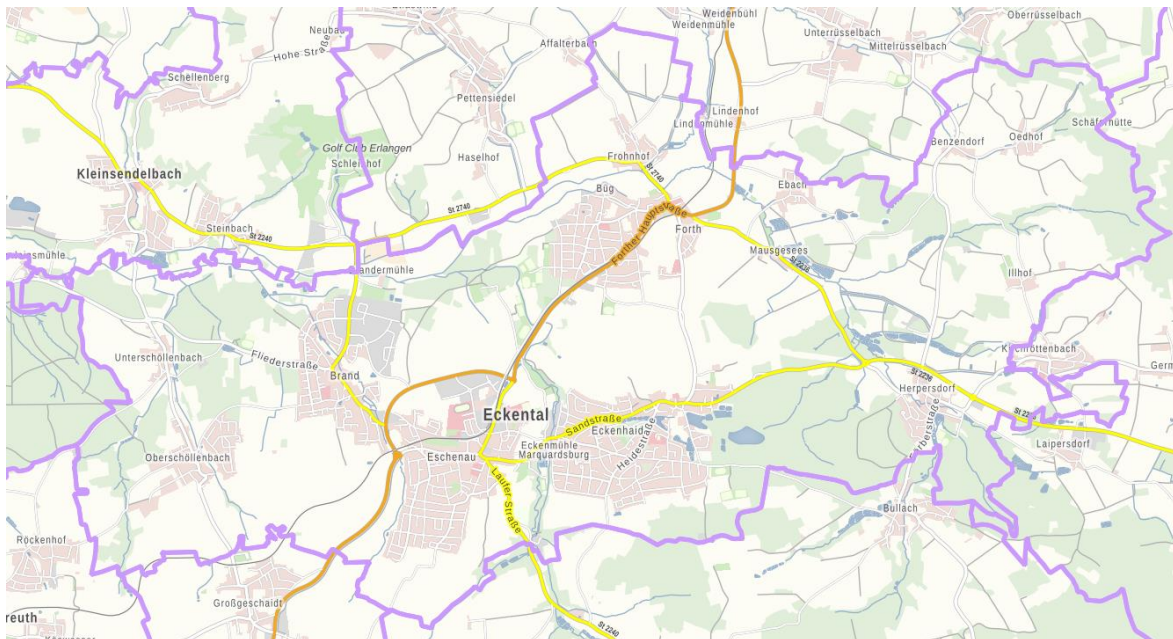
Die verschiedenen bisher existierenden Energiegesetze tragen nicht mehr in ausreichendem Maße zur Umsetzung der Energiewende bei, die Ziele zur Erreichung nationaler Sicherheit und die Verhinderung einer extremen Erderwärmung sind fraglich/ sind in Gefahr.

1.3 Rahmendaten

1.3.1 Beschreibung des Gebiets

Der Markt Eckental liegt im bayerischen Regierungsbezirk Mittelfranken und gehört zum Landkreis Erlangen-Höchstadt. Der Landkreis, sowie dessen Gemeinden, gehört zur Metropolregion Nürnberg.

Abbildung 1: Übersichtskarte Markt Eckental



Quelle: BayernAtlas

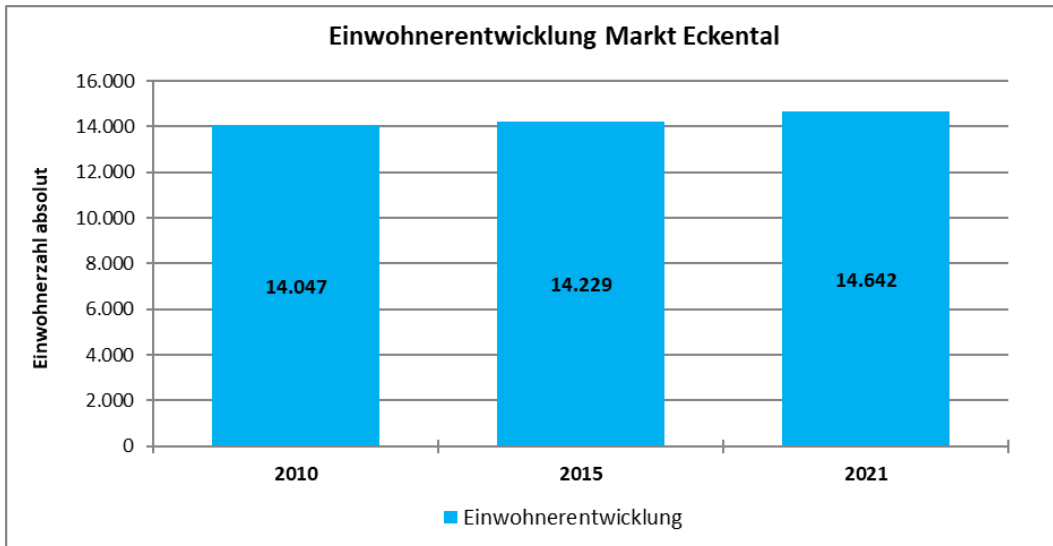
Die Bundesstraße 2 quert das Gemeindegebiet von südwestlicher nach nordöstlicher Richtung. Die einspurige Regionalbahn (Gräfenbergbahn) verbindet Eckental mit Gräfenberg im Norden und Nürnberg in südwestlicher Richtung. Seit der Gebietsreform in den 70er Jahren hat der Markt Eckental insgesamt 13 Gemeindeteile.

⁴ Quelle: IPCC_AR6_WGIII_FinalDraft_FullReport.pdf S.63

1.3.2 Demographie und demographische Entwicklung

Zum 31.12.2021 hatte der Markt Eckental 14.642 Einwohner. Die Bevölkerungsdichte beträgt ca. 490 Einwohner pro Quadratkilometer und liegt somit über dem Durchschnitt des Landkreises Erlangen-Höchstadt mit 250 EW/km² und dem bayerischen Mittel von 190 EW/km².

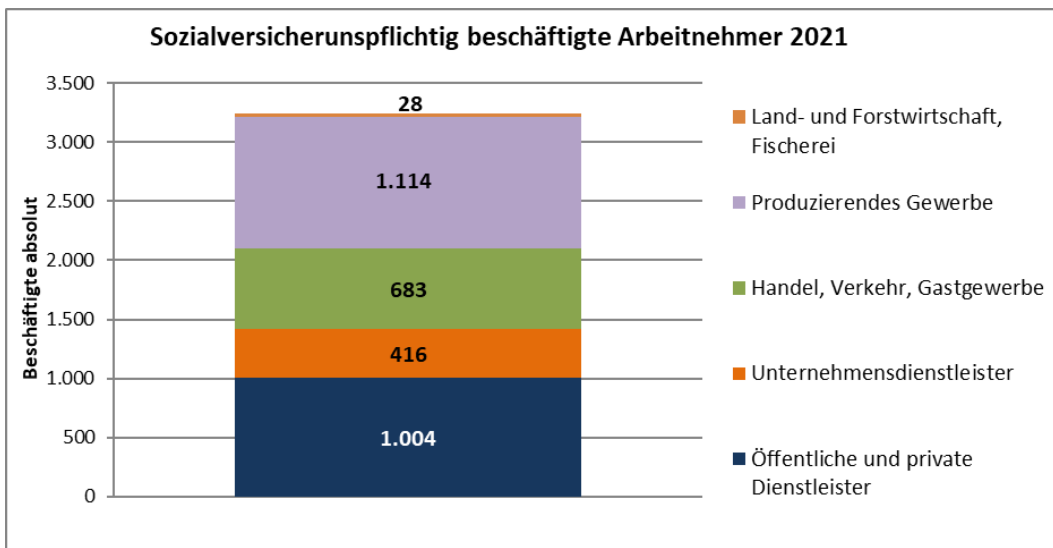
Abbildung 2: Einwohnerentwicklung 2010 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von Statistik Kommunal (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung)

In den letzten elf Jahren ist die Einwohnerzahl um knapp 600 angestiegen.

Abbildung 3: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte 2021



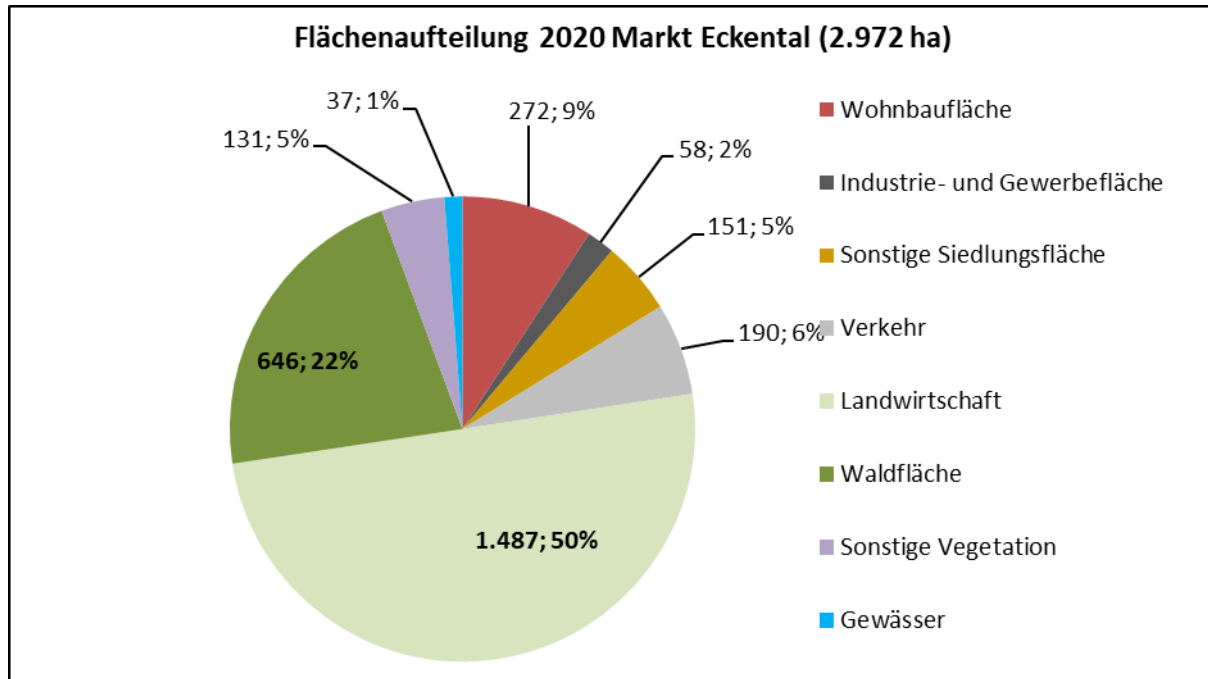
Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von Statistik Kommunal (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung)

Im Jahr 2021 gab es in Eckental 3.245 sozialversicherungspflichtig beschäftigte Arbeitnehmer. Hiervon ist der Großteil im produzierenden Gewerbe (1.114) angestellt knapp gefolgt von öffentlichen und privaten Dienstleistern (1.004).

1.3.3 Flächennutzung

Das Gemeindegebiet umfasst insgesamt 2.972 ha. Den größten Anteil nimmt mit 50 % die Landwirtschaftsfläche ein, gefolgt von 22 % Waldfläche. 16% des Gemeindegebietes sind Siedlungsflächen.

Abbildung 4: Flächennutzung



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage Statistik Kommunal

Der große Anteil an Landwirtschafts- und Waldfläche bietet Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien. (Plandarstellung der Flächennutzung im Anhang)

2 Energiebilanz Wärme

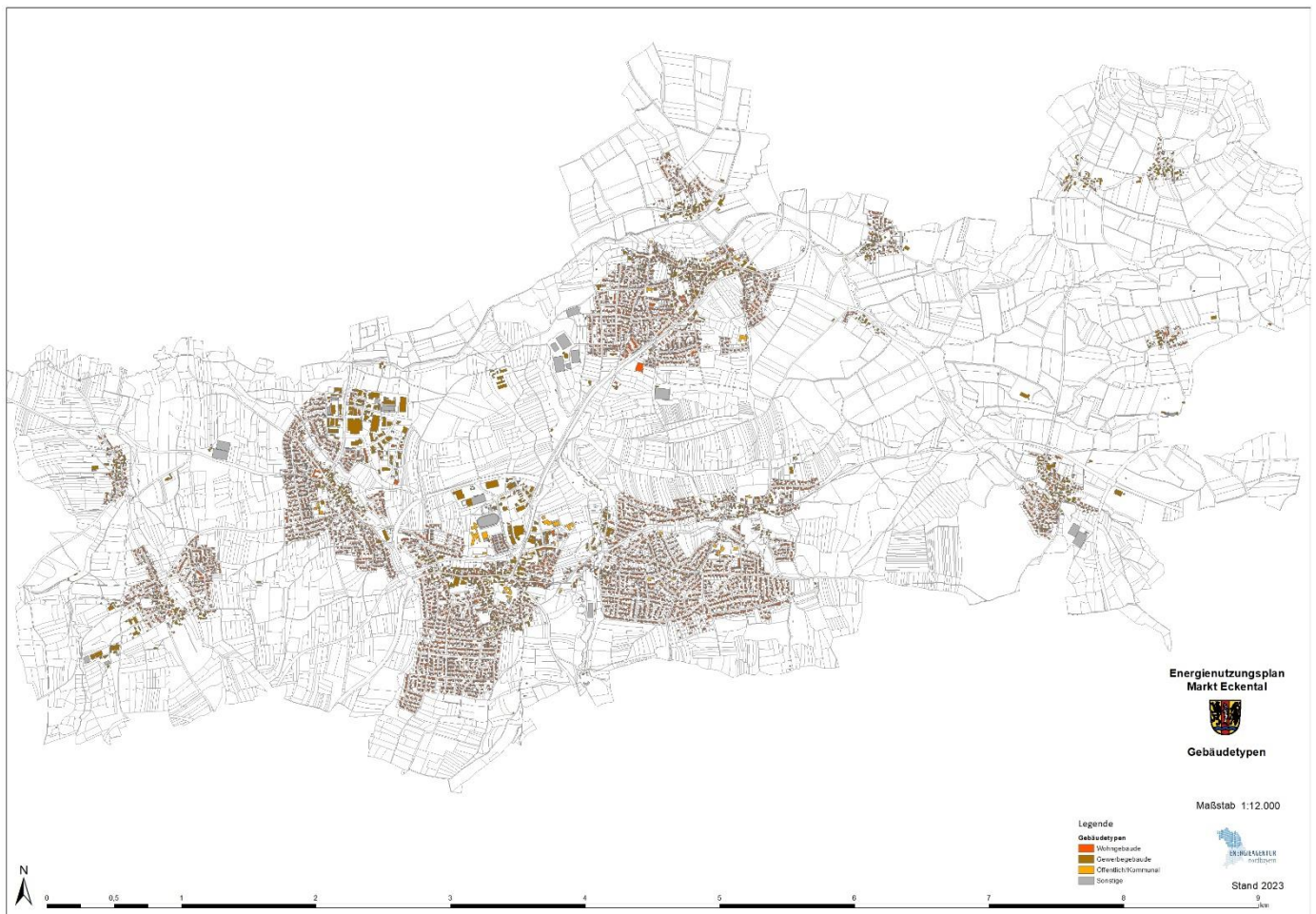
In Eckental gibt es eine Erdgasversorgung durch die N-ERGIE Netz GmbH. Die Verbrauchsdaten wurden für die Erstellung des Energienutzungsplans zur Verfügung gestellt. Die Erhebung der Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgt durch die Auswertung der Förderkennzahlen des zuständigen Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Ein Wärmenetz ist im Gemeindegebiet bisher noch nicht vorhanden.

Der gesamte Wärmebedarf für Eckental wird anhand der GIS-Daten aus der Gebäudenutzung, der Gebäudegrundfläche und -höhe sowie spezifischen Energiekennwerten ermittelt. Hieraus wird in der Folge das gebäudescharfe Wärmekataster erstellt.

2.1 Gebäudenutzung

Die Gebäudenutzung wird anhand der Angaben der digitalen Flurkarte (DFK) ermittelt. Für die Gemeinde Eckental sind 35 % Wohngebäude, 19 % Gebäude für Wirtschaft oder Gewerbe und 2 % öffentliche Gebäude angegeben. Die restlichen Gebäude sind „sonstige“ Nutzung wie Garagen und unbeheizte Hallen. Folgende Abbildung zeigt die Gebäudenutzung anhand der DFK vom Vermessungsamt:

Abbildung 5: Gebäudenutzung

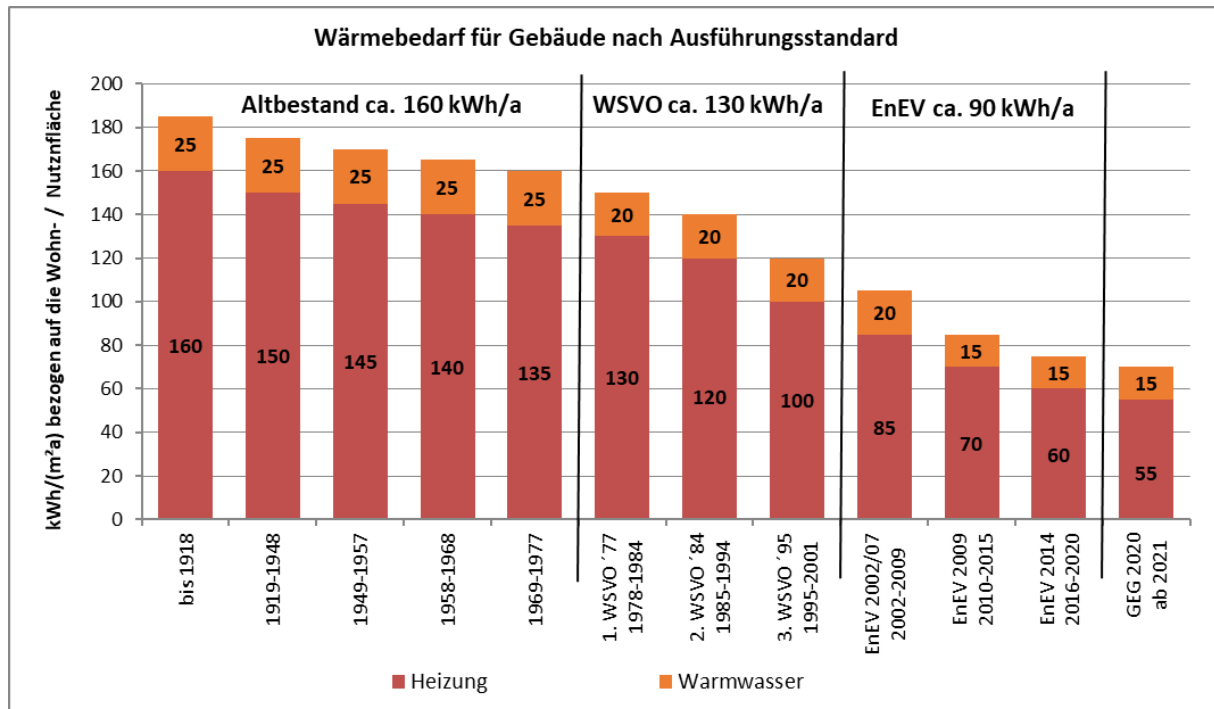


Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage DFK (Maßstabgerechter Plan im Anhang)

2.2 Wohngebäudebestand

Für die Wohngebäude wird der Wärmebedarf anhand statistischer Daten ermittelt und in die DFK übertragen. Folgende Abbildung zeigt den statistischen Heizwärmebedarf für den Gebäudebestand nach Ausführungsstandard:

Abbildung 6: Heizwärmebedarf für Wohngebäude nach Ausführungsstandard



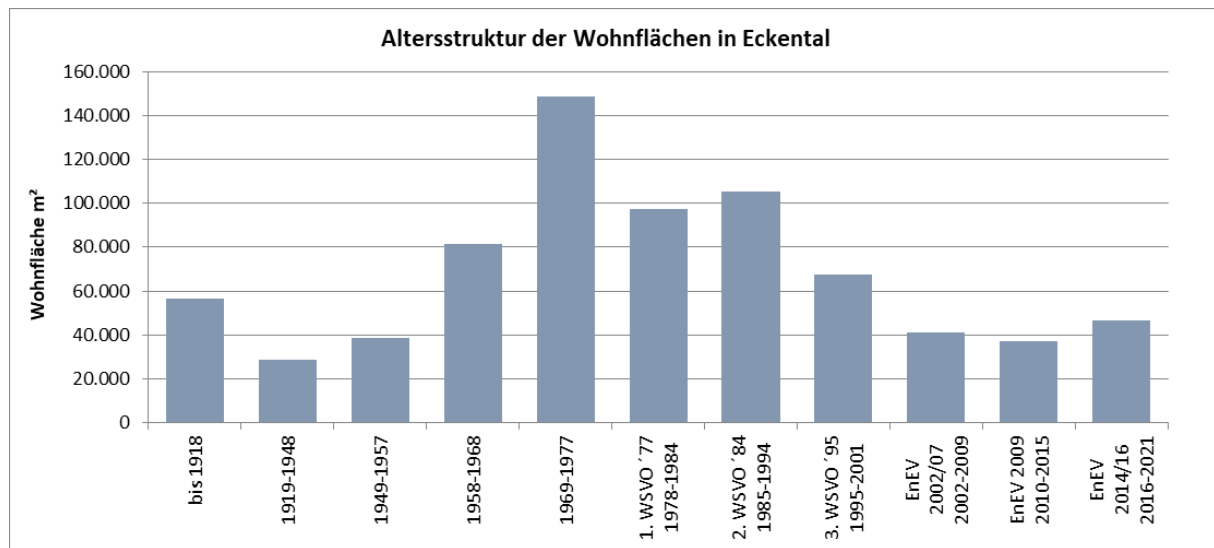
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage Institut für Wohnen und Umwelt IWU; Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung

Während frühere Dämmvorschriften allein die Verhinderung von Schäden durch Kondensatausfall in den Bauteilen im Blickfeld hatten, sollte durch die Einführung der Wärmeschutzverordnung (WSVO) 1977 zum ersten Mal der Endenergiebedarf der Gebäude gesenkt werden. Die erste und zweite WSVO definieren erstmals Wärmeschutzstandards für einzelne Bauteile. Seit der 3. WSVO von 1995 wird für Neubauten der Jahres-Heizwärmebedarf auf ca. 95 kWh/a je m² Wohnfläche begrenzt. In der Energie-Einsparverordnung (EnEV) von 2002 werden die Regelwerke für die Qualität der Gebäudehülle und der Effizienz der Anlagentechnik zusammengefasst. Die EnEV definiert demzufolge einen einzuhaltenden Jahres-Primärenergiebedarf. Eine Novellierung der EnEV im Jahr 2009 und 2014 führte zu einer weiteren Verbesserung der Energiestandards im Gebäudebereich.

Seit Nov. 2020 ersetzt das Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) die EnEV. Hier kam es zu geringfügigen Änderungen für den Neubau und die Sanierung. Mit der GEG-Novelle 2023 wurde eine weitere Verschärfung für die Neubauanforderungen eingeführt. Die vieldiskutierte GEG-Novelle für 2024 beinhaltet Änderungen für die Gebäudebeheizung, die Anforderungen für die Gebäudehülle bleiben unverändert.

Folgende Abbildung zeigt die Bautätigkeit in Abhängigkeit der Baualtersklassen:

Abbildung 7: Altersstruktur des Wohnraums



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage Statistik Kommunal

Die größte Bautätigkeit hatte dann in den 70er bis Mitte der 90er Jahren stattgefunden. Besonders bei Gebäuden, die bis zur 3. WSVO errichtet wurden, sind durch energieeffiziente Gebäudesanierung hohe Einsparpotenziale zu realisieren.

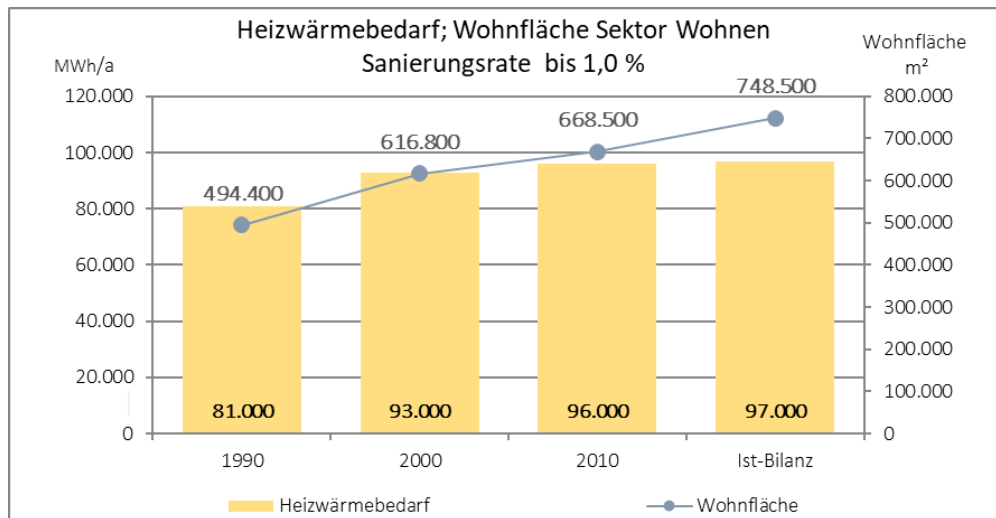
Insgesamt gibt es im Gemeindegebiet momentan rund 784.500 m² Wohnfläche bei 6.782 Wohneinheiten in 4.459 Wohngebäuden. Jeder Einwohner bewohnt im Durchschnitt 51 m².

2.2.1 Wohngebäude / Heizwärme- und Endenergiebedarf

Unter Berücksichtigung aller direkten und indirekten Emissionen sind Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) derzeit für bis zu 30 Prozent der Treibhausgasemissionen (THG) in Deutschland verantwortlich. Das Bundes-Klimaschutzgesetz der Bundesregierung fordert einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis 2045⁵. Das größte Einsparpotenzial liegt hierbei in der energetischen Gebäudesanierung. Die energetische Sanierungsrate liegt derzeit bei jährlich knapp einem Prozent.

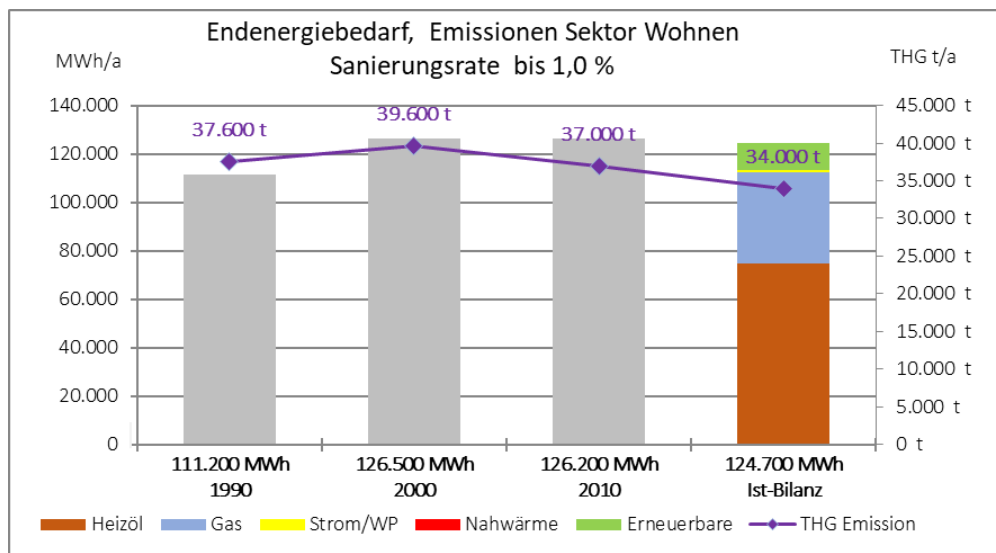
Bei den folgenden Berechnungen ist zu berücksichtigen, dass von der Energiebedarfsseite ausgegangen wird. Unter Berücksichtigung des energetischen Standards des Gebäudebestandes und eines standardisierten Nutzerverhaltens wird der durchschnittliche Heizwärmebedarf der Gebäude ermittelt. Die Ergebnisse des tatsächlichen Energieverbrauchs können aufgrund von abweichenden Nutzerverhalten davon abweichen.

⁵ Klimaschutzgesetz der Bundesregierung, 12.05.2021 und Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes

Abbildung 8: Entwicklung Wohnfläche und Heizwärmebedarf

Zwischen 1990 und 2021 steigt der Heizwärmebedarf um 20% an, dagegen ist die Wohnfläche in den letzten 31 Jahren um 51 % gewachsen. Diese Diskrepanz ist auf immer höhere energetische Anforderungen an den Gebäude Neubau und die gleichzeitige Gebäudesanierung zurückzuführen.

Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung (TWW) und der Erzeugungsverluste der Heizungsanlagen hatte sich der gesamte Endenergiebedarf wie folgt entwickelt:

Abbildung 9: Entwicklung Endenergiebedarf Wohngebäude

Durch die energetische Sanierung des Gebäudebestandes und die fortwährende Verbesserung der Heiztechnik wird der nötige Wärmebedarf immer effizienter erzeugt. Trotz des Wohnflächenzuwachses ist der Endenergiebedarf im Gebäudesektor seit 2000 rückläufig.

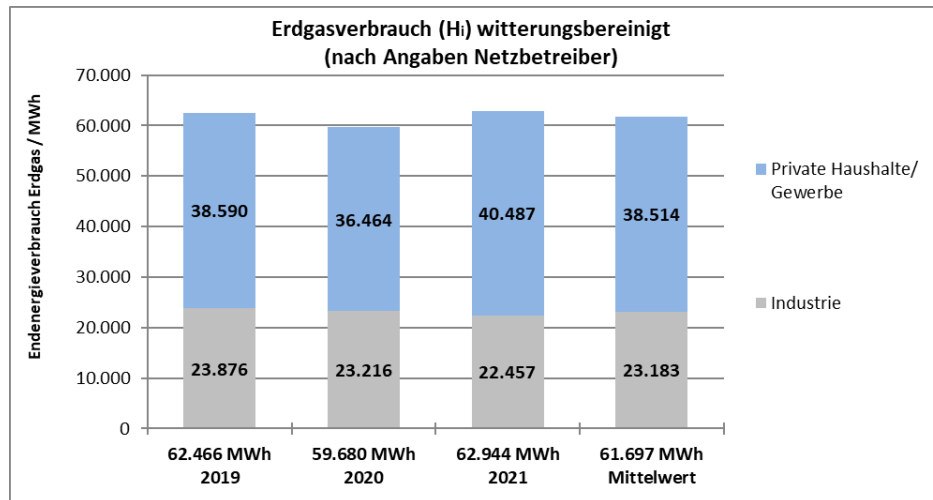
Für das Jahr 2021 konnte aufgrund der Datenerhebung der aktuelle Heizwärmemix berechnet werden, der sich durch den steigenden Anteil an erneuerbarer Wärme stetig verbessert. (Siehe auch Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung). Die THG-Emissionen sind mit derzeit 10.900 t jährlich im Vergleich zu 1990 um 10 % zurückgegangen. Trotzdem werden noch 60 % der Wärme im Wohnbereich mit Heizöl erzeugt.

2.3 Leitungsgebundene Wärmeerzeugung

2.3.1 Erdgasverbrauch

Durch die N-ERGIE Netz GmbH wurden die Verbrauchsdaten der Jahre 2019 bis 2021 zur Verfügung gestellt:

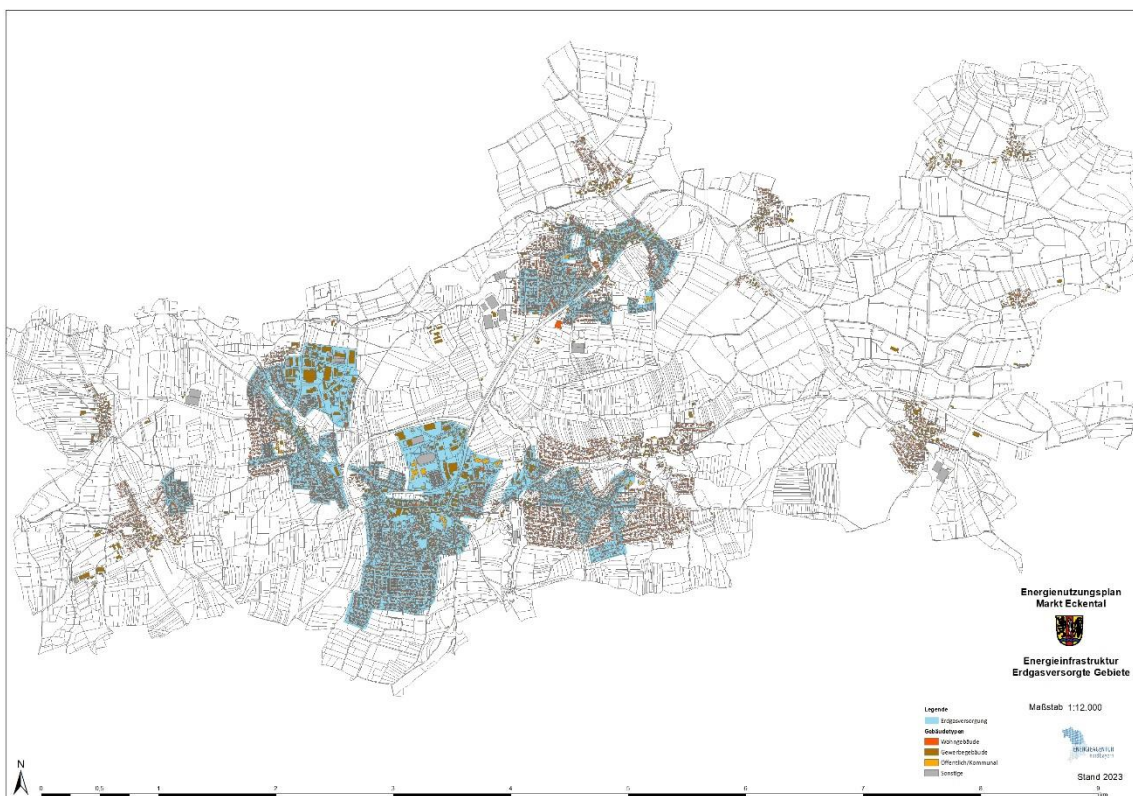
Abbildung 10: Erdgasverbrauch Eckental



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE Netz GmbH

Im Mittel werden jährlich ca. 61.700 MWh Erdgas verbraucht. Hiervon 62 % durch private Haushalte mit Kleingewerbe, 34 % durch Industrie und ca. 4 % durch öffentlich/kommunale Gebäude (Datenerhebung kommunaler Eigenverbrauch).

Abbildung 11: Erdgasversorgte Gebiete



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage N-ERGIE Netz GmbH (Maßstabsgerechter Plan im Anhang)

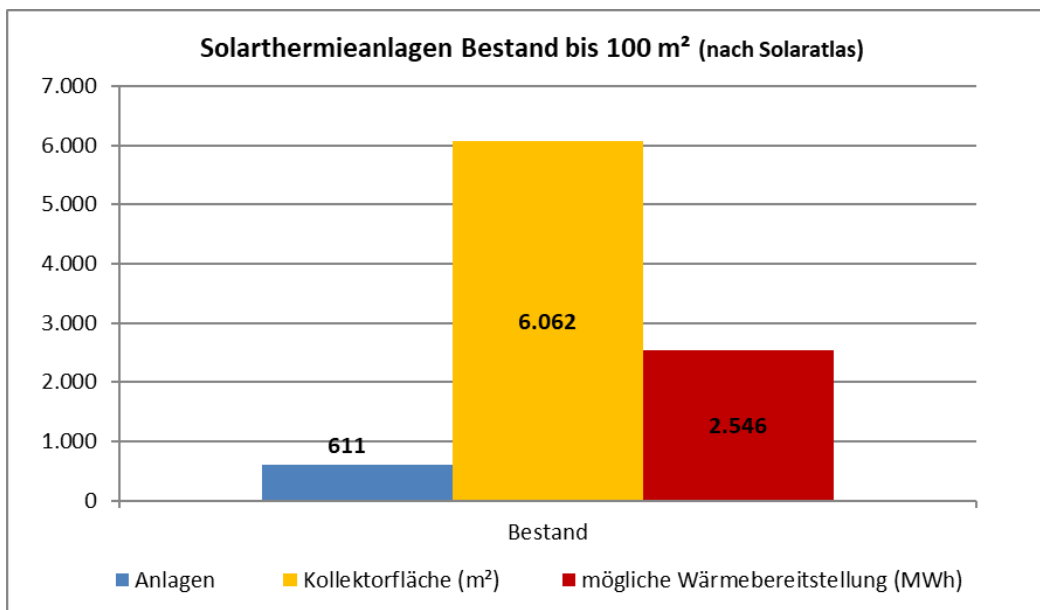
2.4 Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung

Im Gemeindegebiet Eckental sind Solarthermieanlagen, Biomasseanlage und Wärmepumpen zur regenerativen Wärmeerzeugung im Einsatz.

2.4.1 Solarthermie

Solarthermische Anlagen erzeugen Wärme zur Warmwassererwärmung und/oder Heizungsunterstützung. Zur Datenerhebung kann hier auf den Solaratlas zurückgegriffen werden, der seit 2001 die geförderten Solarthermieanlagen bis 40 m² Kollektorfläche abbildet.

Abbildung 12: Installierte Solarthermieanlagen



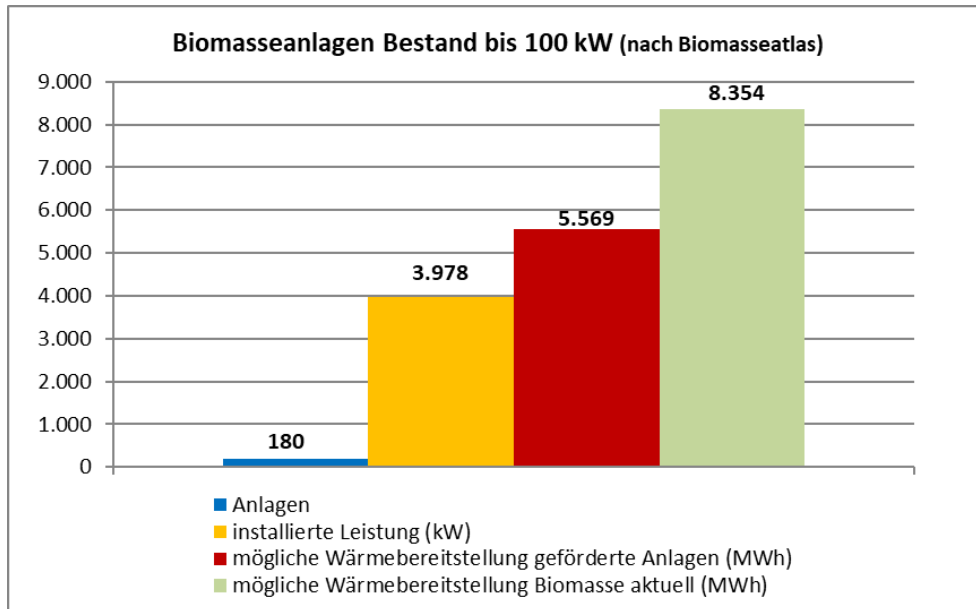
Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Solaratlas

Im Jahr 2021 sind in Eckental 611 geförderte Solarthermieanlagen mit 6.062 m² Kollektorfläche installiert und erzeugen rund 2.550 MWh Wärme. Die durchschnittliche Anlagengröße liegt bei 9,9 m² Kollektorfläche.

2.4.2 Biomasse (Holz)

Biomasseanlagen zur reinen Wärmeerzeugung werden mit Scheitholz, Hackschnitzeln und Holzpellets betrieben. Zur Datenerhebung kann hier auf den Biomasseatlas zurückgegriffen werden, der aber lediglich die geförderten Biomasseanlagen bis 100 kW Nennwärmeleistung erfasst.

Abbildung 13: Geförderte Biomasseanlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Biomasseatlas

Derzeit sind 180 geförderte Biomasseanlagen mit knapp 4.000 kW Nennleistung installiert und erzeugen ca. 5.600 MWh Wärme. Die durchschnittliche Anlagengröße liegt hier bei 22 kW.

In Anlehnung an Energiekonzepte vergleichbarer Kommunen, liegt die Wärmeerzeugung durch Biomasseanlagen durch nicht geförderte Anlagen immer höher. Für die Energiebilanz im ENP wird für Eckental die 1,5-fache Wärmebereitstellung durch Biomasse angesetzt, rund 8.350 MWh.

2.4.3 Wärmepumpen, Oberflächennahe Geothermie

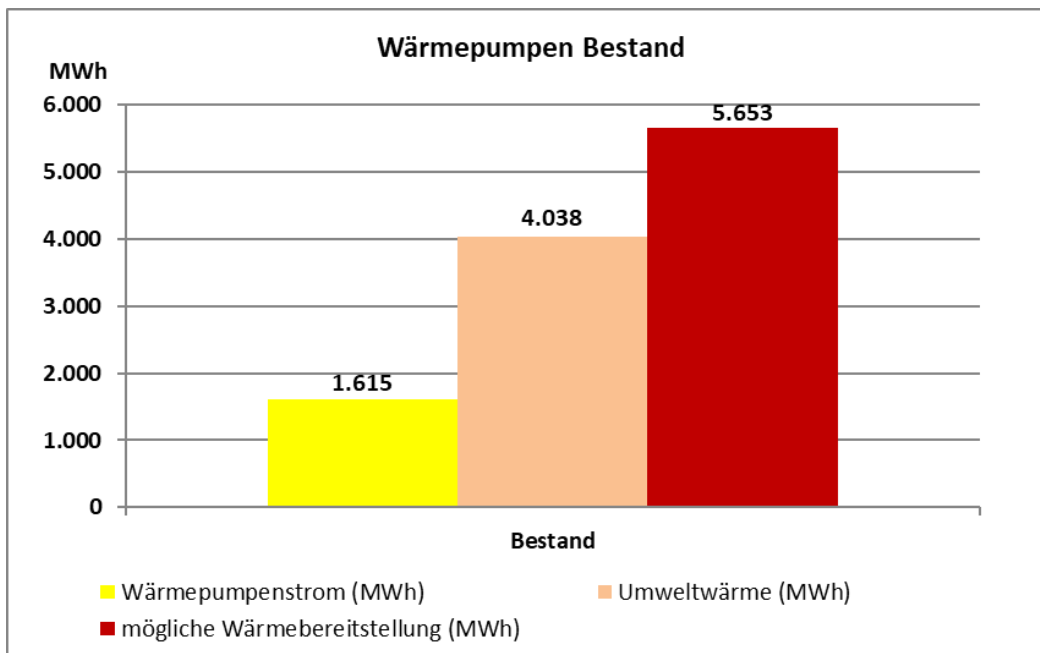
Eine Wärmepumpe erzeugt unter Aufwendung von Strom thermische Energie aus einem Reservoir mit niedrigerer Temperatur (Umgebungswärme) und hebt dies auf ein höheres Temperaturniveau (Raumwärme). Mit Wärmepumpen kann im Sommer auch gekühlt werden.

Für Wärmepumpen gibt es drei verschiedene Techniken:

- Luft-Wasser-Wärmepumpe, entzieht die Energie aus der Umgebungsluft
- Sole-Wasser-Wärmepumpe, entzieht die Energie aus der Erde über Kollektoren oder Erdwärmesonden
- Wasser-Wasser-Wärmepumpe, entzieht die Energie aus dem Grundwasser

Nach N-ERGIE Netz GmbH werden aktuell rund 2.150 MWh/a Wärmestrom verbraucht. Bei 75 % Wärmepumpennutzung könnten dadurch in etwa 5.650 MWh Wärme erzeugt werden.

Abbildung 14: Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen

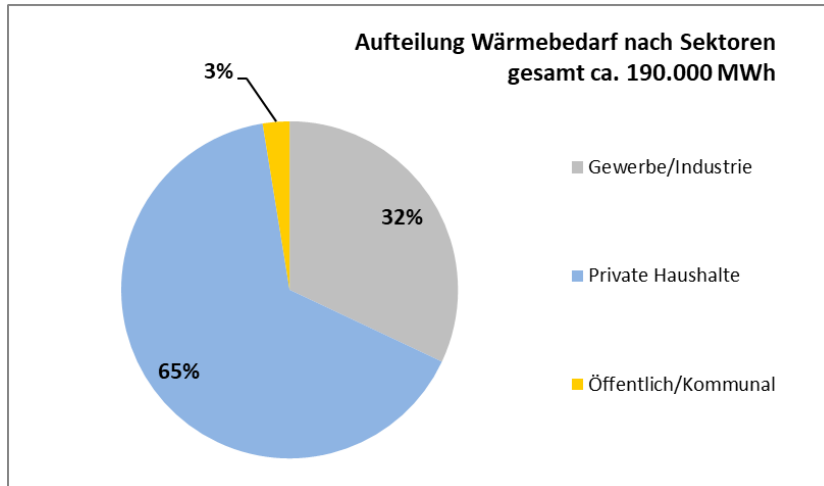


Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE-Netz GmbH

2.5 Gesamter Wärmebedarf - Wärmebereitstellung

Anhand der Gebäudenutzung aus der DFK und der statistischen Daten des Wohngebäudebestandes erfolgt eine Hochrechnung auf den gesamten Gebäudebestand und Wärmebedarf im Gemeindegebiet Eckental.

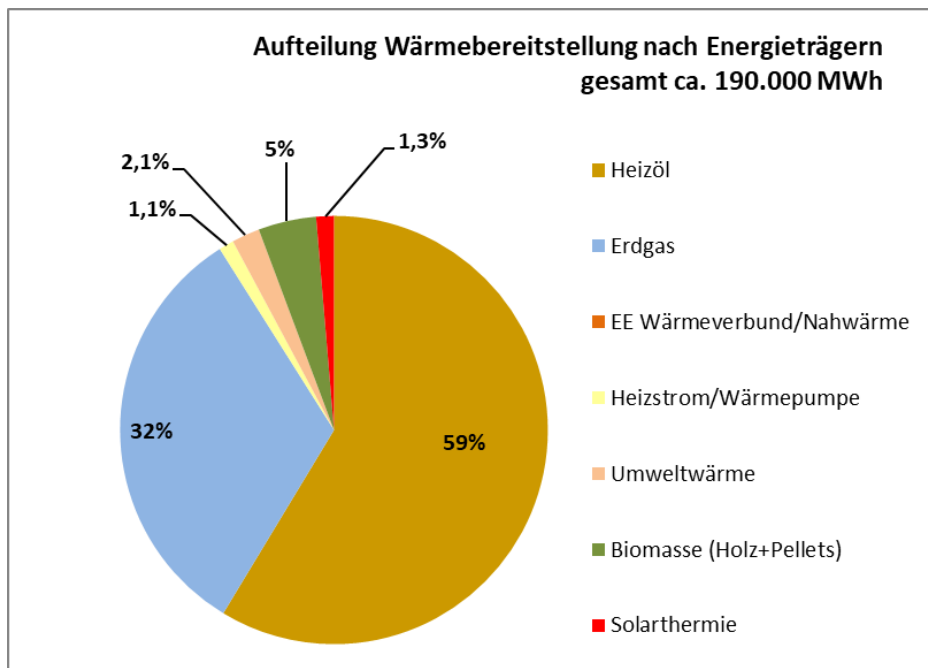
Abbildung 15: Aufteilung Wärmebedarf nach Verbrauchern gesamtes Gemeindegebiet



Aktuell besteht ein gesamter, jährlicher Wärmebedarf von rund 190.000 MWh. Die Wohngebäude haben hierbei einen Anteil von 65 %, die Nichtwohngebäude von 35 %.

Bei der Aufteilung Wärmebereitstellung sind auch die vorhandenen Anlagen zur regenerativen Wärmeerzeugung berücksichtigt:

Abbildung 16: Aufteilung Wärmebereitstellung nach Energieträgern und THG-Emissionen



Insgesamt werden aktuell noch knapp 60 % der gesamten Wärme durch Heizöl erzeugt. Mit Erdgas haben die fossilen Energien einen Anteil von über 90 % an der Wärmebereitstellung. Bei der erneuerbaren Wärmeerzeugung leistet die Biomasse aus Holz den mit Abstand größten Beitrag. Erneuerbare Nahwärmeversorgung ist in Eckental noch nicht umgesetzt.

3 Potenzialanalyse Energieeinsparung Wärme

Im Folgenden wird ausgehend von der Wohngebäudesanierung das Einsparpotenzial für den gesamten Gebäudebestand abgeleitet.

Ausgehend von der Bestandssituation wurden zwei Gebäude-Sanierungsszenarien simuliert. Beim Szenario Trend 2045 wird lediglich von einer leicht steigenden Sanierungsrate ausgegangen, nach dem Motto „weiter so“. Der Sanierungsstandard wird in Richtung Komplettsanierung gedacht und nicht mehr nur in Einzelmaßnahmen wie z.B. Fenstertausch.

Für das Szenario Klimaschutz 2045 muss sich die Sanierungsrate auf 2,5 % verdoppeln. Das Sanierungsniveau entspricht derzeitigen Effizienzhausstandards. Diese entsprechen dem Stand der Technik und sind aufgrund der aktuellen Energiekrise und Diskussion um Energieeinsparung ein realistischer Ansatz.

3.1 Wohngebäude Sanierungspotenzial

Die Energieeinsparung im Gebäudebereich soll vor allem durch zwei Maßnahmenpakete erreicht werden⁶: Einerseits soll die Sanierungsrate der energetischen Sanierung von Gebäuden mindestens verdoppelt werden, andererseits muss die Wärmeerzeugung durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien dekarbonisiert werden.

Entsprechend den Anforderungen an den Neubau steigen auch die energetischen Anforderungen bei der Gebäudesanierung. Durch weiteren technologischen Fortschritt sinken in Zukunft aber auch gleichzeitig die Baukosten für hocheffiziente Maßnahmen wie Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung und Passivhausfenster. Die Bundesregierung unterstützt zudem die energieeffiziente Gebäudesanierung durch die „Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude“ (BEG) für Einzelmaßnahmen und Komplettsanierungen zum Effizienzhaus.

Im Rahmen des Energienutzungsplans werden folgende zwei Sanierungsszenarien bis 2045 berechnet:

- **Trend-Szenario:** Steigerung der Sanierungsrate auf 1,4 %
Sanierungsniveau in Richtung Komplettsanierung
- **Klimaschutz-Szenario:** Steigerung der Sanierungsrate auf 2,5 %
Sanierungsniveau in Richtung Effizienzhausstandard EH 85, entspricht in etwa dem aktuellen Neubaustandard

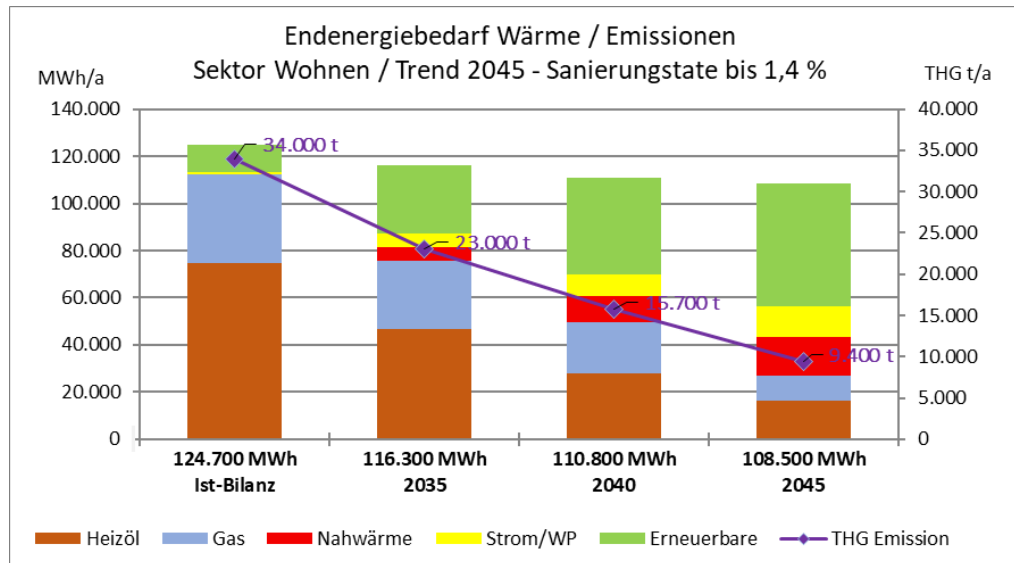
Außerdem werden unterschiedliche Entwicklungsszenarien beim Heizwärmemix berücksichtigt.

⁶ Klimaschutzgesetz der Bundesregierung, 12.05.2021 und Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes

- **Wohngebäudesanierung Trend-Szenario**

Im Trend-Szenario ergibt sich folgendes Reduktionspotenzial:

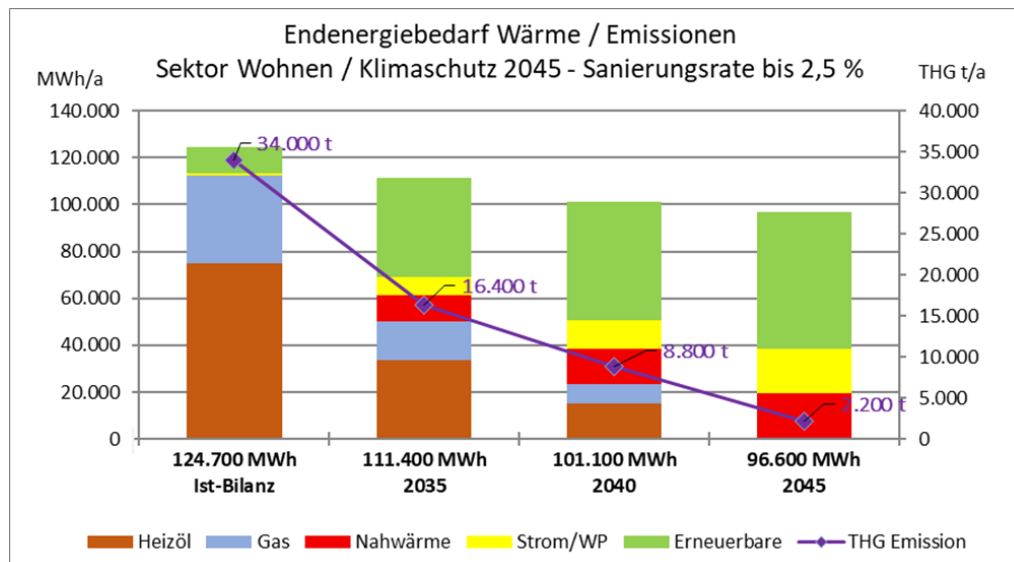
Abbildung 17: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Trend 2045



Der Endenergiebedarf für Heizung und TWW reduziert sich im Trend-Szenario bis 2045 um 13 %. Durch der Erneuerbaren Energien und Erneuerbarer Nahwärme reduzieren sich die Treibhausgasemissionen um knapp 72 %. Der Anteil fossiler Wärmeerzeugung beträgt noch 25 %.

- **Wohngebäudesanierung Klimaschutz-Szenario**

Abbildung 18: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Klimaschutz 2045

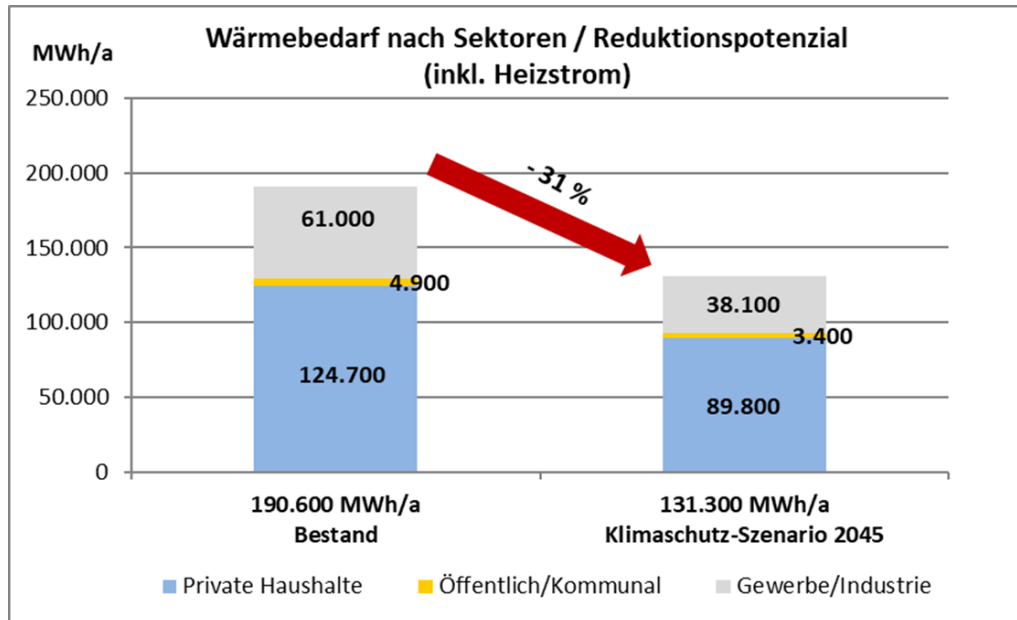


Mit den festgelegten Maßnahmen kann sich der Endenergiebedarf im Klimaschutz-Szenario um 23 % reduzieren. Die Emissionen sinken um 94 %. Fossile Energieträger dürfen nicht mehr eingesetzt werden, nur so kann Klimaneutralität erreicht werden.

3.2 Gesamtes Reduktionspotenzial Wärme

Überträgt man das Sanierungsszenario des Wohngebäudebestandes auf den Nichtwohngebäudebestand ergibt sich folgendes Reduktionspotenzial:

Abbildung 19: Reduktionspotenzial gesamter Wärmebedarf Klimaschutz-Szenario



Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario bei der Wärmeversorgung im Gebäudesektor ein Einsparpotenzial von 31 % zu erreichen.

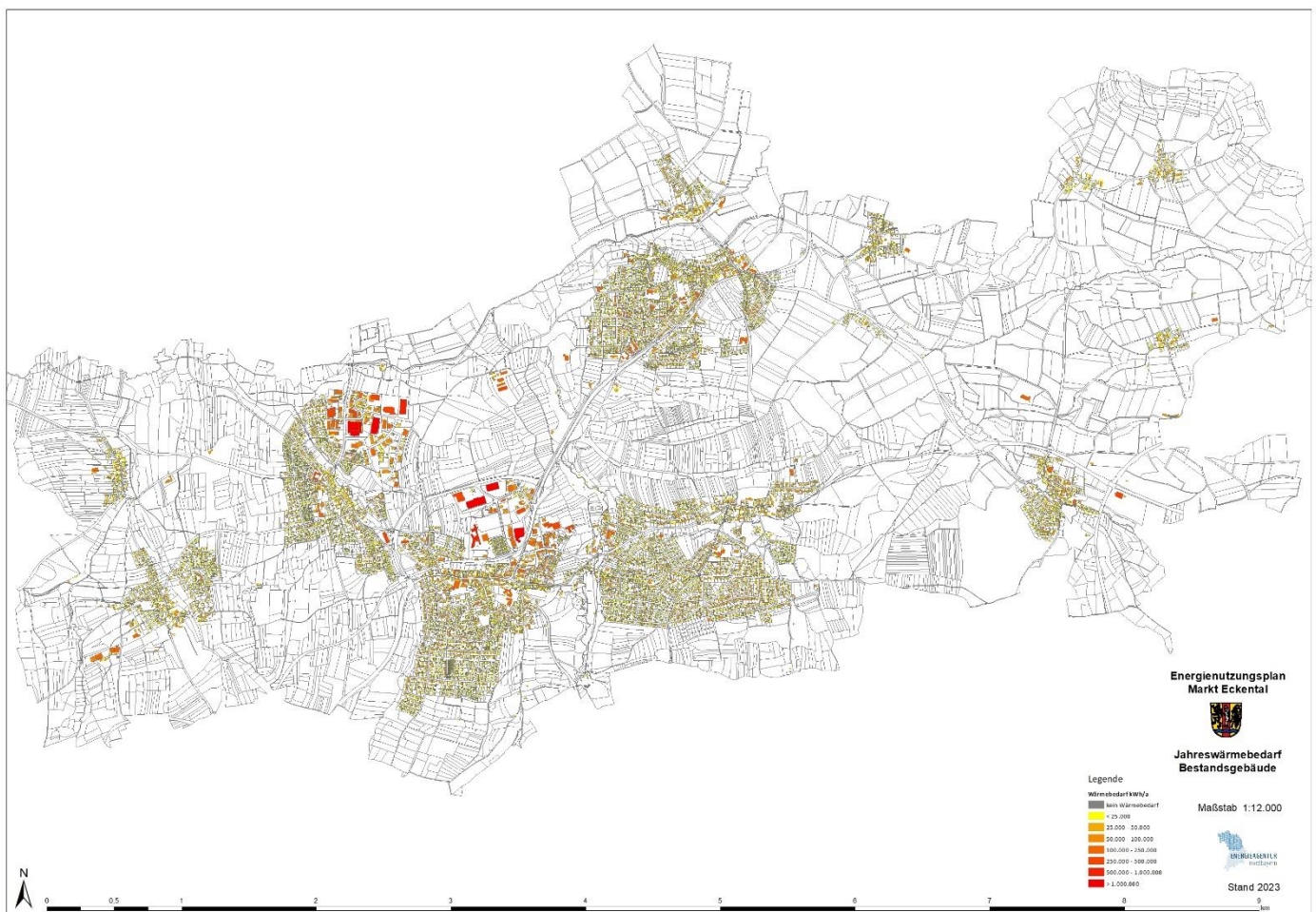
4 Gebäudescharfes Wärmekataster

Die Ergebnisse aus der Wärmebedarfsermittlung werden gebäudescharf in das GIS-System übertragen. In einem zweiten Schritt wird durch das Wärmekataster die aktuelle siedlungsbezogene Wärmebedarfsdichte dargestellt. Für das Trend- und Klimaschutzszenario wird dann eine mögliche zukünftige Wärmebedarfsdichte simuliert, um Gebiete zum Aufbau von Wärmenetzen zu ermitteln.

4.1 Jahreswärmebedarf je Gebäude im Gebäudebestand

Anhand der LoD2 Gebäudedaten wird aus der Gebäudehöhe und der Gebäudegrundfläche für jedes Gebäude eine überschlägige Nutz- bzw. Wohnfläche berechnet. Die Wohnfläche wird mit dem erhobenen statischen Wert abgeglichen. Durch die spezifischen Wärmebedarfskennwerte (kWh/m²) aus der Wohngebäudesimulation kann für jedes Gebäude ein gebäudescharfer Jahreswärmebedarf berechnet und dargestellt werden.

Abbildung 20: Jahreswärmebedarf je Gebäude

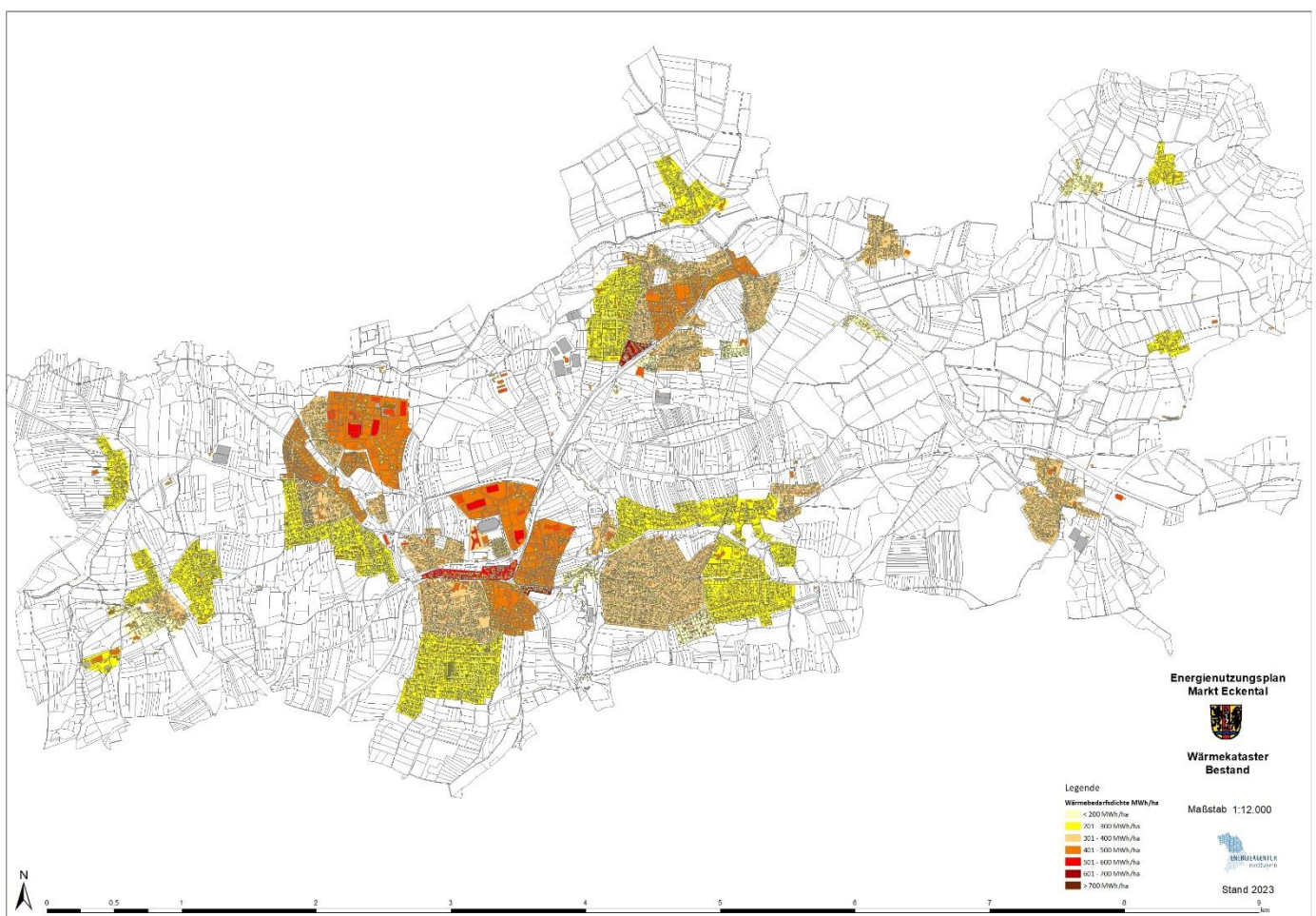


Plan maßstabsgerecht im Anhang

4.2 Wärmekataster Gebäudebestand

Ausgehend von der geografischen Situierung und Clusterung der Gebäudetypen werden möglichst einheitliche Sektoren gebildet. Das gebäudescharfe Wärmekataster zeigt je Sektor die flächenbezogene Wärmebedarfsdichte der Gebäude (MWh) in Bezug auf die Fläche in Hektar (ha). Siedlungsgebiete mit einer dichten Bebauung und größeren Gebäuden haben eine höhere Wärmebedarfsdichte als Gebiete mit Ein- und Zweifamilienhausbebauung. Sektoren mit einer höheren Wärmebedarfsdichte (über 200 MWh/ha) eignen sich grundsätzlich für zentrale Versorgung durch Wärmenetze. In Sektoren mit einer geringen Wärmebedarfsdichte (bis 200 MWh/ha) sollten dezentrale Wärmeversorgungskonzepte umgesetzt werden.

Abbildung 21: Gebäudebestand Wärmekataster

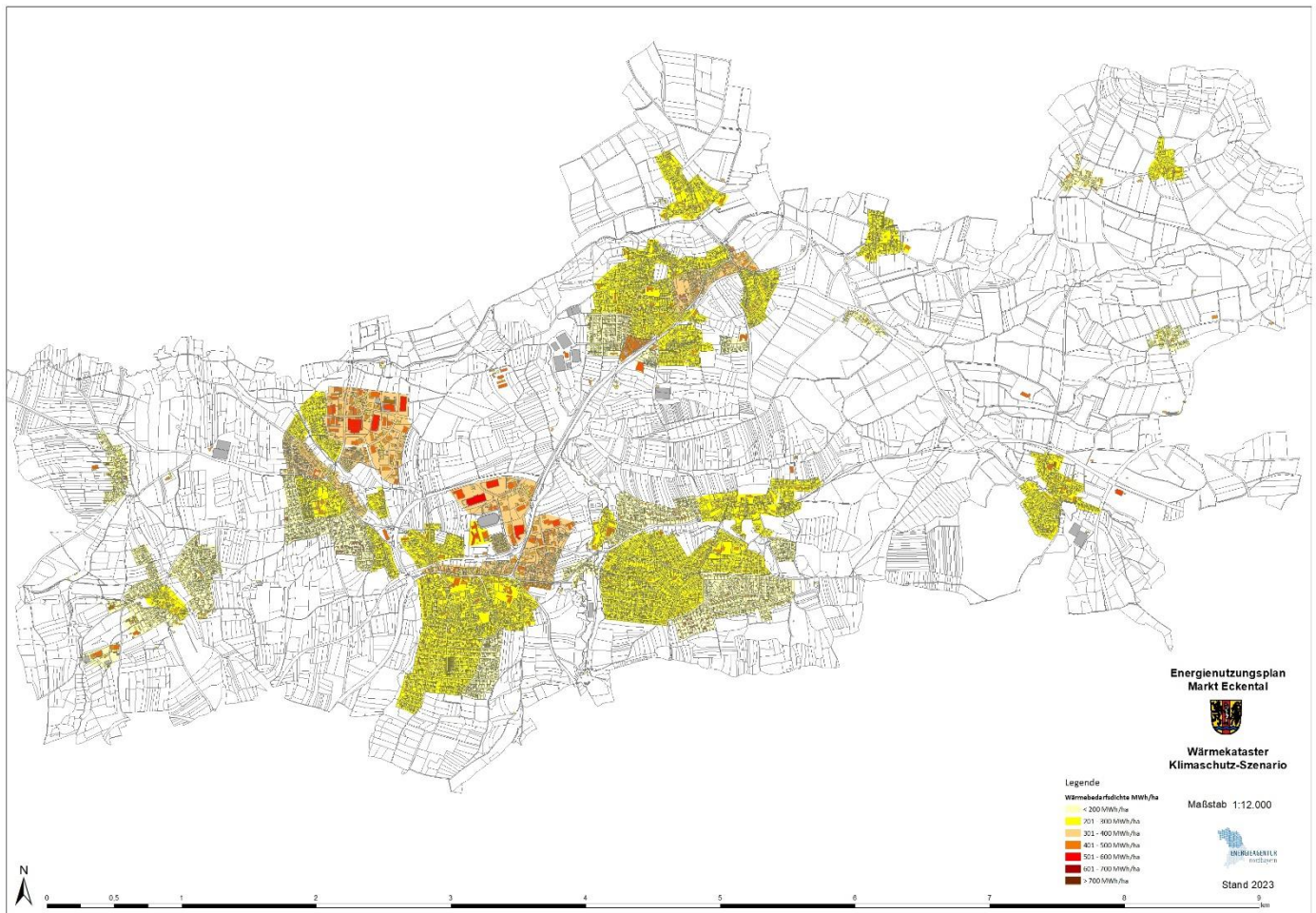


Plan maßstabsgerecht im Anhang

4.3 Wärmekataster Klimaschutz-Szenario

Die folgende Abbildung zeigt, dass im Klimaschutz-Szenario bei den weniger dicht besiedelten Sektoren, die Wärmebedarfsdichte unter 200 MWh/ha sinkt. Hier ist auch in Zukunft eine dezentrale Wärmeversorgung durch klimaneutrale Einzelheizungen zu favorisieren.

Abbildung 22: Klimaschutz-Szenario Wärmekataster

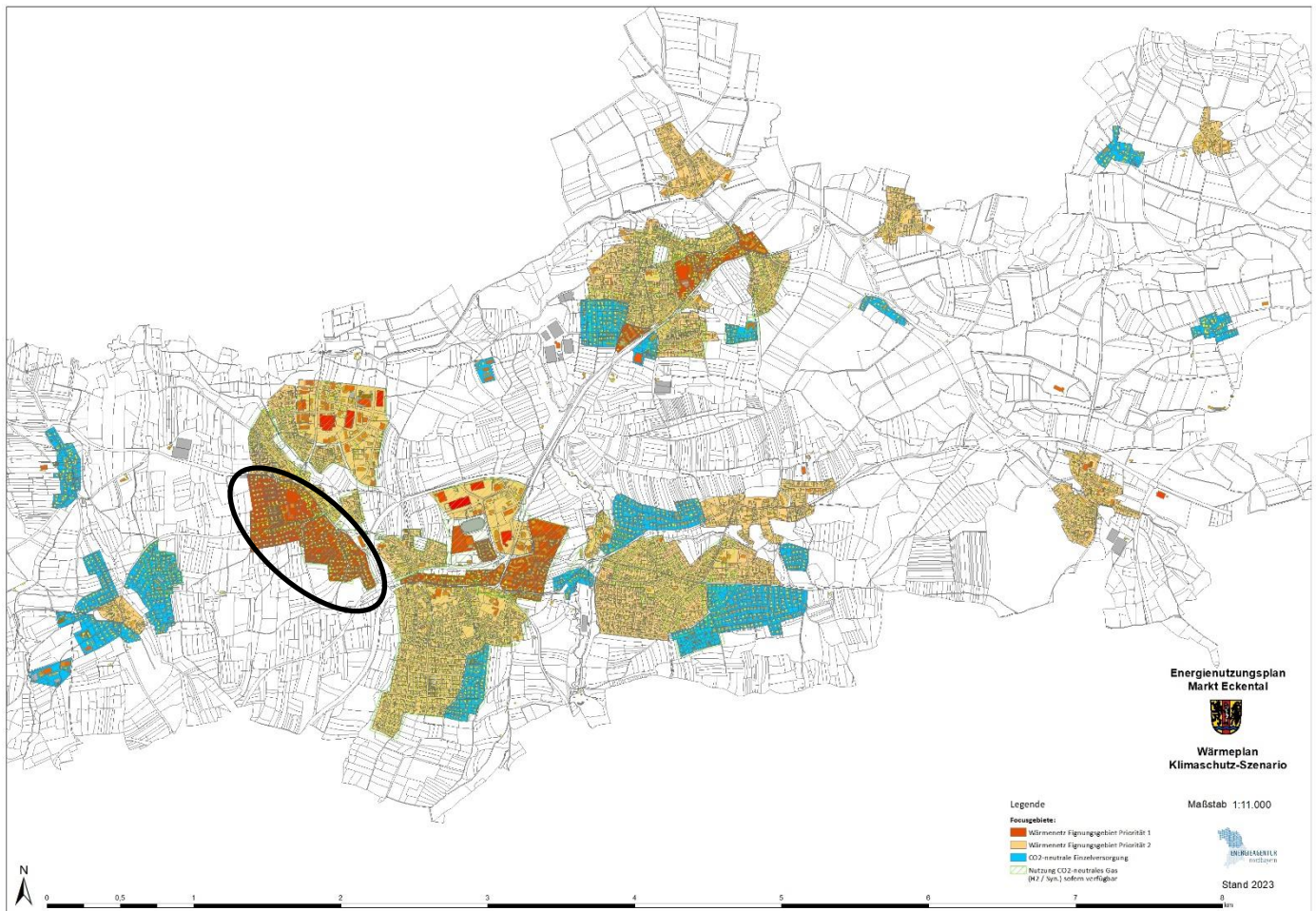


Plan maßstabsgerecht im Anhang

4.4 Wärmeplan Klimaschutz-Szenario

Auf Grundlage des Wärmekatasters aus dem Klimaschutz-Szenario ergibt sich folgender Wärmeplan:

Abbildung 23: Klimaschutz-Szenario Wärmeplan



Plan maßstabsgerecht im Anhang

Hier sind wenig dicht bebaute Gebiete/Quartiere mit einer Wärmebedarfsdichte < 200 MWh/ha für CO₂-neutrale Einzelversorgung ausgewiesen. Gebiete mit höherer Wärmebedarfsdichte eignen sich grundsätzlich für eine zentrale Versorgung durch Wärmenetze. Aber auch andere Kriterien, wie z.B. Erneuerung von Straßen oder Versorgungsleitungen sollten in die Auswahl einfließen, da sich dadurch die Erschließungskosten für Wärmeleitungen deutlich reduzieren.

In Wärmenetz Eignungsgebieten mit Priorität 1 sollten kurzfristig Konzepte für eine zentrale Wärmeversorgung erstellt werden. Im Rahmen des ENP wird für das Areal Brand-Süd eine Voruntersuchung mit unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten ausgearbeitet.

Wärmenetz Eignungsgebiete mit Priorität 2 eignen sich grundsätzlich für eine zentrale Wärmeversorgung wenn eine hohe Anschlussdichte der Wärmeabnehmer realisierbar ist. Hier sind auch Gewerbegebiete berücksichtigt, in denen die Umsetzung zentraler Wärmeversorgungsvarianten in der Vergangenheit aufgrund von Bedenken zur Versorgungssicherheit usw. nicht einfach war. Es ist aber davon auszugehen, dass sich in hier Zukunft die Einstellung von Unternehmen ändern wird.

In Gebieten mit Erdgasnetz könnten theoretisch CO₂-neutrale Gase genutzt werden. Bestehende Gasversorgungssysteme sind üblicherweise für 20 % bis 30 % Wasserstoffbeimischung geeignet. Von einer

Änderung der Gasbeschaffenheit durch eine Zumischung von Wasserstoff in das Erdgas sind die Verdichteranlagen in besonderem Maße betroffen. Für drucktragende Bauteile sind Werkstoffe einzusetzen, die unempfindlich gegen Wasserstoffversprödung sind. Der Verdichter muss für das zu transportierende Erdgas-Wasserstoff-Gemisch in Hinblick auf die Dichte und die erforderliche Antriebsenergie ausgelegt sein.⁷

Ob bei der N-ERGIE bereits ein Gasnetzgebietstransformationsplan vorliegt, konnte nicht in Erfahrung gebracht werden. Auch sind aktuelle „H₂-ready“ Endgeräte (Brennwertgeräte) nur bis maximal 30 % Wasserstoffbeimischung aufgelegt.

Grundsätzlich gehen Experten von keiner flächendeckenden Wasserstoffnutzung im Erdgasnetz aus.

⁷ Quelle: Verdichterstationen als Antrieb der Gasversorgungsnetze: Technische Sicherheit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz im DVGW-Regelwerk

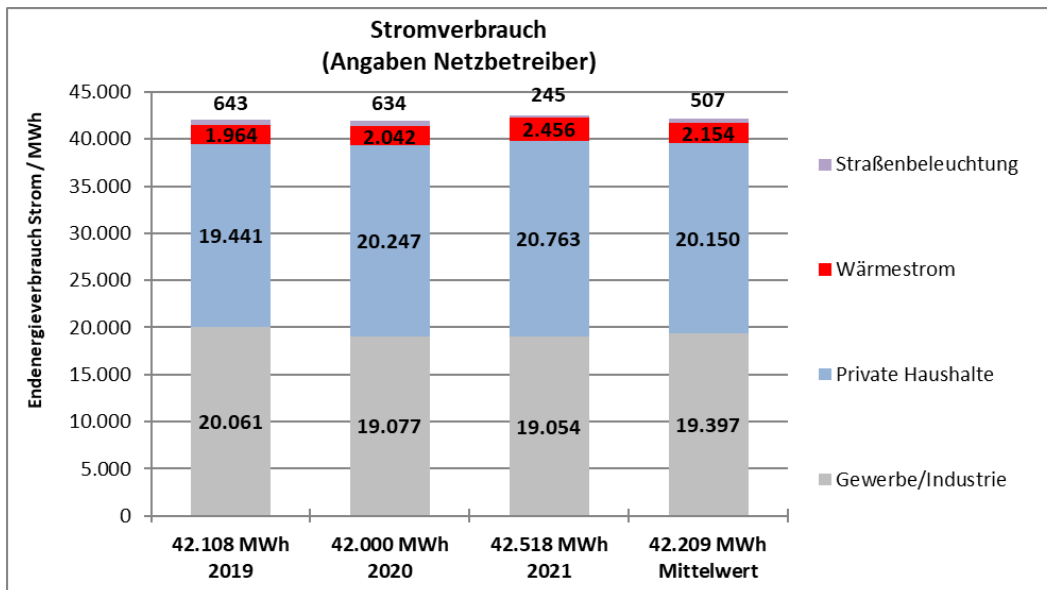
5 Energiebilanz Strom

Durch die N-ERGIE Netz GmbH wurden die Verbrauchsdaten der Jahre 2019 bis 2021 zur Verfügung gestellt.

5.1 Gesamter Stromverbrauch

In den drei Jahren war der Stromverbrauch sehr konstant. Im Mittel werden jährlich ca. 42.200 MWh Strom im gesamten Gemeindegebiet verbraucht.

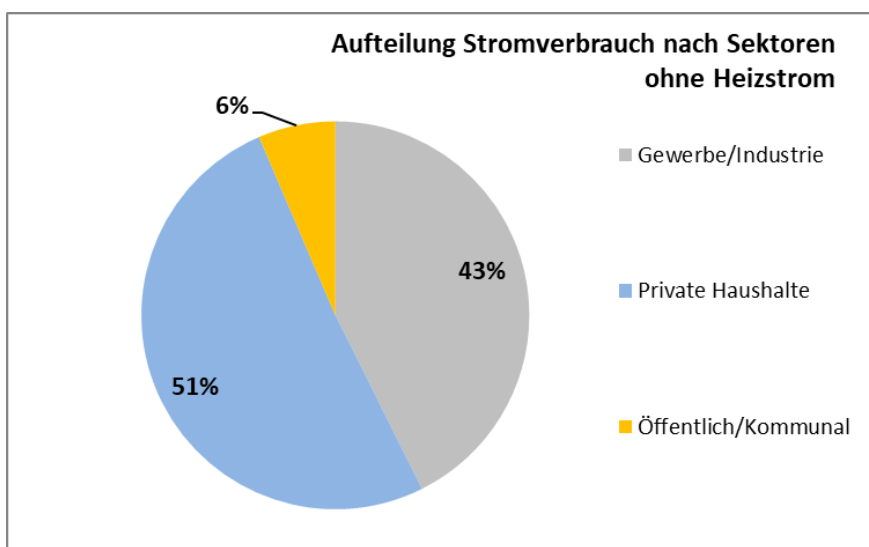
Abbildung 24: Stromverbrauch Eckental



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE Netz GmbH

Die privaten Haushalte verbrauchen aktuell gut die Hälfte des Stroms. Knapp über 40 liegt der Verbrauch bei Gewerbe/Industrie, die öffentlichen/kommunalen Verbräuche betragen 6%.

Abbildung 25: Stromverbrauch nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE Netz GmbH

5.2 Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung

Im Gemeindegebiet Eckental sind PV-Dachanlagen, eine Wasserkraftanlage und eine kleine Biomethan KWK-Anlage zur regenerativen Stromerzeugung im Einsatz. Die Anlagendaten und jährliche Stromeinspeisung wurden durch die N-ERGIE Netz GmbH für die Jahre 2019 bis 2021 zur Verfügung gestellt.

Folgende Abbildung zeigt die Standorte der regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Bei den PV-Dachanlagen sind aus Datenschutzgründen Anlagen mit einer installierten Leistung ab 30 kWp abgebildet. Die Biomethan-Anlage ist im Energieatlas-Bayern nicht veröffentlicht.

Abbildung 26: Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen Bestand

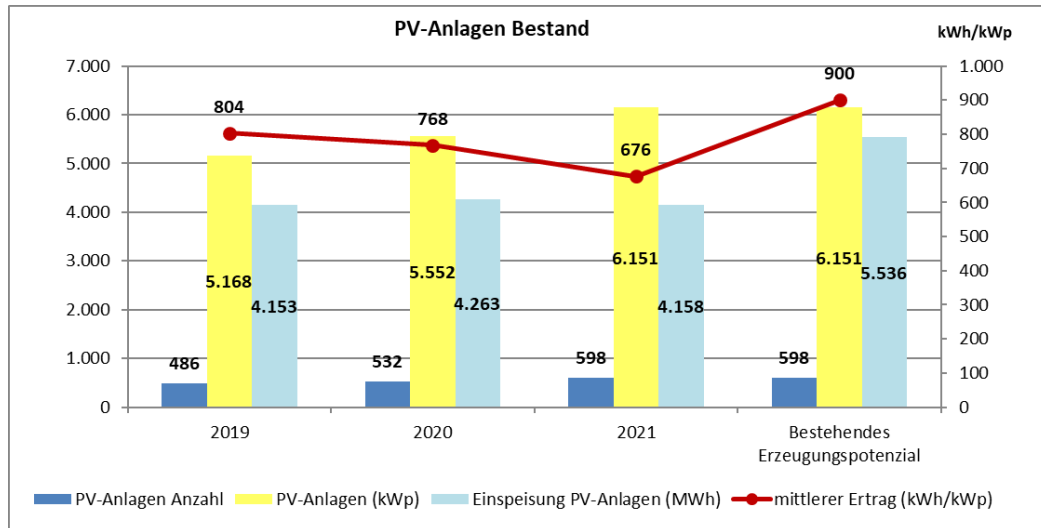


Eigene Darstellung aus Datengrundlage Energieatlas-Bayern (Plan maßstabsgerecht im Anhang)

5.2.1 Photovoltaikanlagen

Im Jahr 2021 waren in Eckental insgesamt 598 PV-Dachanlagen mit 6.151 kWp verbaut und haben knapp 4.200 MWh Strom eingespeist. Der mittlere Ertrag der PV-Anlagen variiert über die Jahre sehr stark und ist auch abhängig von der Inbetriebnahme größerer Anlagen und der Eigenstromnutzung.

Abbildung 27: PV-Dachanlagen



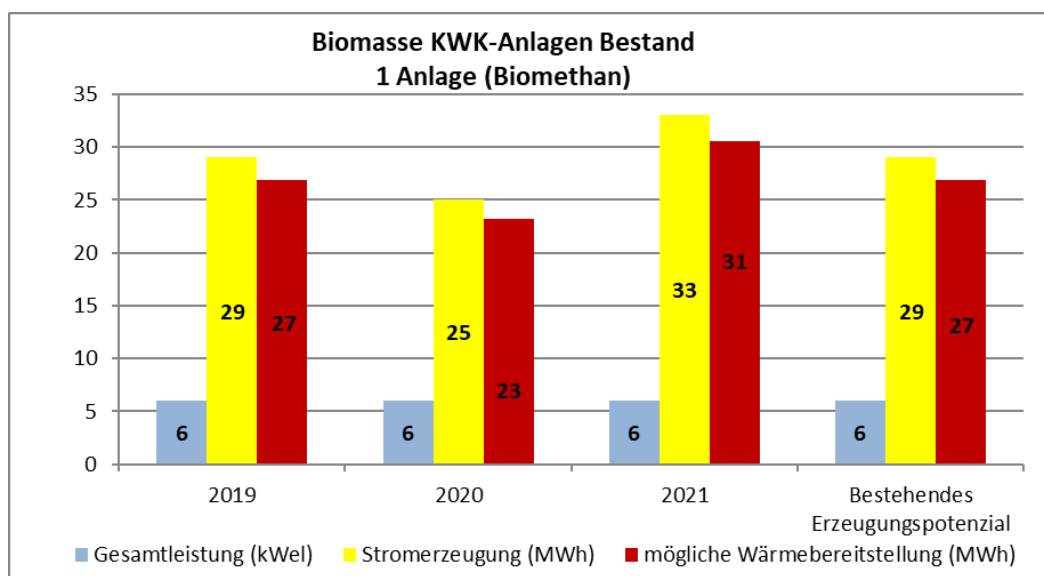
Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE Netz GmbH

Bei einem durchschnittlich möglichen Ertrag von 900 kWh/kWp können diese rund 5.500 MWh/a Strom erzeugen.

5.2.2 Biomasse (Biomethan) KWK-Anlage

Ein kleines Blockheizkraftwerk mit 6 kWel, erzeugt durchschnittlich 29 MWh Strom und gleichzeitig 27 MWh Wärme. Die Anlage ist vermutlich in einem Wohnhaus oder einem kleinen Gewerbegebäude installiert und wird über einen „Öko-Gastarif“ betrieben und nach EEG für die Stromeinspeisung abgerechnet.

Abbildung 28: Biomasse KWK-Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage N-ERGIE Netz GmbH

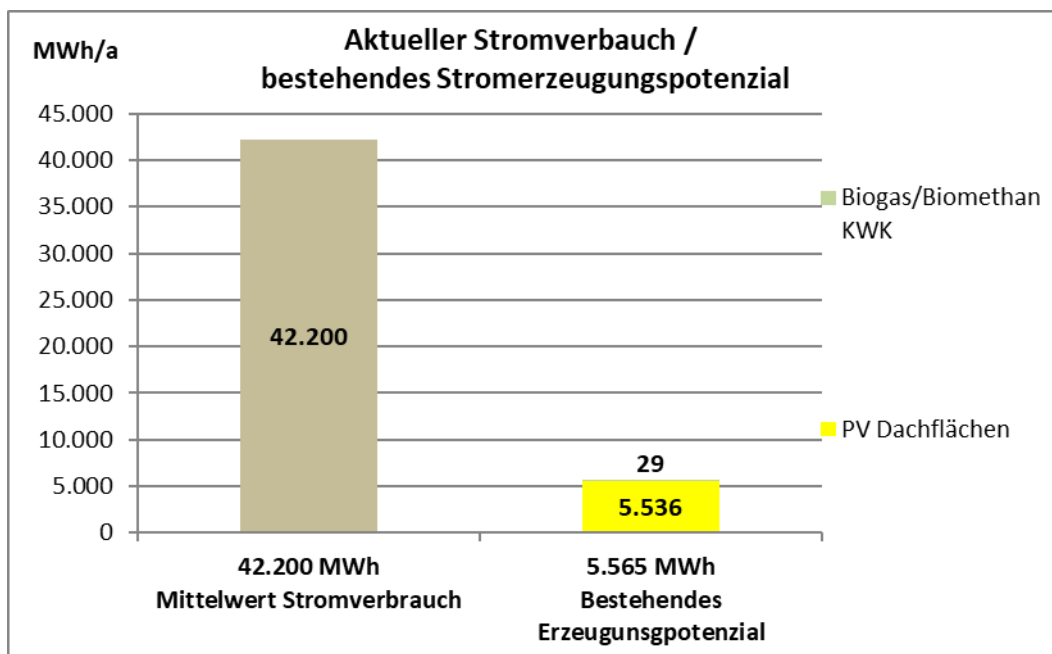
5.2.3 Wasserkraft

Die Wasserkraftanlage ist zwar im Energieatlas-Bayern dargestellt, bei der N-ERGIE Netz GmbH sind allerdings keine Einspeisedaten vorhanden. Vermutlich wird der gesamte Strom durch den Betreiber selbst genutzt.

5.3 Gegenüberstellung Stromverbrauch – bestehendes Stromerzeugungspotenzial

Das bestehende Stromerzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien beträgt in Eckental rund 5.600 MWh/a. Das entspricht 13 % des mittleren Stromverbrauchs.

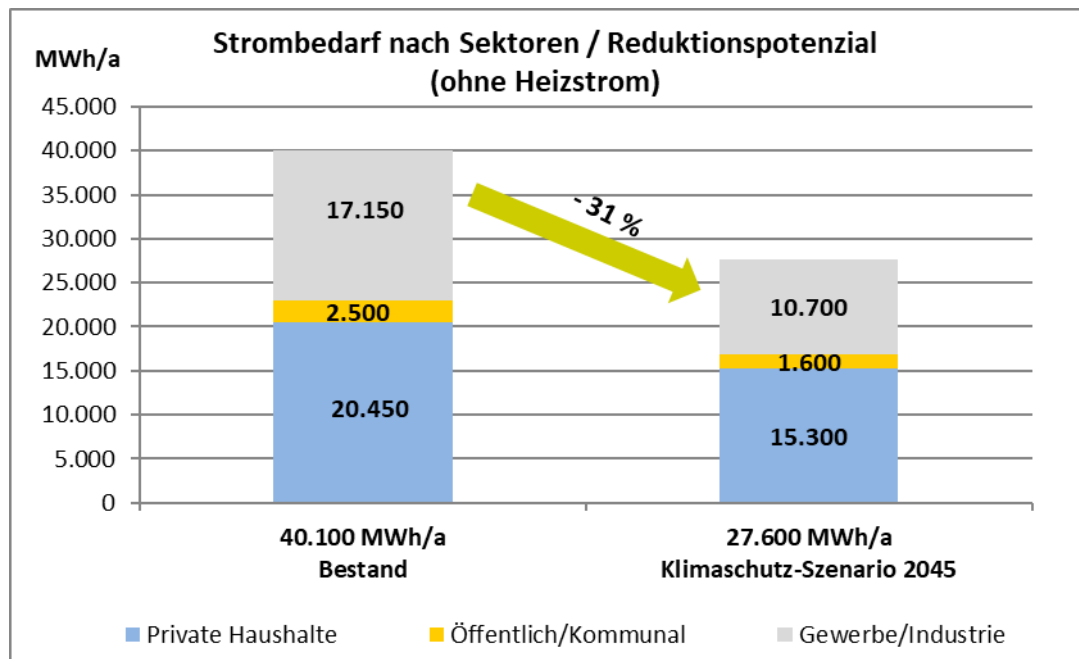
Abbildung 29: Stromverbrauch und Stromerzeugungspotenzial in Eckental



6 Potenzialanalyse Energieeinsparung Strom

Durch weitere Effizienzmaßnahmen muss sich der Allgemein-Stromverbrauch in allen Sektoren reduzieren. Dies sind insbesondere Maßnahmen bei der Beleuchtung im öffentlichen Bereich aber auch bei gewerblichen Gebäuden, in denen oft noch ineffiziente Leuchtstoffröhren verbaut sind. Auch sind bei elektrisch betriebenen industriellen Prozessen deutliche Einsparpotenziale vorhanden. Im privaten Bereich gibt es nach wie vor Einsparpotenziale durch die Umstellung auf energieeffiziente Elektrogeräte.

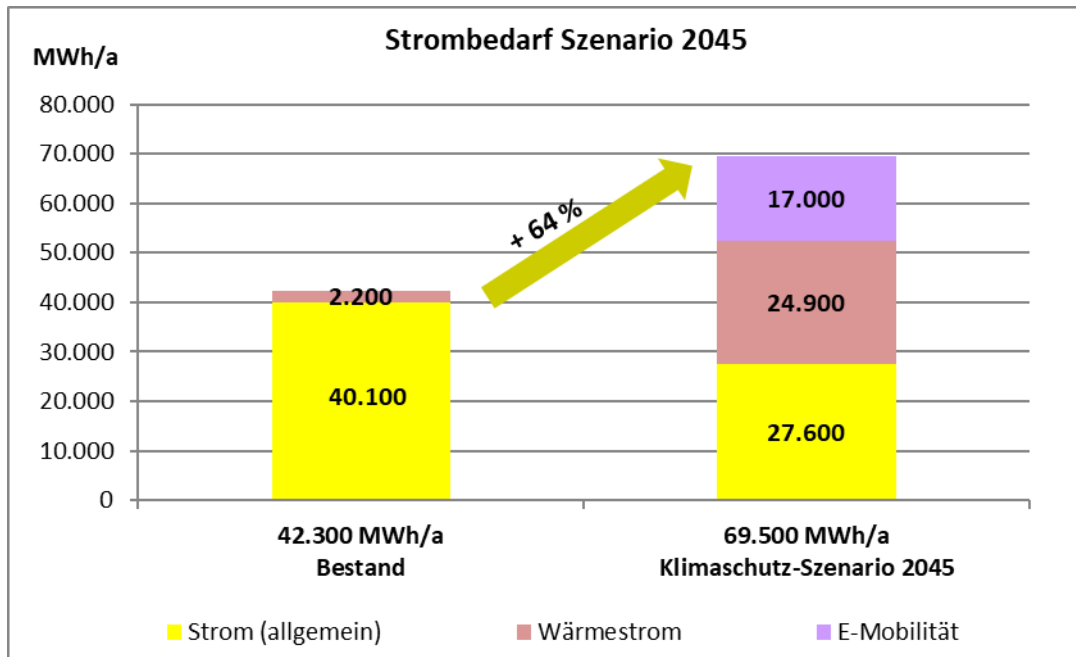
Abbildung 30: Reduktionspotenzial „Allgemeinstrom“ Klimaschutz-Szenario 2045



Im Nichtwohnbereich wird von einem jährlichen Einsparpotenzial von 1,5 % ausgegangen (Grundlage Leistungsbeschreibung ENP). Bei den privaten Haushalten ist das prognostizierte Einsparpotenzial mit 1,0 % etwas geringer. Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario eine Reduktion von 31 % auf 27.600 MWh/a möglich.

Beim gesamten Stromverbrauch ist durch den Ausbau der Wärmepumpen und durch die E-Mobilität von einer deutlichen Steigerung, um rund 65 % auszugehen.

Abbildung 31: Entwicklung Strombedarf Klimaschutz-Szenario 2045



Durch die für das Klimaschutz-Szenario nötige Heizungsumstellung auf Wärmepumpen wird sich der dafür nötige Wärmestrom auf knapp 25.000 MWh/a mehr als verzehnfachen.

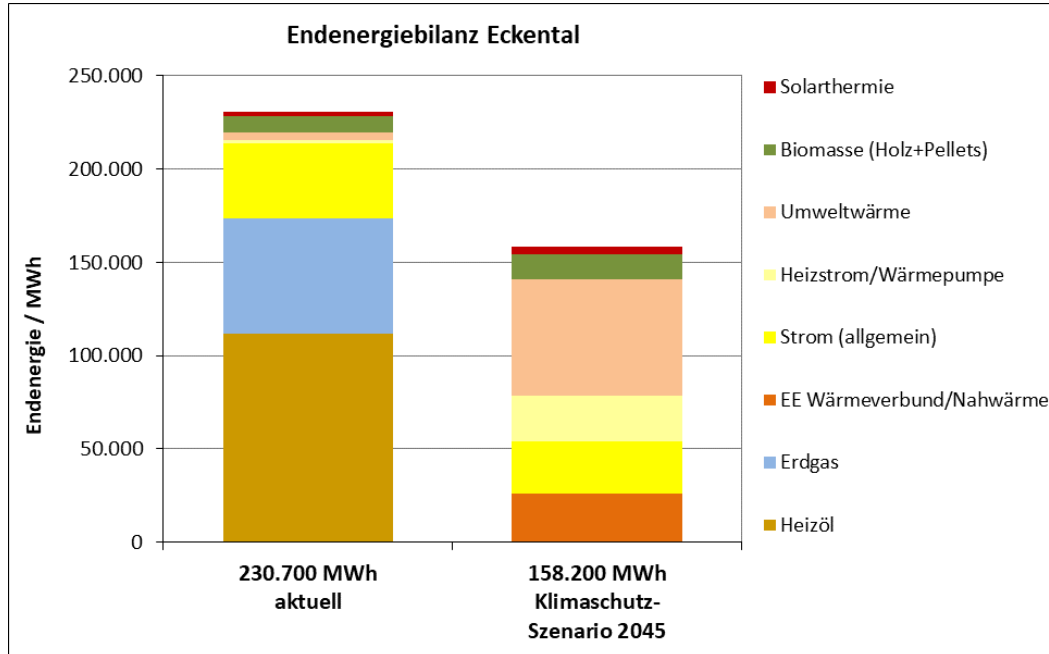
Bis spätestens 2045 soll die gesamte Fahrzeugflotte erneuerbar betrieben werden. Dies wird nach jetzigem Stand großteils durch E-Mobilität erfolgen. In 2045 wird hierfür rund 17.000 MWh Strom nötig sein. (Siehe auch Punkt 8.2 Ladeinfrastruktur / E-Mobilität).

Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario bis 2045 mit einem jährlichen Strombedarf von 69.500 MWh auszugehen.

7 Endenergie- und Treibhausgasbilanz

Die Endenergiebilanz zeigt die Gegenüberstellung des aktuellen Endenergieverbrauchs und den Energiemix für das Klimaschutz-Szenario 2045 ohne den Sektor Verkehr:

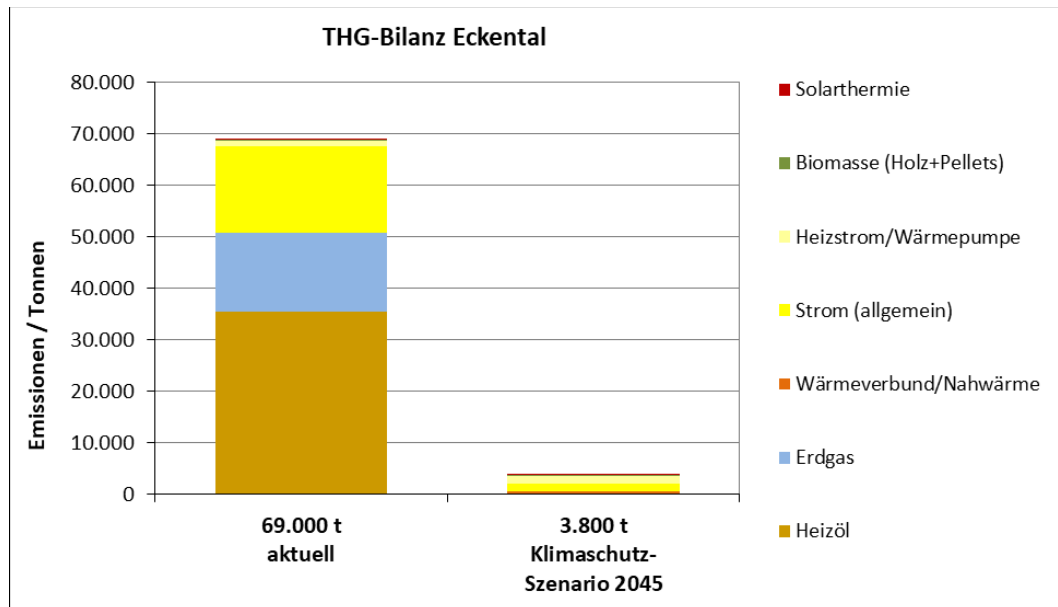
Abbildung 32: Endenergiebilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045



Insgesamt ist im Klimaschutz-Szenario eine Reduktion von 31 % auf 158.200 MWh/a möglich. Fossile Energieträger dürfen nicht mehr in Verwendung sein. Nach derzeitigem Stand wird Umweltwärme mit knapp 40 % den größten Anteil am Endenergiebedarf einnehmen, gefolgt zu beinahe gleichen Teilen von Nahwärme, Allgemestrom und Wärmestrom. Biomasse und Solarthermie sind Bestandteil der dezentralen erneuerbaren Wärmeversorgung.

Jedem Energieträger ist ein spezifischer Emissionsfaktor zugeordnet. In der vorliegenden Bilanzierung werden die Treibhausgasemissionen incl. Prozesskette verwendet. Aus oben dargestellter Endenergiebilanz ergibt sich folgende THG-Bilanz:

Abbildung 33: Treibhausgasbilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045



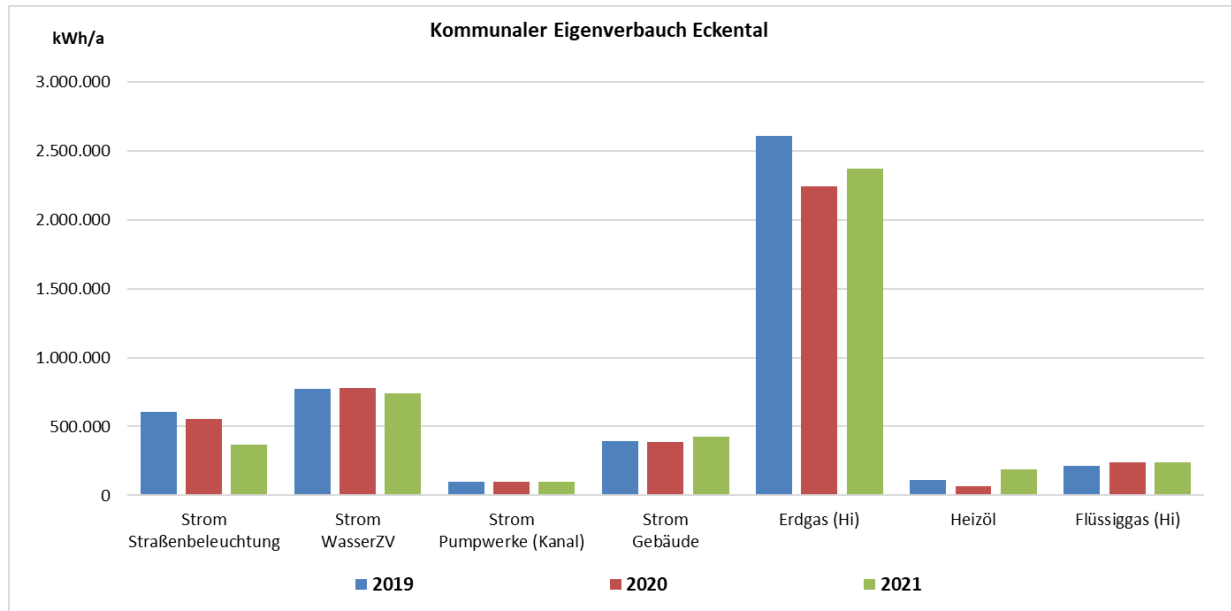
Die gesamten THG-Emissionen betragen aktuell 69.000 Tonnen/a. Knapp über 50 % werden hiervon durch Heizöl emittiert, gefolgt von Strom mit 25 % und Erdgas mit 22 %. Erneuerbare Energieträger haben jetzt schon einen sehr geringen Emissionsfaktor. Im Klimaschutz-Szenario können sich die THG-Emissionen um 94 % auf dann noch 3.800 Tonnen jährlich reduzieren. Aufgrund des kontinuierlich steigenden Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, reduziert sich der Emissionsfaktor und somit auch die gesamten Emissionen für Strom deutlich.

Die aktuellen, personenbezogen THG-Emissionen betragen in Eckental 4,7 Tonnen je Einwohner, 22 % weniger als der bundesweite Durchschnitt von 6 t/EW. Im Klimaschutz-Szenario können sich die Emissionen auf jährlich 300 kg je Einwohner reduzieren.

8 Kommunaler Eigenverbrauch

Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des kommunalen Eigenverbrauchs der Jahre 2019, 2020 und 2021:

Abbildung 34: Kommunaler Eigenverbrauch



Der Stromverbrauch bei der Straßenbeleuchtung hat sich durch die Umstellung auf LED-Technik um rund 40 % reduziert. Der Stromverbrauch beim Wasserzweckverband ist gleichbleibend hoch, hier wird im Rahmen des ENP das Einsparpotenzial durch PV-Nutzung untersucht. Der Stromverbrauch bei den Gebäuden war 2021 etwas höher als die zwei Jahre davor. Bei der Heizenergie ist Erdgas der mit Abstand dominierende Energieträger, Heizöl und Flüssiggas spielen eine untergeordnete Rolle. Die Wärmeversorgung der kommunalen Gebäude muss sukzessive auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Hier hat der Markt Eckental eine Vorbildfunktion.

Ein Sanierungskonzept für die Grundschule mit Sporthalle in Eckenheid zeigt das Einsparpotenzial durch Gebäudesanierung und den Umstieg auf Erneuerbare Wärmeversorgung.

9 Maßnahmen/Schwerpunktprojekte

Auf Grundlage der Datenerhebung und der bereits vorherrschenden Ideen in Eckental wurden folgende Maßnahmen und Schwerpunktprojekte einer detaillierten Betrachtung unterzogen:

- Stromerzeugungspotenzial Freiflächen-PV
- Stromerzeugungspotenzial Windkraft
- Wärmeerzeugungspotenzial Biomasse (Holz)
- Sanierungs- und Beleuchtungskonzept Bestandsgebäude Grundschule mit Sporthalle Eckenheid
- Areal Ortsteil Brand Süd / Zentrale Wärmeversorgung
- Ausbau Ladeinfrastruktur / E-Mobilität
- Wärmeverbund Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden im Ortsteil Oberschöllnbach
- Pumpwerke zur Wasserversorgung – PV-Anlagen zur Stromeigennutzung

9.1 Potenzial Erneuerbare Stromerzeugung

9.1.1 Ausbaupotenzial Freiflächen-PV

Aktuell sind im Gemeindegebiet Eckental noch keine Freiflächen PV-Anlagen vorhanden. In den Gemeindeteilen Brand, Mausgesees, Benzendorf und Herpersdorf gibt es Anfragen für die Umsetzung von insgesamt ca. 17,5 MWp Anlagenleistung. Ein MWp entspricht bei aktuellen Modulen in etwa einem ha Flächenbedarf. Für alle derzeit angefragten Gebiete sind für unterschiedliche Anlagengrößen Anschlusspunktstandorte vorhanden.

Mit der EEG-Novelle 2023 wurde der potenziell vergütungsfähige Bereich entlang von Autobahnen und Schiene von 200 m Breite auf 500 m Breite erweitert. Anlagen in einem 200 m breiten Streifen beidseits von Autobahnen und **mehrgleisigen Bahnstrecken** sind privilegierte Bauvorhaben. Dies ist in Eckental nicht der Fall, die Bahnstrecke ist eingleisig.

PV-Freiflächenförderung auf landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten

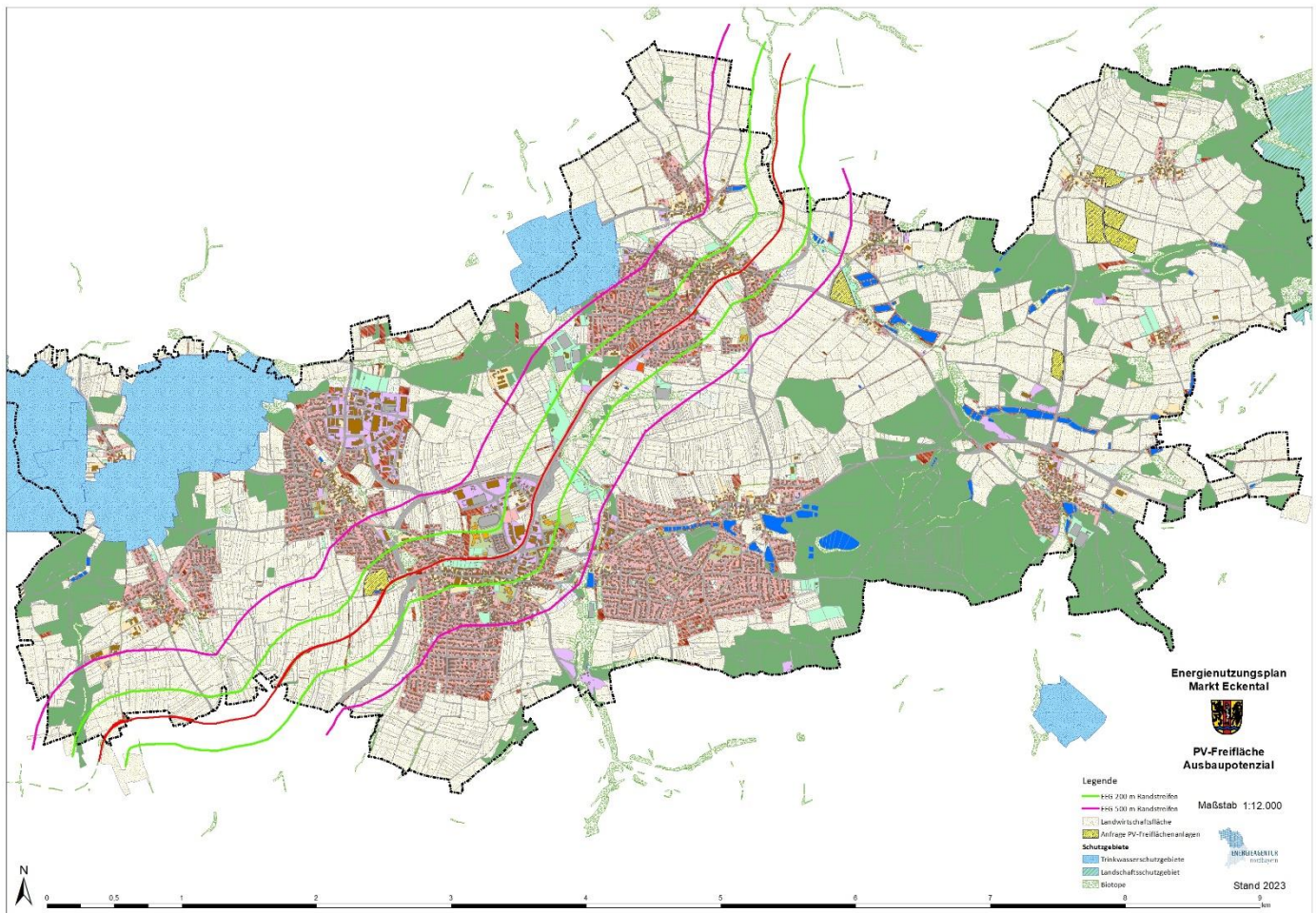
In Bayern können Photovoltaik-Freiflächenanlagen in "landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten" eine Förderung erhalten. Hierzu gehörten auch die landwirtschaftlichen Flächen des Marktes Eckental. Die Landwirtschaftsflächen haben mit 1.487 ha einen Anteil von 50 % am gesamten Gemeindegebiet.

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind PV-Freiflächenanlagen mit einer Nennleistung über 1 MWp und bis maximal 20 MWp (nur für 2023: bis zu 100 MWp) auf Acker- und Grünlandflächen in sogenannten "landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten" förderfähig.

Um die Förderung nach EEG zu erhalten, müssen die PV-Projekte erfolgreich an den EEG-Ausschreibungen der Bundesnetzagentur teilnehmen. Jährlich dürfen in Bayern maximal 200 dieser PV-Projekte gefördert werden, ausgeschlossen sind zudem Flächen, die als Natura 2000-Gebiet festgesetzt oder Teil eines Biotops im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes sind. So wird ein zu starker Flächenverbrauch vermieden und eine Balance zwischen landwirtschaftlicher Bewirtschaftung, naturschutzfachlichen Belangen auf diesen landwirtschaftlichen Nutzflächen und PV-Nutzung gewahrt.

Die folgende Abbildung zeigt, die angefragten PV-Freiflächenanlagen, sowie den 200 m und 500 m EEG-Randstreifen entlang der einspurigen Bahnlinie:

Abbildung 35: PV-Freifläche Ausbaupotenzial



Plan maßstabsgerecht im Anhang

Zu beachtende Punkte bei der Umsetzung von PV-Freiflächenanlagen:

- Eigene Flächensuche ist in der Regel nicht erforderlich, Ausnahme für eigene Projekte.
- Definition von Ausschlussflächen, wo sollen keinesfalls Anlagen errichtet werden.
- Frühzeitige, transparente Information, bestenfalls im Rahmen von Infoveranstaltungen.
- Regionale Wertschöpfung durch kommunale Beteiligung, regionale Stadtwerke und Bürgerbeteiligung mit Vorzeichnungsrecht für ortsansässige Bürger etc.
- Städtebaulicher Vertrag (Vereinbarung zusätzlicher Zielbindungen, die nicht in einem Bebauungsplan festgesetzt werden können)
- Hohe naturschutzfachliche, ökologische Auflagen wie regionaltypische Hecken, regionaltypische Pflanzen und Einzäunungen (Wandkorridore). Z.B.: 15 cm Bodenfreiheit beim Zaun für Kleinsäuger, kein Einsatz von Dünge- oder Pflanzenschutzmitteln etc.
- Aufstellung eines Kriterienkataloges zur Auswahl geeigneter Freiflächenanlagen

Folgende Tabelle zeigt eine mögliche Bewertungsmatrix bei Anfragen von PV-Freiflächenanlagen:

Tabelle 1: Bewertungsmatrix PV-Freiflächenanlagen

Bewertungskriterium	Trifft zu	Trifft teilweise zu	Trifft nicht zu
EEG-Kriterien			
Anlage auf versiegelte Flächen	2	1	0
Anlage auf Konversionsflächen	2	1	0
Anlage im 500 m-Streifen an Schienenwegen	2	1	0
Positivkriterien			
Flächen in Anbindung an Industrie- und Gewerbegebiete	2	1	0
Geringe Wahrnehmbarkeit in der Landschaft	2	1	0
Nutzung vorbelasteter Flächen	2	1	0
Nähe zu Netzeinspeisepunkt (ist mit N-ERGIE Netz GmbH im Vorfeld abzuklären)	2	1	0
Flächen an Hochspannungsleitungen	2	1	0
Landschaftsplanung/Negativkriterien			
Landschaftsprägende Hangkanten und Kuppen	0	1	2
unzerschnittene störungsarme Räume	0	1	2
Umgebungsbereich und Sichtachsen von Kultur- und Naturdenkmälern	0	1	2
Potenzielle Erweiterungsflächen für Wohnbebauung oder Gewerbe	0	1	2
Flächen, die an Ortsrändern gelegen sind und das Ortsbild beeinträchtigen	0	1	2
Potenzielle Ausgleichsflächen	0	1	2
Wertschöpfung			
Der Solarpark wird als eigenständiges Unternehmen in Eckental angemeldet	2	1	0
Eine angemessene Bürgerbeteiligung liegt vor	2	1	0
Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau gem. EEG § 6 ist zu vereinbaren (0,2 Cent/kWh)	2	1	0
Ökologische Gestaltung			
Anlegen einer regionaltypischen Hecke	2	-	0
Pflege der Anlage durch Schafe	2	-	0
Pflege durch insektenfreundliche Mähtechnik	2	-	0
Offenhaltung von Teilflächen	2	-	0
Anlegen von Steinhaufen	1	-	0
Anlegen von Totholz-Stellen	1	-	0

Die Gemeinde Eckental sollte eine Obergrenze für PV-Freiflächenanlagen definieren, um die Konkurrenz mit der Landwirtschaft / Nahrungsmittelproduktion auszuschließen. Dies kann beispielsweise ein prozentualer Maximalwert in Bezug auf das Gemeindegebiet oder die Landwirtschaftsfläche sein.

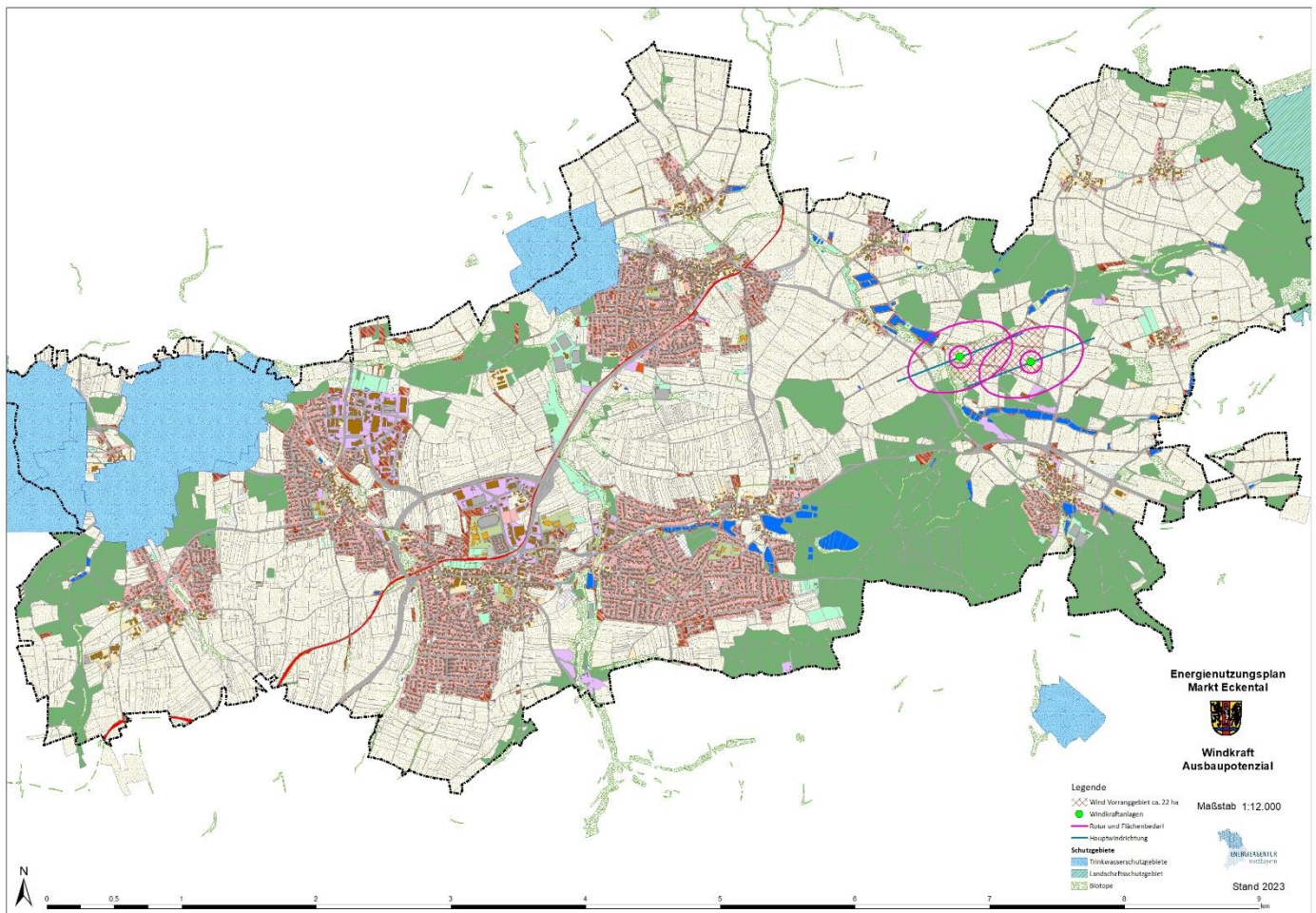
Annahme für die Potenzialbetrachtung im Rahmen des ENP:

- 2 % der Landwirtschaftsfläche für PV-Freiflächenanlagen
- 30 ha entspricht aktuell ca. 30 MWp Anlagenleistung
- Bei regional ca. 1.000 Vollbenutzungsstunden ist jährlich eine Stromproduktion von 30.000 MWh möglich.

9.1.2 Ausbaupotenzial Windkraft

Im Gemeindegebiet Eckental ist aktuell ein Wind-Vorranggebiet ausgewiesen (WK 38), allerdings liegt hier die Standortgüte bei ca. 60 %. Dies führt nicht unbedingt zu einer Unwirtschaftlichkeit, da die neuen Anlagen mit einer Gesamthöhe von bis zu 250 Metern auch in diesen Gebieten wirtschaftlich einsetzbar sind. Allerdings müsste dies genauer untersucht werden. In dem Vorranggebiet könnten zwei Windkraftanlagen errichtet werden:

Abbildung 36: Windkraft Ausbaupotenzial



Plan maßstabsgerecht im Anhang

Aktuelle Windkraftanlagen haben eine Nabenhöhe von 170 m. Bei einem Rotordurchmesser von 160 m ergibt sich eine Gesamthöhe von 250 m. Die Nennleistung einer solchen Anlage beträgt rund 6 MW.

Bei üblicherweise 2.000 Volllaststunden ergibt sich je Anlage eine jährliche Stromerzeugung von 12.000 MWh. Bei der Standortgüte von 60 % reduziert sich die Stromerzeugung auf ca. 7.200 MWh/a. Somit könnte in dem Vorranggebiet 14.400 MWh Windstrom erzeugt werden. Wichtig ist in diesen windschwächeren Standorten, dass es einen Ausgleichsfaktor im EEG gibt, der diese Gebiete besonders vergütet. So ist sichergestellt, dass Windkraft auch in windschwächeren Standorten wirtschaftlich betrieben werden kann.

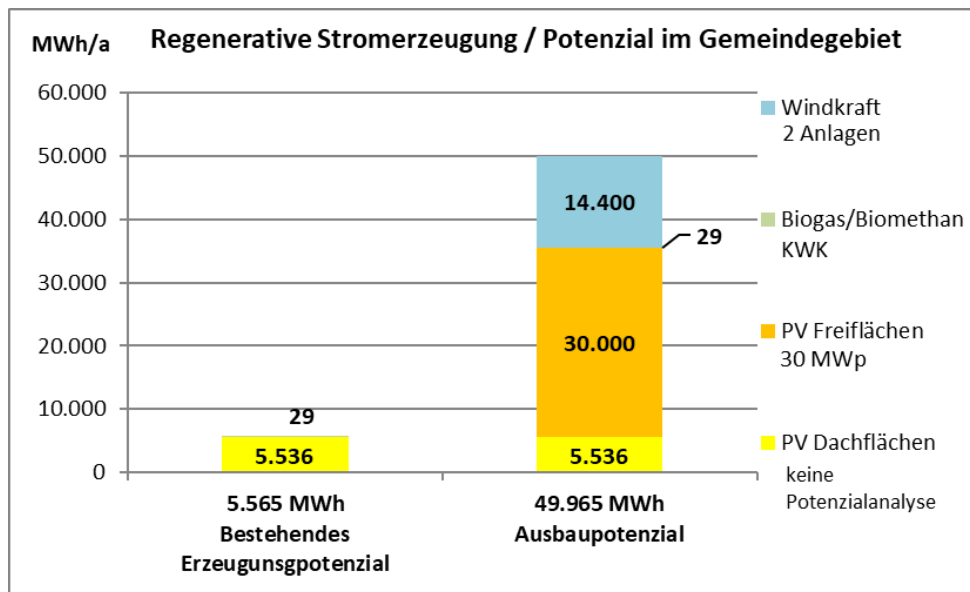
Der Markt Eckental nimmt an dem Förderprogramm Windkümmerer teil, um den Windkraftausbau und eine möglicherweise Ausweisung weiterer Gebiete voranzutreiben. Die ersten Treffen mit der Kommune und den Grundstückseigentümern im Gebiet haben bereits stattgefunden. Wichtig ist, dass

die Grundstückseigentümer in einem Flächensicherungsvertrag/Flächenpooling einer Umsetzung von Bürgerwindkraftanlagen zustimmen und ihre Grundstücke keinem Privatinvestor zur Verfügung stellen. Dieser Flächensicherungsvertrag hat zum Ziel, dass alle Grundstücksbesitzer im Vorranggebiet eine Pachtzahlung erhalten, unabhängig vom tatsächlichen Standort der Anlagen. Die genauere Organisation und die handelnden Akteure sind noch mit der Kommune zu definieren.

9.1.3 Gegenüberstellung Erneuerbare Stromerzeugung

Folgende Abbildung zeigt das untersuchte Stromerzeugungspotenzial durch Erneuerbare Energien:

Abbildung 37: Ausbaupotenzial Erneuerbare Stromerzeugung



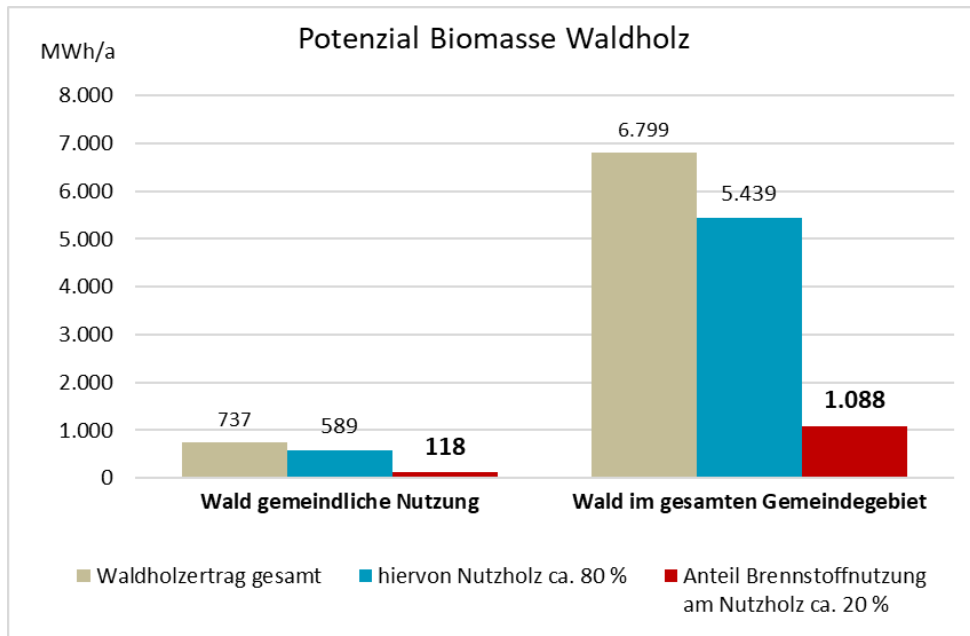
Durch den Ausbau der Windkraft und Freiflächen-PV kann sich das Stromerzeugungspotenzial gegenüber der aktuellen Situation verneunfachen. Hier ist das Ausbaupotenzial der Dachflächen-PV noch nicht berücksichtigt.

Im Bereich Biogas ist in Eckental keine Nutzung zu erwarten, auch ist hier der Flächenbedarf in Bezug auf die Stromerzeugung 40-mal höher als bei Freiflächen-PV.

9.2 Ausbaupotenzial Biomasse (Holz)

Das nutzbare Waldholzpotenzial wurde mit dem Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (AELF) Fürth-Uffenheim abgestimmt.

Abbildung 38: Potenzial Biomasse Waldholz in Eckental



Das AELF kann lediglich für den im gemeindlichen Besitz befindlichen Wald konkret Aussagen treffen, dies entspricht in etwa 70 ha. Bei einem jährlichen Holzzuwachs von rund 5 Festmeter (FM) je ha entspricht der gesamte Waldholzertrag einer Energiemenge vom 737 MWh/a.

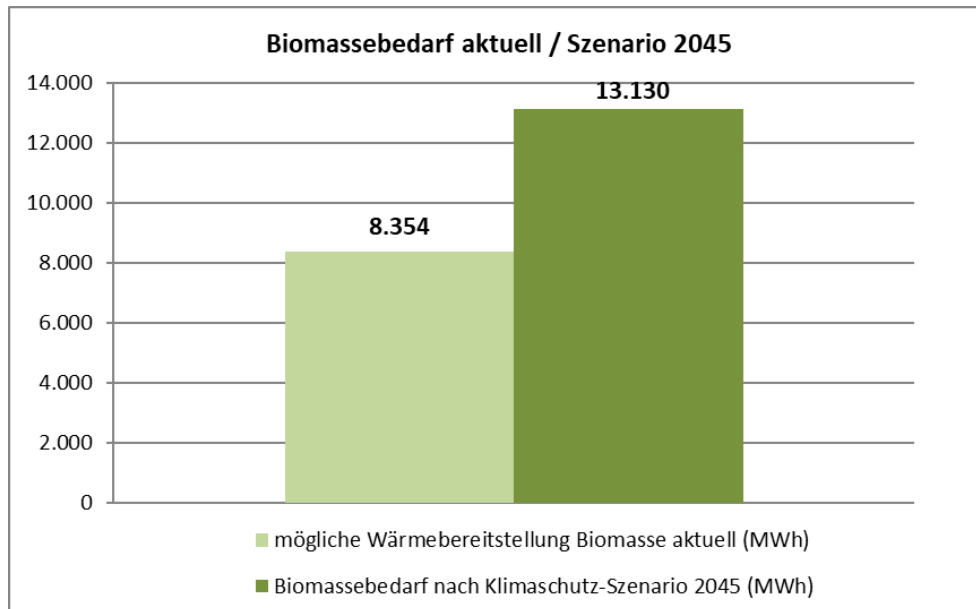
Vom gesamten Waldholzertrag stehen rund 80 % als Nutzholz zur Verfügung, der Rest verbleibt als Totholz im Wald. Derzeit werden vom Nutzholz ca. 20 % als Brennstoff verwendet, dies entspricht im Gemeindewald 118 MWh/a. Hochgerechnet auf den gesamten Wald im Gemeindegebiet (646 ha inkl. Privatwald) ergeben sich jährlich knapp 1.100 MWh thermisch verwertbares Nutzholz.

Nach Rücksprache mit der Waldbesitzervereinigung ERH kann kein nutzbares Hackschnitzelpotenzial angegeben werden. Das Holz geht hauptsächlich in die Industrie zur Zerspanung. Aktuell werden keine größeren Mengen an Hackschnitzeln vermarktet.

Nach Rücksprache mit dem Bauhof fallen jährlich ca. 100 m³ Grünschnitt an, dies entspricht bis zu 60 MWh für die thermische Nutzung.

Wie beschrieben, beträgt der aktuelle Biomassebedarf im Gemeindegebiet 8.354 MWh/a. Der prognostizierte Bedarf im Klimaschutz-Szenario für die dezentrale Wärmeerzeugung steigt auf rund 13.000 MWh/a. Dies sind aber nicht nur Hackschnitzel aus der Region, sondern insbesondere auch importierte Holzpellets.

Abbildung 39: Biomassebedarf in Eckental



Insgesamt zeigt die Analyse, dass das Waldholzpotenzial zur thermischen Nutzung im Gemeindegebiet weitestgehend ausgeschöpft ist und in starker Konkurrenz zu industriellen Nutzung steht.

Ein weiteres Potenzial bieten Kurzumtriebsplantagen auf landwirtschaftlichen Flächen. Hierbei werden schnellwachsende, wiederausschlagende Baumarten (z.B. Weide, Aspe, Balsampappel) in Umtrieben von üblicherweise 4 bis 7 Jahren geerntet und zu Hackschnitzeln verarbeitet. Gegenüber der Biogasproduktion besteht für diese Baumarten kein Düngemittelbedarf. Umgerechnet beträgt der jährliche Energieertrag bis zu 50.000 kWh je ha. Würden hierfür 10 % der aktuellen Landwirtschaftsfläche im Gemeindegebiet genutzt, könnten jährlich ca. 7.400 MWh Wärme erzeugt werden.

9.3 Bestandsgebäude Grundschule mit Sporthalle Eckenhaid Sanierungskonzept inkl. Innenbeleuchtung

Am 30.05.2023 wurde eine Vor-Ort-Begehung des Grundschulareals in Eckenhaid durchgeführt, um Effizienzpotenziale der Gebäudehülle und der Anlagentechnik aufzuzeigen.

Das Schulareal in Eckenhaid umfasst insgesamt ca. 2.340 m² Nettogrundfläche (nach 3D Simulation) und wurde in folgenden Bauabschnitten errichtet:

- a) Bj. 1960er Jahre Grundschule mit 7 Klassenzimmern
- b) Bj. 1987 Sporthalle mit Umkleiden
- c) Bj. 1980er Aula (Pausenhalle) mit 2 Klassenzimmern
(Baukonstruktion ähnlich Sporthalle)
- d) Bj. 2000er Hort

Aufgrund fehlender Planunterlagen konnte das Baualter teilweise nur geschätzt werden.

Abbildung 40: Luftbild Grundschule Eckenhaid



Quelle: Bayernatlas

9.3.1 Bewertung Bestandsgebäude

Die Energieverbräuche der Jahre 2019 bis 2021 wurde durch den Markt Eckental zur Verfügung gestellt.

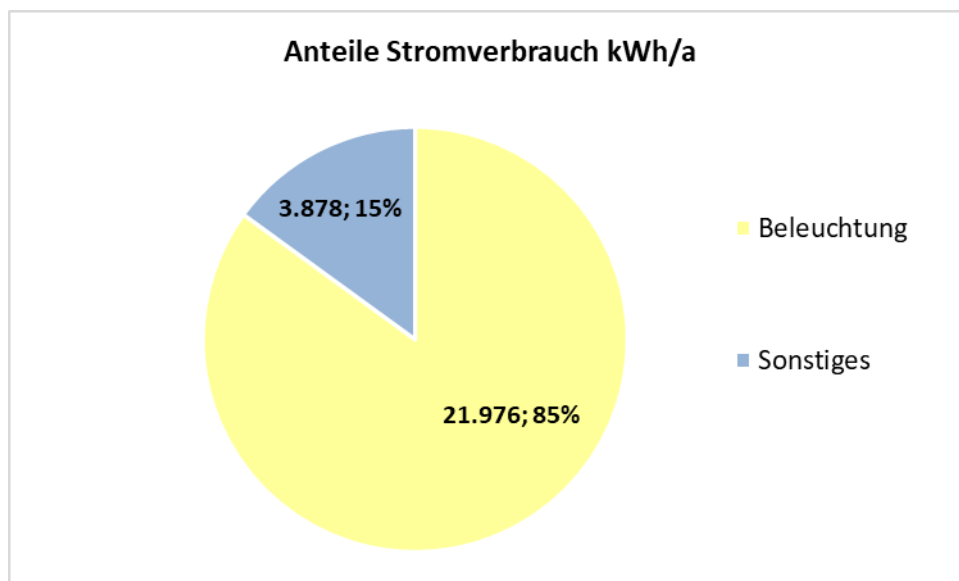
Tabelle 3: Grundschule mit Sporthalle Energieverbrauch

Eckenhaid Grundschule und Turnhalle	2019	2020	2021	Mittelwert kWh/a	NGF m ²	Verbrauch kWh/m ²	Mittelwert VDI 3807	Richtwert VDI 3807
Erdgasverbrauch Brennwert	421.577	377.239	333.092	377.303	2.340	161	123	73
Wärmebedarf Heizwert	379.674	339.743	299.984	339.801	2.340	145	123	73
Stromverbrauch	28.011	25.895	23.655	25.854	2.340	11	10	6

Der Erdgasverbrauch wird in Brennwert abgerechnet und betrug im 3-Jahresmittel rund 377.000 kWh. Umgerechnet auf den Heizwert ergeben sich knapp 340.000 kWh/a. Der flächenbezogene Wärmebedarf in Höhe von 145 kWh/m² liegt um knapp 20 % über dem Mittelwert.

Der Mittelwert für den Stromverbrauch beträgt rund 25.900 kWh/a, daraus ergibt sich ein flächenbezogener Stromverbrauch von 11 kWh/m² und liegt somit knapp über dem Mittelwert (nach VDI 3807) für Bestandsgebäude. Der Richtwert ist ein Zielwert für umfangreiche Sanierungen oder auch für Neubauten.

Abbildung 41: Anteile Stromverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage Vergleichswerte Energieverbrauch Nichtwohngebäude⁸

Rund 85 % des Stromverbrauchs fallen auf die Beleuchtung, 15 % auf Hilfsenergie Heizung und sonstige Arbeitshilfen (IT, ...).

⁸ Vergleichswerte für den Energieverbrauch von Nichtwohngebäuden, BBSR-Online-Publikation Nr. 20/2019

9.3.1.1 Gebäudehülle

Abbildung 42: Haupteingang Grundschule Ansicht Nord mit Flur



Haupteingang mit Flur Klassen- und Lehrerzimmern. Ziegelmauerwerk 30 cm verputzt. Die Fenster und Glastüren wurden vermutlich in 1990er Jahren gegen Kunststofffenster mit 2-Scheiben-Isolierverglasung getauscht. Das Dach ist mit einer Well-Eternit Deckung gedeckt, die an einigen Stellen spröde und brüchig ist.

Abbildung 43: Ansicht West Eingang Umkleiden mit Sporthalle



Außenwände Mauerwerk 30 cm verputzt. Überwiegend Holzfenster mit 2-Scheiben Isolierverglasung.

Abbildung 44: Ansicht Nord-Ost Sporthalle

Der Zugang zur Sporthalle befindet sich im Untergeschoss. Hier ist der Luftraum mit den Oberlichtern zu sehen. Der Dachaufbau nach Eingabeplan von 1987 mit 10 cm Dämmung und Well-Eternit-Deckung. Auch die Well-Eternit-Deckung der Sporthalle ist teilweise spröde und brüchig.

Abbildung 45: Ansicht Ost Hort

Ostansicht Hort links. Errichtet in Holzbauweise, Dachdeckung mit Ziegeln. Im rechten Bereich Klassenzimmer zur Aula (Pausenhalle) auch hier mit Well-Eternit-Deckung.

Abbildung 46: Innenansicht Klassenraum Grundschule

Die Klassenräume sind weitestgehend gleich eingerichtet. Die Beleuchtung sind Langfeldleuchten mit ineffizienten T8 Leuchtstoffröhren und konventionellen Vorschaltgeräten (KVG).

Abbildung 47: Heizkörper Klassenräume Grundschule

In den Klassenzimmern sind noch die Flach-Gussheizkörper aus den 60er Jahren vorhanden. Diese haben im Vergleich zu modernen Plattenheizkörpern einen deutlich geringeren Strahlungsanteil und ein höheres Wasservolumen. Durch die Fensterbretter über den Heizkörpern wird die Konvektion der Heizwärme eingeschränkt. Dies führt zu einer ungünstigen Wärmeverteilung in den Räumen. Die Thermostatköpfe wurden teilweise ausgetauscht.

Abbildung 48: Detailansicht Kunststofffenster

In den 1990er Jahren wurden die Fenster im Grundschulbereich durch Kunststofffenster vermutlich mit 2-Scheiben-Wärmeschutzverglasung ersetzt.

Scheiben dieser Baualterklasse sind meist schon mit Edelgasfüllung im Scheibenzwischenraum gefüllt und haben dadurch eine bessere Wärmedämmfunktion als „Isolierverglasung“ mit Luft im Scheibenzwischenraum.

Abbildung 49: Heizung Flur Grundschule

Der Flur in der Grundschule wird noch durch die alten Konvektoren unter der Sitzbank beheizt. Die Heizungsverteilung wurde aufgrund von Undichtigkeiten vor einigen Jahren durch Edelstahlleitungen ersetzt.

Abbildung 50: Innenansicht Aula/Pausenhalle

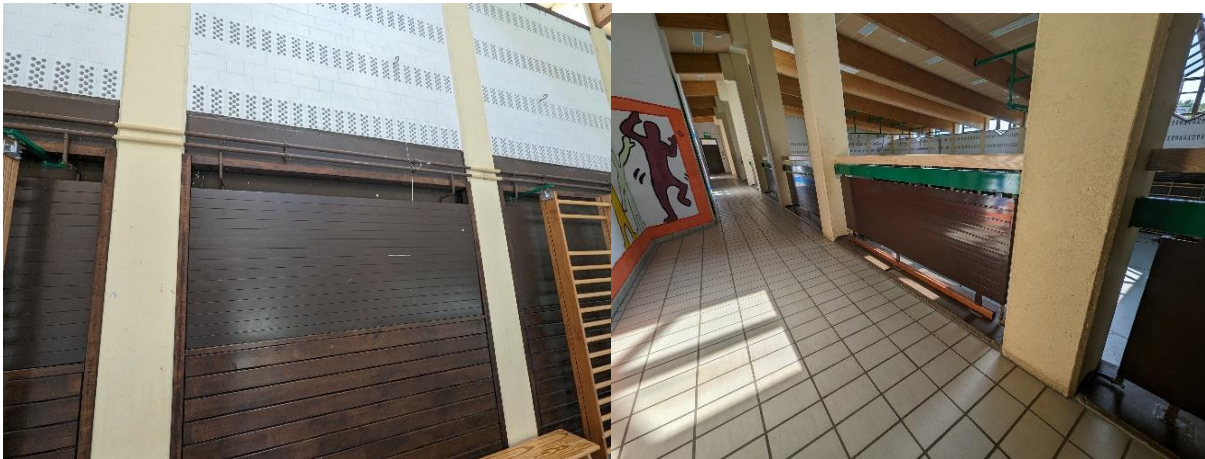
Dachkonstruktion mit Leimholzbindern. Dazwischen im Wechsel, Dachverkleidung und Glas-Lichtbänder. Die Südscheiben der Lichtbänder sind außenseitig mit Sonnenschutzfolie beklebt. Die Folie beugt einer zu starken Überhitzung vor.

Abbildung 51: Heizkörper Zimmer Aulabereich

Die Zimmer im Aulabereich werden durch Flachkonvektoren beheizt. Die Thermostatköpfe sind noch aus den 1980er Jahren und funktionieren voraussichtlich nicht mehr ordnungsgemäß.

Abbildung 52: Innenansicht Sporthalle

Im Dach der Sporthalle sind drei Glas-Lichtbänder vorhanden, die für eine ausreichende Belichtung sorgen. Die Scheiben in den Oberlichtern der Außenwand wurden teilweise in den bestehenden Holzrahmen ersetzt.

Abbildung 53: Heizkörper Sporthalle

Die Wärmeübergabe in der Sporthalle erfolgt durch Plattenheizkörper in der Prallwand und im Brüstungsbereich der Besuchergalerie. Die Wärmeübergabe funktioniert nach Aussage des Hausmeisters gut.

Abbildung 54: Kraftraum Untergeschoss

Der Kraftraum im Untergeschoss der Sporthalle steht seit Kanal-Sanierungsmaßnahmen regelmäßig unter Wasser. Auch nach Abpumpmaßnahmen füllt sich der Raum durch durchdrückendes Wasser von unten.

Abbildung 55: Gruppenraum Hort

Der Hort wurde in den 2000er Jahren in Holzbauweise errichtet und erfüllt dadurch mindestens die Anforderungen der damals gültigen Energie-Einspar-Verordnung (EnEV).

Tabelle 3: Bewertung Gebäudehülle Grundschule

GEG - Referenzgebäude Anlage 2 (zu GEG § 18 Absatz 1)		Bestandsbauteile Grundschule Eckenaide			Höchstwerte für Erneuerung von Bauteilen Anlage 7 (zu GEG § 48)
Bauteil	U-Wert (W/m ² K)	Aufbau	U-Wert (W/m ² K)	Verhältnis zu Referenz	U-Wert (W/m ² K)
Dach/Oberste Geschossdecke	0,20	Dach Grundschule geringe Dämmung	0,80	400%	0,24
Dach/Oberste Geschossdecke	0,20	Dach Sporthalle+Aula ca. 10 cm Dämmung	0,40	200%	0,24
Dach/Oberste Geschossdecke	0,20	Dach Hort ca. 18 cm Dämmung	0,20	100%	0,24
Außenwand	0,28	Außenwand Grundschule Mauerwerk	1,40	500%	0,24
Außenwand	0,28	Außenwand Sporthalle+Aula Mauerwerk Hochlockziegel	0,60	214%	0,24
Außenwand	0,28	Außenwand Hort Holzbau ca. 16 cm Dämmung	0,28	100%	1,30
Fenster	1,30	Grundschule Fenstertausch 90er Jahre 2-Scheiben-Isolierverglasung	1,60	123%	1,30
Fenster	1,30	Fenster Sporthalle Aula 2-Scheiben Isolierverglasung	1,90	146%	1,30
Fenster	1,30	Fenster Hort 2-Scheiben Wärmeschutzverglasung	1,30	100%	1,30
Lichtbänder/Lichtkuppeln Dach	2,40	Lichtbänder Sporthalle+Aula	2,40	100%	2,00
Außentüren	1,80	Türen Grundschule Getauscht Türen Sporthalle+Aula Türen Hort	2,70 3,50 1,80		1,80
Bodenplatte	0,35	Boden Grundschule ungedämmt	1,20	343%	0,50
Bodenplatte	0,35	Boden Halle+Hort Trittschalldämmung	0,60	171%	0,50
Bodenplatte	0,35	Boden Hort Gedämmt und Trittschalldämmung	0,35	100%	0,50

Die U-Werte⁹ für den Bestand sind ca. Werte und entsprechen typischen Bauteilen der jeweiligen Bau-
altersklasse. Dem gegenübergestellt sind die U-Werte nach Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) für das Re-
ferenzgebäude (Neubaustandard) und die U-Werte, die bei Ersatz und Erneuerung von Bauteilen min-
destens gefordert werden.

Der Hort entspricht aktuellen Baustandards. Bei Grundschule, Sporthalle und Aula sind durch Sanie-
rungsmaßnahmen deutliche Einsparpotenziale vorhanden. Die Dächer mit Eternit-Deckung sind ohnehin
dringend sanierungsbedürftig.

⁹ Der U-Wert (Wärmedurchgangskoeffizient) gibt den Wärmestrom durch ein Bauteil von warmer zu kalter Seite an. Er beschreibt, welche
Wärmemenge in einer Sekunde durch ein Quadratmeter großes Bauteil bei einem Temperaturunterschied von einem Grad (1 K) innen nach
außen transportiert wird. Umso kleiner der Wert, desto Energieeffizienter ist das Bauteil.

9.3.1.2 Beleuchtung

Im Schulgebäude sind in erster Linie Leuchtstoffröhren mit konventionellen Vorschaltgeräten (KVG) und einer Gesamtleistung von 72 Watt verbaut. Allein das KVG hat hierbei einen Leistungsbedarf von 20 %, ca. 14 W. So darf die erste Generation konventioneller Vorschaltgeräte bereits seit 2005 wegen ihrer schlechten Effizienz in der EU nicht mehr in Verkehr gebracht werden.

Die Leuchten in den Klassenzimmern vom Grundschultrakt sind größtenteils über 30 Jahre alt und schwer in die Jahre gekommen. Das Austauschen der Leuchtmittel wird mittlerweile unmöglich durch brüchige Fassungen, insbesondere bei den Deckenanbauleuchten.

Auch die Hängeleuchten in den Klassenräumen vom Aulabereich sind ineffiziente Leuchtstoffröhren mit KVG.

Abbildung 56: Klassenzimmer mit Leuchtstoffröhren



Empfohlen wird eine direkt/indirekt strahlende Leuchte, die ca. 30-50cm von der Decke abgehängt wird. Hierdurch ist ein Energiesparpotential von über 50% bei enorm besserer Ausleuchtung möglich.

Im Hortbereich sind unterschiedliche Deckenanbauleuchten installiert, allerdings auch hier noch Leuchtstoffröhren mit KVG.

Abbildung 57: Hort mit Leuchtstoffröhren



Hier wird auch ein Tausch der kompletten Leuchten vorgeschlagen. Durch die Kassettendecke ist es sehr einfach möglich Einlegeleuchten einzusetzen.

Eine präsenzabhängige Steuerung ist in den Klassen-/Aufenthaltsräumen ohne enorme Installationskosten schwierig einzusetzen. Hier wird empfohlen, weiter über die 4 Schalter einzelne Gruppen zu schalten und an die Vernunft der Lehrer/Betreuer zu appellieren, das Licht präsenzabhängig ein- und auszuschalten.

In den Fluren wird eine Installation von Präsenzmeldern empfohlen.

Die Leuchten in der kompletten Sporthalle sind noch mit konventionellen Vorschaltgeräten ausgestattet und haben daher eine große Verlustleistung. Das Tauschen von defekten Leuchtmitteln in der Halle ist durch die Höhe nicht ohne großen Aufwand durchzuführen.

Abbildung 58: Sporthalle mit Leuchtstoffröhren



In den kompletten Bereichen ist ein Energieeinsparpotenzial von über 50% vorhanden. Hier wird eine Tageslicht- und präsenzabhängige Steuerung im Hallenbereich empfohlen.

In den Einzelräumen wie WC und Duschen etc. sind Leuchten mit integrierten Sensoren zur Präsenzmeldung empfohlen.

Handlungsempfehlung Beleuchtung:

- Eine T8 Röhre mit 1,5 m Länge hat eine Leistung von ca. 58 W, das Vorschaltgerät hat eine zusätzliche Leistungsaufnahme von 14 W. Bei einer vergleichbaren LED Beleuchtung reduziert sich der Verbrauch um 50% - 60%. Auch haben LED Leuchten eine deutlich höhere Lebensdauer von bis zu 50.000 Stunden, was den Aufwand in der Sporthalle beim Tausch defekter Leuchtmittel deutlich reduziert.
- Umstellen der gesamten Beleuchtung auf LED-Technik.
- Bewegungsmelder in Fluren und Nebenräumen wie WC, Sanitär.

9.3.1.3 Heizungstechnik/Warmwassererzeugung

Das Schulareal wird über zwei Heizzentralen mit Wärme versorgt.

Im Jahr 2019 wurde in der Grundschule ein Viessmann Vitocrossal Erdgaskessel mit einer Nennwärmeleistung von 32 – 120 kW installiert. Der Kessel versorgt den Grundschultrakt mit den Klassenräumen 1 und 2 und den Lehrerzimmern sowie die ehemalige Hausmeisterwohnung.

Abbildung 59: Wärmeverteilung / Heizungspumpen Grundschule

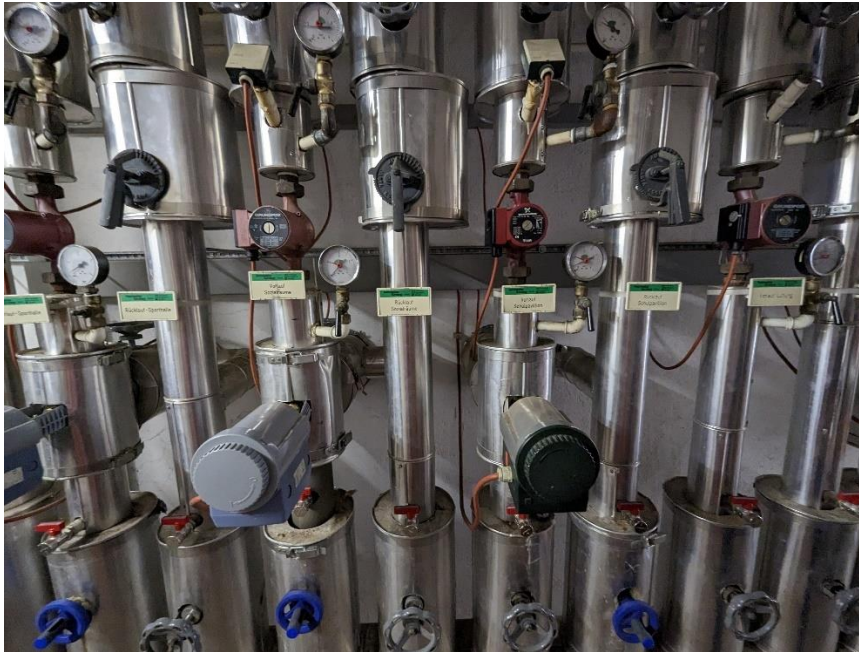


Zwar wurde eine Heizungspumpe durch eine moderne, leistungsgeregelte Pumpe ersetzt, insgesamt ist aber die Heizungsverteilung aufgrund des Baualters sanierungsbedürftig.

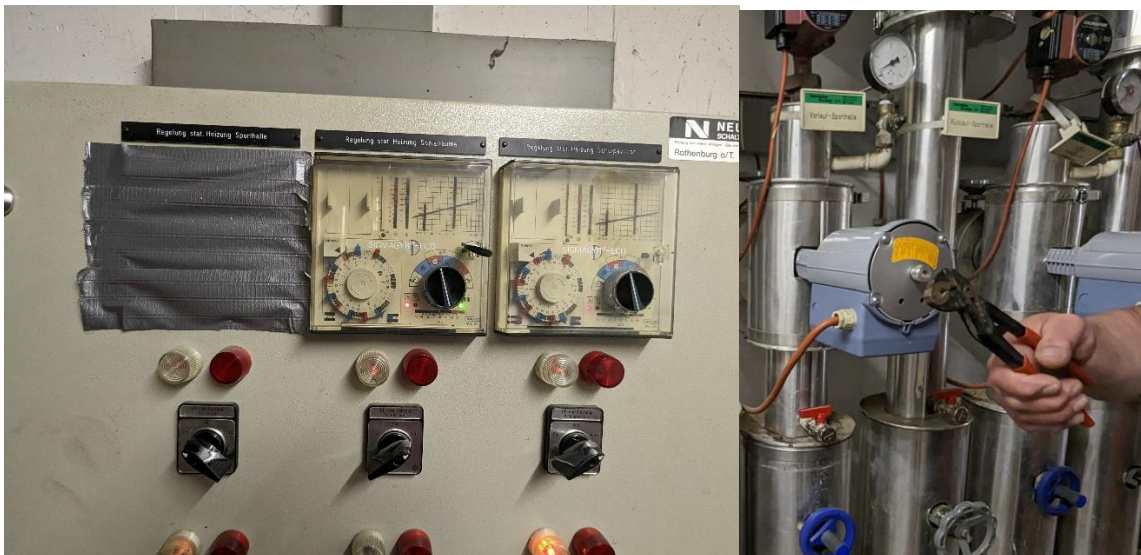
Abbildung 60: Heizkessel Sporthalle



Der Heizkessel in der Sporthalle ist ein Viessmann Paromat NT-Kessel aus dem Baujahr 1987 mit einer Nennwärmeleistung von 150-170 kW. Der Kessel versorgt die Sporthalle, den Aulabereich und den neu errichteten Hort. Außerdem wurden zwei Klassenzimmer (Klasse 3 und 4) der Grundschule an die Heizungsverteilung Sporthalle angeschlossen.

Abbildung 61: Heizungsverteilung Sporthalle

Insgesamt sind 5 Heizkreise vorhanden: Sporthalle, Sozialräume (Umkleiden), Schulpavillon (Aulabereich), Lüftung Sanitärräume (nicht in Betrieb), WW-Bereitung. Die Heizungspumpen sind noch keine leistungsgeregelten Hocheffizienzpumpen, sondern dreistufige Umwälzpumpen die unregelt, konstant mit einer Leistungsstufe durchlaufen. Die, wenn nicht manuell abgeschaltet, unter Umständen auch das ganze Jahr laufen.

Abbildung 62: Heizungsregelung

Die Heizungsregelung ist völlig veraltet und für den Bereich Sporthalle irreparabel defekt. Die Regelung für die Sporthalle wird per „Zange“ manuell durch den Hausmeister eingestellt.

Abbildung 63: Warmwasserspeicher

Die Warmwasserbereitung erfolgt über zwei 500 Liter Viessmann VertiCel Speicher auch noch aus dem Jahr 1987. Bisher ist keine Legionellenproblematik aufgetreten.

Abbildung 64: Lüftungsanlage Sanitärräume

Die Lüftungsanlage für die Sanitärräume wird nicht benötigt und ist nicht in Betrieb.

Abbildung 65: Sanitäranlagen

Die Sanitäranlagen aus dem Jahr 1987 entsprechen nicht mehr den heutigen Anforderungen.

Handlungsempfehlung Heizungstechnik:

- Es sollten neue Dreiwegeventile, Strangregulierungsventile und bedarfsgerechte Pumpen installiert werden. Hierzu ist es notwendig, die Heizungsverteiler komplett zu erneuern.
- Die veraltete Heizungsregelung sollte gegen eine moderne Gebäudeleittechnik ersetzt werden. Damit wäre es auch möglich, eine Einzelraumregelung für jedes Klassenzimmer und die Turnhalle zu installieren.
- Die alten Heizkörper, insbesondere in der Grundschule, sollten ausgetauscht und an geeigneter Stelle neue Heizkörper installiert werden.

Durch den Einbau eines neuen Heizungsverteilers erhöht sich die Betriebssicherheit und die Heizungskosten können erheblich gesenkt werden. So sind z.B. Strangregulierungsventile in solchen Gebäuden unerlässlich, um einen Hydraulischen Abgleich durchführen zu können. Hierbei wird die Hydraulische Anlage so abgeglichen / eingestellt, dass jeder Heizungsstrang und jeder Heizkörper genau die richtige Menge an Heizungswasser (Energie) erhält. Das hat einerseits den Vorteil, dass weniger Energie erzeugt werden muss, andererseits stellt dies auch sicher, dass auch wirklich jeder Raum genügend Wärme erhält.

Durch den Einbau einer modernen Gebäudeleittechnik in Verbindung mit Einzelraumregelung lässt sich auf komfortablem Weg Heizwärme einsparen. Es können Ferienzeiten, Feiertage und Stundenpläne hinterlegt werden. Nicht nur die Vorlauftemperaturen werden dadurch verändert, sondern auch die Drehzahlen der einzelnen Pumpen. Das ganze Heizungssystem kann dann von einem PC oder einem Smartphone gesteuert werden.

Der Austausch der alten Heizkörper gegen moderne Heizkörper lässt ein Absenken der Vorlauftemperatur zu und erhöht die Betriebssicherheit.

Warmwasserspeicher / Eckdaten Trinkwasserverordnung:

- Legionellen Untersuchungspflicht: 1 mal jährlich für Großanlagen >400 Liter Speicher und/oder mehr als 3 Liter Leitungsvolumen (entspricht ca. 8 bis 15m Leitung, je nach Leitungsquerschnitt vom Speicher zur jeweiligen Entnahmestelle)
- Geeignete Probeentnahnehähne installieren
- Vorgeschriebene Temperaturen:
 - Speicher Vorlauf : > 60°C
 - Zirkulation Rücklauf: > 55°C
- Zirkulation max. 8h aus innerhalb 24h, falls das System mikrobiologisch unbedenklich ist (Empfehlung keine Unterbrechung!)
- Zirkulationsleitungen sind unmittelbar vor Durchgangsmischarmaturen zu führen
- Stagnation in den Leitungen vermeiden, regelmäßiges Spülen - mind. Mo., Mi., Fr. – Spülplan
- Nicht mehr benötigte Warm- und Kaltwasserleitungen: komplette Trennung der Bauteile von der Trinkwasserinstallation unmittelbar am Abzweigstück
- Einzelsicherungen und Verbrühschutz (Duschen!)

Verbrühungsschutz:

- Besondere Anforderungen aus DIN EN 806 und DIN 1988 gelten bei Krankenhäusern, Schulen und Seniorenheimen: **Höchsttemperatur < 43/45°C**
- In speziellen Pflegebereichen und Kindergärten: **Höchsttemperatur < 38°C**
- Es sind endständig Armaturen mit Verbrühschutz und Einzelsicherung zu verwenden. Duschen über Thermostat, Wand-/Waschtischarmaturen ist auch über einzelgesicherte Zwangsbeimischung zulässig.

9.3.2 Sanierungskonzept Grundschule mit Sporthalle

Die Sanierungsmöglichkeiten für die Gebäudehülle und die Heizungstechnik werden als förderfähige Einzelmaßnahmen und als Komplettsanierung zum Effizienzgebäude dargestellt. Die Anforderungen entsprechen der Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG):

- **Sanierung Einzelmaßnahmen Gebäudehülle nach Anforderungen BEG**
- **Sanierung Einzelmaßnahme Beleuchtung / Beleuchtungskonzept**
- **Sanierung Einzelmaßnahme Wärmeerzeugung, Umstellung auf Hackschnitzelheizung**
- **Sanierung Effizienzgebäude 70 nach Anforderungen BEG**

Die Energieeffizienzberechnungen werden nach DIN V 18599 mit der Software Hottgenroth Energieberater 2022 erstellt.

Abbildung 66: 3D-Simulation Grundschule Eckenheid



Quelle: Hottgenroth Energieberater

9.3.2.1 Fördermöglichkeiten

Die Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (Nichtwohngebäude) fördert energieeffiziente Einzelmaßnahmen und die Komplettsanierung zum Effizienzgebäude mit unterschiedlichen Förderhöhen. Die Förderung für Einzelmaßnahmen kann als reiner Zuschuss in Anspruch genommen werden. Derzeit gelten folgende Zuschusshöhen:

Einzelmaßnahmen:

- | | |
|------------------------------------|------|
| – Gebäudehülle: | 15 % |
| – Sommerlicher Wärmeschutz: | 15 % |
| – Effiziente Innenbeleuchtung: | 15 % |
| – Regelungstechnik: | 15 % |
| – Biomasseheizung (Hackschnitzel): | 10 % |

Die Förderhöchstgrenze beträgt 1.000 € je m² beheizte Nettogrundfläche (NGF).

Die Förderung zum Effizienzgebäude kann als reiner Zuschuss oder als zinsgünstiges Darlehen mit Tilgungszuschuss in Anspruch genommen werden. Folgende Zuschusshöhen sind derzeit möglich:

	reiner Zuschuss:	Kredit mit Tilgungszuschuss:
– Effizienzgebäude 70:	25 %	10 %
– Effizienzgebäude 55:	30 %	15 %
– Effizienzgebäude 40:	35 %	20 %

Bei Erreichen eines Effizienzgebäudes mit **EE-Klasse** (Beheizung mit mindestens 55 % Erneuerbaren Energien) erhöht sich der Fördersatz um jeweils 5 %. Die Förderhöchstgrenze beträgt 2.000 € je m² beheizte Nettogrundfläche (NGF).

Die KfW fordert einen Sachverständigen, der die förderfähigen Maßnahmen und die Umsetzung des geförderten Vorhabens bestätigt. Die jeweils aktuellen Richtlinien und Merkblätter sind zu beachten.

9.3.2.2 Sanierung Einzelmaßnahmen Gebäudehülle

Ziel dieser Sanierungsvariante ist es, den 15-prozentigen Zuschuss für nach GEG-Einzelmaßnahmen zu erhalten. Die beschriebenen Sanierungsmaßnahmen betreffen die Gebäudeteile Grundschule, Sporthalle und Aulabereich (Pausenhalle). Der neu errichtete Hort entspricht weitestgehend den aktuellen Anforderungen.

Es werden folgende Sanierungsmaßnahmen angesetzt:

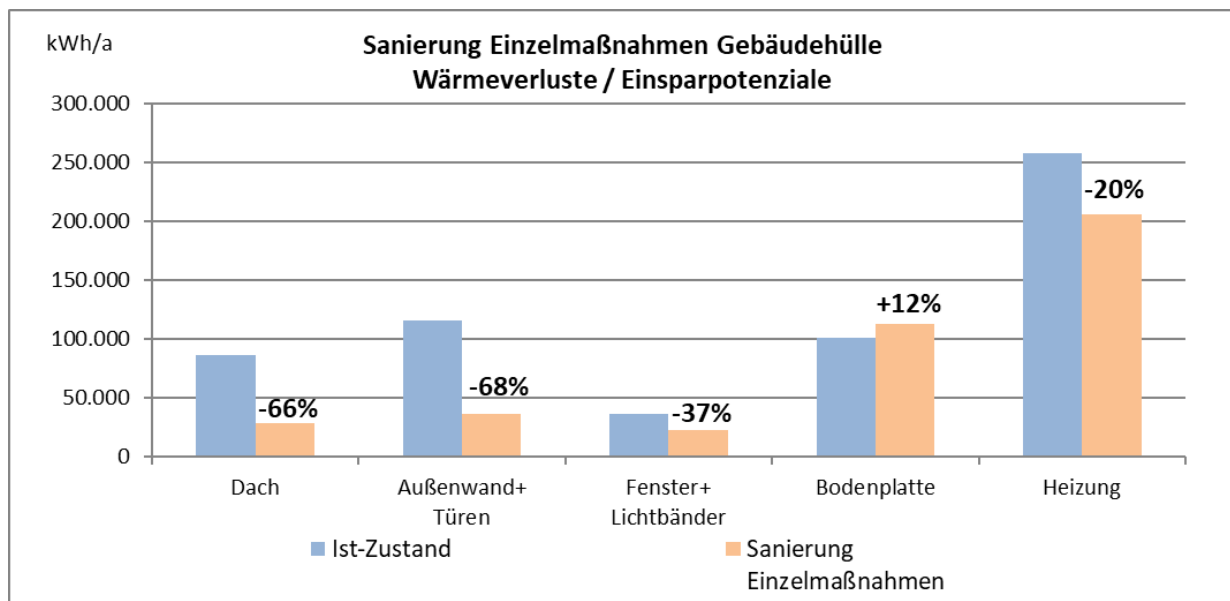
- Dachdämmung (z.B.: Aufsparrendämmung) mit Neueindeckung: 16 cm PUR-Hartschaum (WLG¹⁰ 024) oder 24 cm Styrodur (WLG 035)
- Dämmung Außenwände z.B.: Wärmedämmverbundsystem: 16 cm (WLG 035)
- Fenstertausch mit 3-Scheiben Wärmeschutzverglasung
- Neue Lichtbänder im Dachbereich Aula und Sporthalle, wenn statisch möglich mit 3-Scheiben-Wärmeschutzverglasung (ist durch einen Statiker zu prüfen)

Aufgrund des hohen Aufwandes wird eine Dämmung der erdberührten Wände und der Bodenplatten nicht berücksichtigt.

¹⁰ Die Wärmeleitgruppe (WLG) gibt die Durchlassfähigkeit eines Materials für den Wärmestrom an. Je kleiner die WLG, desto besser die Wärmedämmung. Die derzeit marktüblichsten Dämmmaterialien weisen eine Wärmeleitgruppe von 035.

Folgende Abbildung zeigt die Einsparpotenziale für die Gebäudehülle durch den Abriss und im zweiten Schritt durch die Sanierungsmaßnahmen:

Abbildung 67: Einsparpotenzial Einzelmaßnahmen Gebäudehülle



Die größten Wärmeverluste entstehen bei den Außenbauteilen durch die ungedämmten Außenwände. Durch eine Außenwanddämmung können sich hier die Wärmeverluste um bis zu 68 % reduzieren. Ein ähnliches Einsparpotenzial ist durch eine Dämmung der Dachflächen möglich, gleichzeitig werden hier die maroden Eternit-Wellplatten ausgetauscht. Durch den Austausch der Fenster und Dach-Lichtbänder gegen neue Fenster mit 3-Scheiben-Wärmeschutzverglasung sind dann 37 % Einsparung möglich. Bei Reduktion der Wärmeverluste über die Außenbauteile verringern sich auch die Verluste der Heizungsanlagen, da nicht mehr so viel Wärme erzeugt und verteilt werden muss. Bei einer energetischen Verbesserung von Außenbauteilen steigen die Wärmeverluste von unsanierten Bauteilen (hier Bodenplatte) leicht an.

Folgende Tabelle zeigt die Anforderungen für Maßnahmen an der Gebäudehülle:

Tabelle 2: Maßnahmen Gebäudehülle Einzelmaßnahmen und energetische Bewertung

GEG - Referenzgebäude Anlage 2 (zu GEG § 18 Absatz 1)		Bestandsbauteile Grundschule Eckenaïd			Sanierungsmaßnahmen Gebäudehülle Einzelmaßnahmen			Vorgaben BEG Einzelmaßnahmen
Bauteil	U-Wert (W/m²K)	Aufbau	U-Wert (W/m²K)	Verhältnis zu Referenz	Maßnahme	U-Wert (W/m²K)	Verhältnis zu Referenz	U-Wert (W/m²K)
Dach/Oberste Geschossdecke	0,20	Dach Grundschule geringe Dämmung	0,80	400%	Dach neu mit Aufsparrendämmung 16 cm WLG 024 / 24 cm WLG 035	0,14	70%	0,14
Dach/Oberste Geschossdecke	0,20	Dach Sporthalle+Aula ca. 10 cm Dämmung	0,40	200%	Dach neu mit Aufsparrendämmung 16 cm WLG 024 / 24 cm WLG 035	0,14	70%	0,14
Dach/Oberste Geschossdecke	0,20	Dach Hort ca. 18 cm Dämmung	0,20	100%	keine Maßnahme	0,20	100%	0,14
Außenwand	0,28	Außenwand Grundschule Mauerwerk	1,40	500%	Dämmung 16 cm WLG 035	0,19	68%	0,20
Außenwand	0,28	Außenwand Sporthalle+Aula Mauerwerk Hochlockziegel	0,60	214%	Dämmung 16 cm WLG 035	0,16	57%	0,20
Außenwand	0,28	Außenwand Hort Holzbau ca. 16 cm Dämmung	0,28	100%	keine Maßnahme	0,28	100%	0,95
Fenster	1,30	Grundschule Fenstertausch 90er Jahre 2-Scheiben-Isolierverglasung	1,60	123%	Fenstertausch mit 3-Scheiben Wärmeschutzverglasung	0,90	69%	0,95
Fenster	1,30	Fenster Sporthalle Aula 2-Scheiben Isolierverglasung	1,90	146%	Fenstertausch mit 3-Scheiben Wärmeschutzverglasung	0,90	69%	0,95
Fenster	1,30	Fenster Hort 2-Scheiben Wärmeschutzverglasung	1,30	100%	keine Maßnahme	1,30	100%	0,95
Lichtbänder/Lichtkuppeln Dach	2,40	Lichtbänder Sporthalle+Aula	2,40	100%	Neue Lichtbänder Mindesten 2-Scheiben WSV	1,50	63%	1,50
Außentüren	1,80	Türen Grundschule Getauscht Türen Sporthalle+Aula Türen Hort	2,70 3,50 1,80		Außentüren Schule, Sporthalle, Aula teilweise mit 3-Scheiben WSV	1,30	72%	1,30
Bodenplatte	0,35	Boden Grundschule ungedämmt	1,20	343%	keine Maßnahme	1,20	343%	0,35
Bodenplatte	0,35	Boden Halle+Hort Trittschalldämmung	0,60	171%	keine Maßnahme	0,60	171%	0,35
Bodenplatte	0,35	Boden Hort Gedämmt und Trittschalldämmung	0,35	100%	keine Maßnahme	0,35	100%	0,35

Bei der Bauausführung ist auf eine wärmebrückenfreie und luftdichte Ausführung zu achten. Dies kann nur durch eine kompetente Planung und Baubegleitung gewährleistet werden.

Folgende Tabelle zeigt die Kostenschätzung für die Umsetzung der Einzelmaßnahmen und die jeweiligen energiebedingten Mehrkosten. Die energiebedingten Mehrkosten stellen z.B. den Mehraufwand der Dämmmaßnahmen bei der Gebäudehülle gegenüber den „ohnein Maßnahmen“ dar, die bei einer Gebäudesanierung nach gesetzlichen Vorgaben nötig sind. Bei den Fenstern sind beispielsweise die Mehrkosten der 3-Scheibenverglasung gegenüber einer 2-Scheibenverglasung berücksichtigt.

Tabelle 3: Investitionen Einzelmaßnahmen Gebäudehülle

Maßnahme Gebäudehülle BEG Einzelmaßnahmen	Bauteilfläche	Invest je Bauteilfläche	Energiebedingte Mehrkosten	Investitionen gesamt (brutto)	BEG-Zuschuss Einzelmaßnahmen 15%	Investitionen abzüglich Zuschuss	Energiebedingte Mehrkosten	Energiebedingte Mehrkosten abzgl. Zuschuss
Aufsparrendämmung Grundschule, Halle, Aula	1.345 m ²	350 €/m ²	120 €/m ²	470.750 €	70.613 €	400.138 €	161.400 €	90.788 €
Außenwände Dämmung 16 cm	1.360 m ²	300 €/m ²	80 €/m ²	408.000 €	61.200 €	346.800 €	108.800 €	47.600 €
Fenstertausch 3-Scheiben-Wärmeschutzverglasung	202 m ²	1000 €/m ²	300 €/m ²	202.000 €	30.300 €	171.700 €	60.600 €	30.300 €
Lichtbänder Dach 2- oder 3 Scheiben WSG	130 m ²	2000 €/m ²	300 €/m ²	260.000 €	39.000 €	221.000 €	39.000 €	0 €
Fenster+Lichtbänder				462.000 €	69.300 €	392.700 €	99.600 €	30.300 €
Außentüren (teilweise mit 3-Scheiben-Verglasung)	30 m ²	2000 €/m ²	300 €/m ²	60.000 €	9.000 €	51.000 €	9.000 €	0 €
Kosten Gebäudehülle Einzelmaßnahmen	3.067 m²			1.400.750 €	210.113 €	1.190.638 €	378.800 €	168.688 €

Die Kostenschätzung ergibt sich aus allgemeinen Richtpreisen (BKI-Kostenplaner) und entspricht keiner Angebotseinholung. Ermittlung der energiebedingten Mehrkosten in Anlehnung an die Online-Publikation, Nr. 07/2012 des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

Tabelle 4: Einzelmaßnahmen Energie- und Kosteneinsparung

Maßnahme Gebäudehülle BEG Einzelmaßnahmen	Energie- einsparung	Einsparung Energiekosten	Einsparung Energiekosten mit Preissteigerung 2 %/a	Amortisation Mehrkosten
Aufsparrendämmung Grundschule, Halle, Aula	73.169 kWh/a	9.461 €/a	13.225 €/a	6,9 Jahre
Außenwände Dämmung 16 cm	95.798 kWh/a	12.387 €/a	17.315 €/a	2,7 Jahre
Fenstertausch 3-Scheiben-Wärmeschutzverglasung				
Lichtbänder Dach 2- oder 3 Scheiben WSG				
Fenster+Lichtbänder	16.155 kWh/a	2.089 €/a	2.920 €/a	10,4 Jahre
Außentüren (teilweise mit 3-Scheiben-Verglasung)	Einsparung bei Wänden berücksichtigt			
Kosten Gebäudehülle Einzelmaßnahmen	185.123 kWh/a	23.936 €/a	33.460 €/a	5,0 Jahre

Für die Energiekosteneinsparung wird der aktuelle Erdgaspreis von **12,9 ct/kWh** angesetzt (Erdgas Spezial HEWA).

Aus der berechneten Energieeinsparung ergibt sich die jährliche Energiekosteneinsparung. Unter Berücksichtigung einer jährlichen Preissteigerung von 2 % werden die durchschnittlichen Energiekosten über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren berechnet. Hieraus ergibt sich die Amortisation der energiebedingten Mehrkosten.

In Summe amortisieren sich die Mehrkosten für die Energieeffizienzmaßnahmen nach 5 Jahren.

9.3.2.3 Sanierung Einzelmaßnahme Beleuchtung

Für Effizienzmaßnahmen an der Beleuchtung stehen neben dem 15 %-igen BEG Zuschuss noch zwei weitere Fördermaßnahmen zur Verfügung. Hier eine Gegenüberstellung:

- **Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG) Einzelmaßnahme**

- bis zu 15 % bei Wohn- und Nichtwohngebäuden

Gefördert wird der Einbau von Beleuchtungssystemen für Innenräume mit hoher Systemlichtausbeute und hohem Lichtstromerhalt. Förderfähig ist ausschließlich der komplette Leuchtentausch (keine Einzelkomponenten von Leuchten) einschließlich sonstiger erforderlicher Nebenarbeiten und Komponenten sowie Erstellung eines Beleuchtungskonzepts. Es werden grundsätzlich alle Maßnahmen gefördert, die unmittelbar für die Ausführung und Funktionstüchtigkeit erforderlich sind.

Lampen, die für den späteren Einbau oder für den Einbau in bestehende Bestandsleuchten vorgesehen sind, z. B. Retrofit, Ersatzlampen, sind nicht förderfähig.

Der Einbau einer Tageslicht- und präsenzabhängigen Steuerung ist nach Förderrichtlinien nicht zwingende erforderlich.

- **„Klimaschutz in Kommunen“ im Klimaschutzprogramm Bayern 2050 (in 2023-2026)**

- bis zu 70 % für Kommunen
- bis zu 90 % für Kommunen mit besonderem Handlungsbedarf

Förderfähig ist das komplette Leuchtensystem bestehend aus Leuchte, Leuchtmittel, Reflektor/Optik und Abdeckung, die Steuer- und Regelungstechnik, sowie die Anschaffung, Installation, Errichtung und Inbetriebnahme der förderfähigen Anlagenkomponenten samt erforderlichen Installationsmaterial.

Die Förderung fordert den Einbau einer Tageslicht- und Präsenzabhängigen Steuerung.

Hierfür können hohe Kosten entstehen, außerdem ist zwingend ein Elektroplaner nötig.

Die Förderung fordert den Einbau einer Tageslicht- und Präsenzabhängigen Steuerung. Hierfür ist ein Elektroplaner nötig.

- **BMU LED-Förderung für Kommunen (in 2022-2027)**

- bis zu 25 % für Kommunen
- bis zu 40 % für finanzschwache Kommunen

Förderfähig ist das komplette Leuchtensystem bestehend aus Leuchte, Leuchtmittel, Reflektor/Optik und Abdeckung, die Steuer- und Regelungstechnik, sowie die Anschaffung, Installation, Errichtung und Inbetriebnahme der förderfähigen Anlagenkomponenten samt erforderlichen Installationsmaterial.

Die Förderung fordert den Einbau einer Tageslicht- und Präsenzabhängigen Steuerung.

Hierfür können hohe Kosten entstehen, außerdem ist zwingend ein Elektroplaner nötig.

Folgende Tabelle zeigt die detaillierte Auflistung der Bestandsbeleuchtung und einen Konzeptvorschlag für LED-Ersatzleuchten:

Tabelle 5: Maßnahmen Umstellung Beleuchtung auf LED

Raum	Nr.	Leuchte Istzustand	Stückzahl	Leistung Leuchtmittel	Stückzahl Leuchtmittel	Gesamtleistung Leuchte (KW)	Gesamtleistung Raum (kW)	Ersatzleuchte	Geamtleistung Leuchte (kW)	Gesamtleistung Raum (kW)
Lehrerzimmer	1	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	2	144	288	Hängeleuchte	67	134
Klassenzimmer	1	Deckenanbauleuchte KVG	8	72	2	144	1.152	Hängeleuchte	67	536
Klassenzimmer	1	Hängeleuchte KVG	1	72	1	72	72	Hängeleuchte	67	67
Klassenzimmer	2	Deckenanbauleuchte KVG	8	72	2	144	1.152	Hängeleuchte	67	536
Klassenzimmer	2	Hängeleuchte KVG	1	72	1	72	72	Hängeleuchte	67	67
Klassenzimmer	3	Deckenanbauleuchte KVG	8	72	2	144	1.152	Hängeleuchte	67	536
Klassenzimmer	3	Hängeleuchte KVG	1	72	1	72	72	Hängeleuchte	67	67
Klassenzimmer	4	Deckenanbauleuchte KVG	8	72	2	144	1.152	Hängeleuchte	67	536
Klassenzimmer	4	Hängeleuchte KVG	1	72	1	72	72	Hängeleuchte	67	67
Klassenzimmer	5	Hängeleuchte KVG	11	72	1	72	792	Hängeleuchte	67	737
Klassenzimmer	6	Hängeleuchte KVG	11	72	1	72	792	Hängeleuchte	67	737
Ausweichraum		Deckenanbauleuchte KVG	4	72	2	144	576	LED Panel	33	132
Ausweichraum		Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	LED Panel	33	66
Flur		Deckenanbauleuchte KVG	5	24	4	96	480	LED Panel	33	165
Klassenzimmer	7	Deckenanbauleuchte KVG	6	72	2	144	864	LED Panel	33	198
Klassenzimmer	7	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	LED Panel	33	66
Klassenzimmer	8	Deckenanbauleuchte KVG	6	72	2	144	864	LED Panel	33	198
Klassenzimmer	8	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	LED Panel	33	66
Mehrzweckraum	3	Deckenanbauleuchte KVG	6	72	2	144	864	LED Panel	33	198
Mehrzweckraum	3	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	LED Panel	33	66
Sporthalle		Deckeneinbauleuchte KVG	36	72	2	144	5.184	Einbauleuchte	76	2.736
Eingangsbereich		Deckeneinbauleuchte KVG	6	72	2	144	864	Einbauleuchte	26	156
Treppenhaus		Deckenanbauleuchte KVG	3	72	1	72	216	Anbauleuchte	37	111
Auswertung		Deckeneinbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	Einbauleuchte	26	52
Empore		Deckeneinbauleuchte KVG	9	72	1	72	648	Einbauleuchte	26	234
Umkleide	1	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	Anbauleuchte	37	74
Umkleide	2	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	Anbauleuchte	37	74
Dusche	1	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	Anbauleuchte	37	74
Dusche	1	Deckenanbauleuchte KVG	2	24	1	24	48	Anbauleuchte	12	24
Dusche	2	Deckenanbauleuchte KVG	2	72	1	72	144	Anbauleuchte	37	74
Dusche	2	Deckenanbauleuchte KVG	2	24	1	24	48	Anbauleuchte	12	24
Geräteraum		Deckenanbauleuchte KVG	3	72	1	72	216	Anbauleuchte	37	111
Kraftraum		Deckenanbauleuchte KVG	4	72	2	144	576	Anbauleuchte	43	172
						Summen	19.512			9.091
								Reduktion		53%

Hierdurch ist ein Energiesparpotential von über 50% möglich und dass bei enorm besserer Ausleuchtung. Die deutlich höhere Lebensdauer bei LEDs von bis zu 50.000 Stunden reduziert außerdem den Wartungsaufwand erheblich.

Folgende Tabelle zeigt die Kostenschätzung für den Austausch der kompletten Beleuchtung in der Schule und Turnhalle auf LED-Beleuchtung. Es erfolgt eine Gegenüberstellung mit Förderung nach GEG bei einem Fördersatz von 15 % und mit Förderung nach Klimaschutzprogramm Bayern von 70 % (finanzschwache Kommunen bis 90).

Tabelle 6: Investitionen Einzelmaßnahme Beleuchtung

Maßnahme Beleuchtung Einzelmaßnahme	Investitionen gesamt (brutto)	Zuschuss Einzelmaßnahme	Investitionen abzüglich Zuschuss	Energieeinsparung	Einsparung Energiekosten	Einsparung Energiekosten mit Preissteigerung 2 %/a	Amortisation Vollkosten
Umstellung Beleuchtung auf LED Zuschuss BEG 15 %	120.000 €	18.000 €	102.000 €	11.737 kWh/a	4.401 €/a	6.152 €/a	16,6 Jahre
Umstellung Beleuchtung auf LED mit Elektroplanung Zuschuss Klimaschutzpr. Bayern 70 %	160.000 €	112.000 €	48.000 €	11.737 kWh/a	4.401 €/a	6.152 €/a	7,8 Jahre

Eine komplett neue LED-Beleuchtung inkl. Lampen und Montage kostet rund 120.000 €. Hiervon werden 15 % durch die BEG bezuschusst. Bei einem angesetzten Strompreis von aktuell 37,5 ct/KWh amortisieren sich die Vollkosten nach rund 17 Jahren.

Um die erhöhten Anforderungen für das Klimaschutzprogramm Bayern zu erfüllen, muss durch einen Elektroplaner ein detailliertes Beleuchtungskonzept erstellt werden, inkl. einer Tageslicht- und Präsenzbabhängigen Steuerung. Hierfür betragen die Investitionen in etwa 160.000 €. Durch eine mögliche Förderung von 70 % können sich die Investitionen aber bereits nach rund 8 Jahren amortisieren.

Um den Haushalt nicht allzu sehr zu belasten, aber die Schule energetisch in Sachen Beleuchtung auf den heutigen Stand zu bringen, wäre eine sukzessive Umrüstung einzelner Räumlichkeiten eine kostengünstige Alternative.

9.3.2.4 Sanierung Einzelmaßnahme Wärmeerzeugung mit Hackschnitzelzentrale

Im Folgenden wird die bestehende Erdgasversorgung einer neuen Hackschnitzelversorgung gegenübergestellt. Bei der Erdgasversorgung wird ein neuer Erdgas-Brennwertkessel für den über 30 Jahre alten Viessmann-Kessel berücksichtigt.

Die Berechnung erfolgt im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067. Hierbei werden die Jahresgesamtkosten der Wärmeversorgungsvarianten ermittelt.

Folgende Kosten werden berücksichtigt:

- **Kapitalgebundene Kosten** auf Basis durchschnittlicher Marktpreise für die einzelnen Anlagenkomponenten. Hierbei wird die Nutzungsdauer der einzelnen Anlagenbestandteile sowie der sich aus Fremdkapitalzinssatz und Zinserwartungen für eingesetztes Eigenkapital ergebende Kapitalzinssatz berücksichtigt. Die kapitalgebundenen Kosten entstehen unabhängig davon, ob die Anlage in Betrieb ist oder stillsteht.
- **Verbrauchsgebundene Kosten** (Brennstoffkosten)
- **Betriebsgebundene Kosten** für die einzelnen Anlagenkomponenten (Wartung, Instandsetzung)

Die Kostenermittlung entspricht keiner detaillierten Planungsleistung, sondern einer ersten Vorabschätzung.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre
- Brennstoffkosten brutto:
 - Hackschnitzel 100 €/Tonne 3,18 ct/kWh (Quelle: C-A.R.M.E.N.)
 - Erdgas 12,93 ct/kWh (Quelle: HEWA/ E-ERGIE-Netz GmbH)
- Folgende jährliche Preissteigerungsraten werden angesetzt:
 - Hackschnitzel 1,0 %
 - Erdgas 2,0 %

9.3.2.4.1 Maßnahme Erdgasversorgung / neuer Erdgas-Brennwertkessel in der Sporthalle

Austausch des bestehenden Erdgaskessels in der Sporthalle gegen einen neuen Erdgas-Brennwertkessel. Für die Brennwertnutzung ist eine Sanierung des Schornsteines nötig. Hierbei wird ein Kunststoffrohr in den bestehenden Kamin eingebracht, da das Abgas nur noch eine geringe Temperatur aufweist. Zusätzlich wird eine neue Regelungs- und Verteiltechnik mit neuen Hocheffizienzpumpen berücksichtigt.

Durch diese Maßnahmen ist eine Verbrauchsreduktion von derzeit 377.000 kWh/a Erdgasverbrauch (Brennwert) um ca. 10 % auf 339.000 kWh/a zu erwarten.

Tabelle 7: Jahresgesamtkosten Erdgas-Brennwertkessel Sporthalle Einzelmaßnahme

Erdgasversorgung Grundschule mit Sporthalle				
Berechnung der Wirtschaftlichkeit nach VDI 2067, Preissteigerung Erdgas 2,0 %				
			Zins	3,00%
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Neuer Erdgas-Brennwertkessel Sporthalle ca. 150 kW	25.000 €	20	0,0672	1.680 €/a
Sanierung Schornstein	5.000 €	30	0,0510	255 €/a
Regelung/Verteilung Sporthalle	20.000 €	20	0,0672	1.344 €/a
Baunebenkosten 18%	9.000 €	20	0,0672	605 €/a
Gesamtinvestitionen	59.000 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				3.900 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Verbrauchsgebundene Kosten Heizöl	43.700 €/a	2,00	1,1999	52.400 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten				52.400 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik Sporthalle+Grundschule	1.800 €/a	1,00	1,0941	2.000 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten netto				2.000 €/a
Jahresgesamtkosten				58.300 €/a

Die Gesamtinvestitionen inkl. Baunebenkosten (Planungsbüro) betragen rund 60.000 €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von jährlich 3.900 €.

Die aktuellen Erdgaskosten betragen dann 49.400 €/a. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 2,0 % steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 52.400 € pro Jahr.

Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung und Instandsetzung belaufen sich auf 1.800 bzw. 2.000 € jährlich.

9.3.2.4.2 Maßnahme Hackschnitzelzentrale

Der Einbau einer neuen Gasheizung ist unter klimapolitischen Aspekten nicht vertretbar und aufgrund der zu erwartenden Steigerung der Weltmarktpreise und des CO₂-Handels auch nicht wirtschaftlich.

Aus diesem Grund wird eine Wärmeversorgung durch Hackschnitzel untersucht. Ein möglicher Standort für einen unterirdischen Hackschnitzelbunker wäre angrenzend am Heizraum der Sporthalle gelegen. Die Hackschnitzel würden von oben in den Bunker geschüttet und über eine Transportschnecke in den Heizraum zum Hackschnitzelkessel befördert.

Abbildung 68: Möglicher Standort Hackschnitzbunker



Quelle: Bayernatlas

Die Heizungsverteilung Grundschule und Sporthalle müsste zusammengelegt werden, auch wird eine komplett neue Regelungs- und Verteiltechnik mit neuen Hocheffizienzpumpen und teilweisem Heizkörper-tausch berücksichtigt (siehe auch Handlungsempfehlung Heizungstechnik). Eine Erneuerung der Warmwasserspeicher ist ohnehin vorzusehen und ist hier monetär nicht erfasst.

Durch diese Maßnahmen kann sich der Wärmebedarf (Heizwert) von derzeit 340.000 kWh um rund 10 % auf 306.000 kWh reduzieren. Dies entspricht ca. 97 Tonnen Hackschnitzel.

Bei üblicherweise 1.800 Vollbenutzungstunden für Schulen ergibt sich eine Heizlast von 170 kW. Die genaue Heizlast ist im Falle einer Umsetzung durch ein Planungsbüro zu berechnen.

Förderung Hackschnitzelzentrale:

Seit Juni 2023 gibt es die Biomasseförderung BioWärme Bayern. Hier werden Biomasseheizwerke in Bayern mit einer Nennwärmeleistung von mindestens 60 kW und zugehörigem Wärmenetz gefördert. Zuwendungsfähige Kosten sind **nur die Investitionsmehrkosten des Biomasseheizwerks** bzw. des Biomasseheizsystems. Diese Investitionsmehrkosten müssen anhand einer Vergleichsrechnung gegenüber einer fossilen Energieerzeugungsanlage berechnet werden. Die Höchstförderung beträgt 450.000 €.

Es gelten folgende Zuschusshöhen:

- Grundförderung Biomasseheizwerk 30 %
- Zusatzförderung Fuel-Switch 10 % (Ersatz von fossilen Energieträgern)
- Zusatzförderung Solar/Umweltbonus 10 % (Bei Nutzung von Solarthermie oder Wärmepumpe)
- Förderung Wärmenetz 100 €/lfm
- Hausübergabestation im Bestand 1.800 €.

Eine Förderung von 40 % auf die überschlägigen Mehrkosten des Biomasseheizsystems ist in folgender Berechnung berücksichtigt.

Hierdurch können folgende Investitionen und Jahresgesamtkosten entstehen:

Tabelle 8: Jahresgesamtkosten Hackschnitzelzentrale Einzelmaßnahme

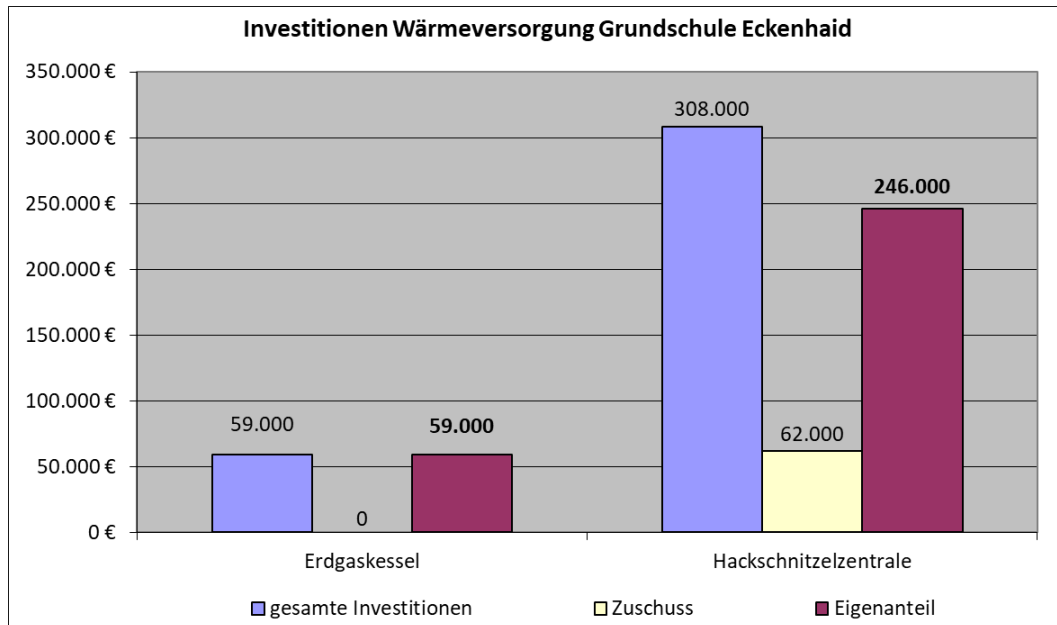
Hackschnitzelzentrale Grundschule mit Sporthalle				
Berechnung der Wirtschaftlichkeit nach VDI 2067, Preissteigerung Hack 1,0 %				
			Zins	3,00%
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Hackschnitzelbunker	80.000 €	40	0,0433	3.461 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	40.000 €	25	0,0574	2.297 €/a
Pufferspeicher 6.000 Liter (30 l pro kW)	6.000 €	20	0,0672	403 €/a
Hackschnitzelkessel ca. 200 kW	40.000 €	20	0,0672	2.689 €/a
Zubehör/Beschickung Hackschnitzelkessel	20.000 €	20	0,0672	1.344 €/a
Zusammenlegung Schule+Sporthalle	15.000 €	40	0,0433	649 €/a
Regelung/Verteilung/Heizkörper	60.000 €	20	0,0672	4.033 €/a
Baunebenkosten 18%	47.000 €	20	0,0672	3.159 €/a
Gesamtinvestitionen	308.000 €			18.000 €/a
Abzüglich BioWärme Bayern 40 %	-62.000 €	50	0,0389	-2.400 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	246.000 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				15.600 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Verbrauchsgebundene Kosten Hackschnitzel	9.700 €/a	1,00	1,0941	10.600 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten				10.600 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Hackschnitzelkessel	2.400 €/a	1,00	1,0941	2.600 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	1.200 €/a	1,00	1,0941	1.300 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten				3.900 €/a
Jahresgesamtkosten				30.100 €/a

Die Gesamtinvestitionen abzüglich Zuschuss BioWärme Bayern belaufen sich auf rund 250.000 €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von jährlich 15.600 €.

Die aktuellen Hackschnitzelkosten betragen 9.700 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 1 % steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 10.600 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung und Instandsetzung belaufen sich auf 3.600 bzw. 3.900 € jährlich. Wobei durch einen engagierten Hausmeister die Kosten auch geringer ausfallen können.

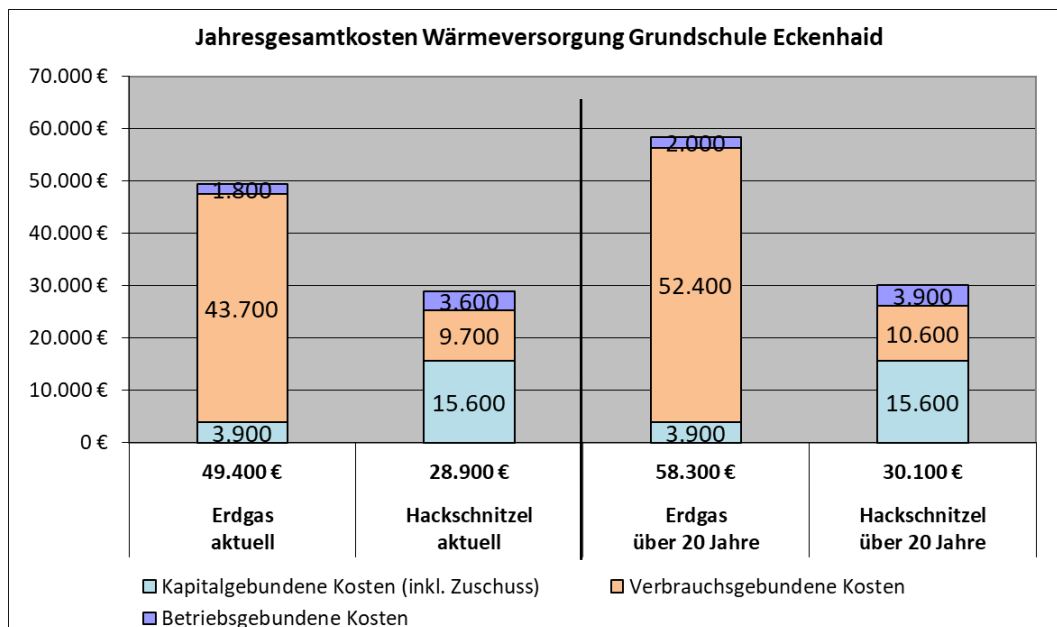
9.3.2.4.3 Variantenvergleich Einzelmaßnahme Wärmeversorgung

Abbildung 69: Investitionen Einzelmaßnahme Wärmeversorgung

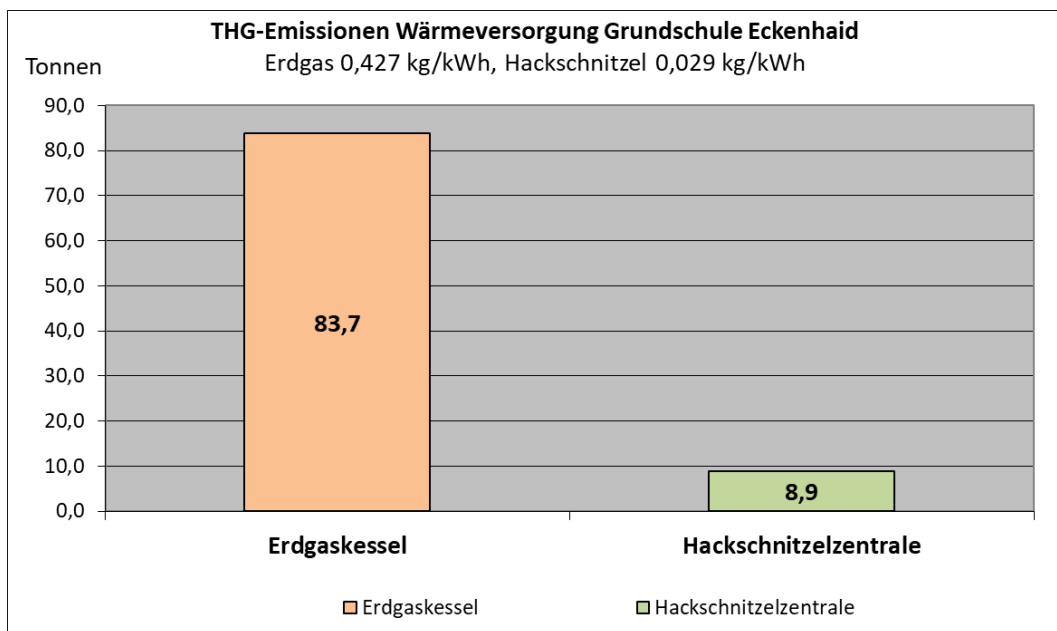


Durch den erhöhten Aufwand bei der Errichtung der Hackschnitzelzentrale und der Optimierung der gesamten Heizungsverteilung und Übergabe, sind hier die Investitionen in etwa viermal so hoch.

Abbildung 70: Jahresgesamtkosten Einzelmaßnahme Wärmeversorgung



Trotz höherer Investitionen und betriebsgebundenen Kosten sind die Jahresgesamtkosten um 40 % geringer als bei einer Erdgasversorgung. In der 20-Jahresbetrachtung steigt der Kostenvorteil auf knapp 50 %.

Abbildung 71: THG-Emissionen Einzelmaßnahme Wärmeversorgung

Durch einen Energieträgerwechsel von Erdgas zu Hackschnitzeln können jährlich 74,8 Tonnen Treibhausgasemissionen vermieden werden.

Empfehlung Einzelmaßnahme Wärmeversorgung

Der Einbau einer neuen Gasheizung ist unter klimapolitischen Aspekten nicht vertretbar und aufgrund der zu erwartenden Steigerung der Weltmarktpreise und des CO₂-Handels auch nicht wirtschaftlich.

Durch einen Umstieg auf Hackschnitzel wird ein entscheidender Beitrag zu Klimaschutz und zur regionalen Wärmeversorgung geleistet.

Eine problemlose Anlieferung der Hackschnitzel ist zu gewährleisten.

9.3.2.5 Sanierung zum Effizienzgebäude 70 mit Hackschnitzelzentrale

Um bei einer Komplettisanierung das Effizienzgebäude 70 erreichen zu können, müssen an der Gebäudehülle zusätzliche Dämmmaßnahmen gegenüber den Einzelmaßnahmen vorgenommen werden:

- Zusatzdämmung Dächer: 16 cm + **2 cm** (WLG 024) oder 24 cm + **4 cm** (WLG 035)
 - Energiebedingte Mehrkosten ca. 27.000 €
- Zusatzdämmung der Außenwände: 16 cm + **2 cm** (WLG 035)
 - Energiebedingte Mehrkosten ca. 14.000 €
- Heizungstausch: Hackschnitzel-Heizzentrale mit Heizungsoptimierung (siehe Sanierung Einzelmaßnahmen „Wärmeerzeugung mit Hackschnitzelzentrale“)

Hierdurch ist eine Förderung nach Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG) von 25 % + 5 % (EE-Bonus) auf alle Maßnahmen möglich.

Folgende Tabelle zeigt den Nachweis für das Effizienzgebäude 70 aus dem Energieberatungsprogramm Hottgenroth:

Tabelle 9: Nachweis Effizienzgebäude-Stufen

Ergebnis			Anforderungen NWG						
			GEG		BEG-Effizienzhaus				
	Einheit	Ist-Wert	Bestand	REF (100%)	EH40	EH55	EH70	EH100 *	Denkmal
Primärenergiebedarf Q_p	kWh/m ² a	40,7	✓ 192,3	137,4	✓ 54,9	✓ 75,5	✓ 96,1	✓ 137,4	✓ 219,8
Mittlerer U-Wert opake Bauteile	W/m ² K	0,26	✓ 0,56		✗ 0,18	✗ 0,22	✓ 0,26	✓ 0,34	
Mittlerer U-Wert transparente Bauteile	W/m ² K	0,95	✓ 2,66		✓ 1,00	✓ 1,20	✓ 1,40	✓ 1,80	
Mittlerer U-Wert Lichtkuppeln, etc.	W/m ² K	1,2	✓ 4,3		✓ 1,6	✓ 2,0	✓ 2,4	✓ 3,0	

Quelle: Hottgenroth Energieberater

* Das Effizienzgebäude 100 (EH100) wird nur noch bei Wohngebäuden gefördert.

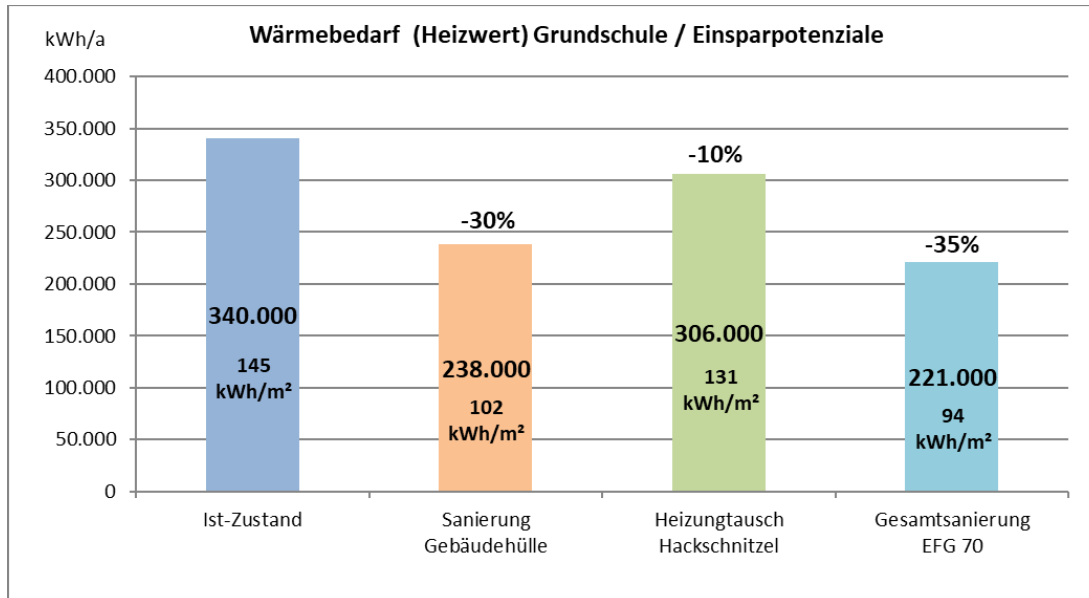
Hierbei müssen die Anforderungen sowohl für den Primärenergiebedarf als auch für die mittleren U-Werte der Bauteile eingehalten werden. Durch die Hackschnitzelheizung wird beim Primärenergiebedarf sogar das Effizienzgebäude 40 erreicht.

Um den mittleren U-Wert der opaken Bauteile (Dach/Wand/Boden) weiter zu verbessern, müssten die Bodenplatten oberseitig gedämmt und mit einem neuen Belag versehen werden.

9.3.2.5.1 Einsparpotenzial Effizienzgebäude 70 im Vergleich

Folgende Abbildung zeigt das Einsparpotenzial beim Wärmebedarf im Vergleich zum Ist-Zustand zur Sanierung der Gebäudehülle und zum Heizungstausch als Einzelmaßnahmen:

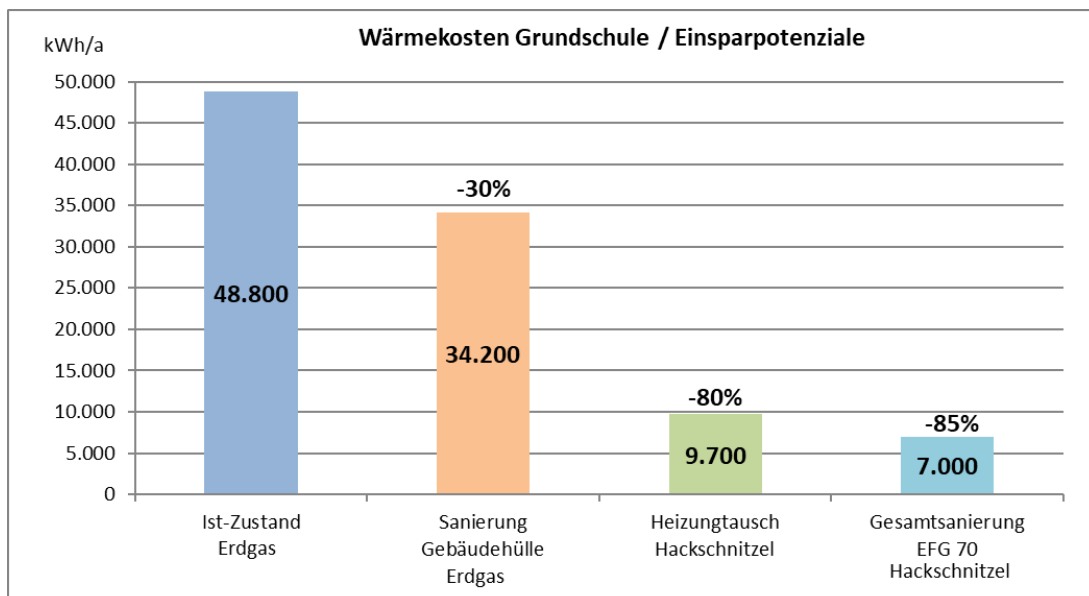
Abbildung 72: Einsparpotenzial Energieverbrauch Effizienzgebäude 70 im Vergleich



Bei einer Gesamtsanierung zum Effizienzgebäude 70 kann sich der Wärmebedarf um rund 35 % auf 221.000 kWh/a reduzieren. Dies entspricht ca. 70 Tonnen Hackschnitzel.

Hierdurch ergibt sich dann ein flächenbezogener Bedarf von 94 kWh/m².

Abbildung 73: Einsparpotenzial Energiekosten Effizienzgebäude 70 im Vergleich



Durch die beschriebenen Einzelmaßnahmen zur Sanierung der Gebäudehülle können die Erdgaskosten um bis zu 30 % reduziert werden. Durch eine Umstellung der Wärmeversorgung auf Hackschnitzel ist bei derzeitigen Erdgaspreisen eine Energiekosteneinsparung um bis zu 85 % möglich.

9.3.2.5.2 Maßnahme Effizienzgebäude 70 mit Hackschnitzelzentrale

Folgende Tabelle zeigt die Vollkostenberechnung aller Maßnahmen zum Effizienzgebäude 70 mit EE-Zuschlag. Aufgrund der umfassenden Gebäudesanierung wird sich die nötige Heizlast reduzieren. Dies ist im Detail durch ein Planungsbüro zu berechnen. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird ein 150 kW Hackschnitzelkessel angesetzt.

Tabelle 10: Jahresgesamtkosten Effizienzgebäude 70 mit Hackschnitzelzentrale

Effizienzhaus 70 Grundschule Eckenheid				
Berechnung der Wirtschaftlichkeit nach VDI 2067, Preissteigerung Hack 1%				
			Zins	3,00%
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Baukosten Gebäudehülle Effizienzgebäude 70	1.450.000 €	40	0,0433	62.730 €/a
Hackschnitzelbunker	70.000 €	40	0,0433	3.028 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	35.000 €	25	0,0574	2.010 €/a
Pufferspeicher 5.000 Liter (ca. 30 l pro kW)	5.000 €	20	0,0672	336 €/a
Hackschnitzelkessel ca. 150 kW	30.000 €	20	0,0672	2.016 €/a
Zubehör/Beschickung Hackschnitzelkessel	20.000 €	20	0,0672	1.344 €/a
Zusammenlegung Schule+Sporthalle	15.000 €	40	0,0433	649 €/a
Regelung/Verteilung/Heizkörper	60.000 €	20	0,0672	4.033 €/a
Baunebenkosten 20%	337.000 €	30	0,0510	17.193 €/a
Gesamtinvestitionen	2.022.000 €			93.300 €/a
Abzüglich BEG-Zuschuss 25%+5% Effizienzgebäude 70+EE	-607.000 €	50	0,0389	-23.600 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	1.415.000 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				69.700 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Verbrauchsgebundene Kosten Hackschnitzel	7.000 €/a	1,00	1,1434	8.000 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten				8.000 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Hackschnitzelkessel	2.000 €/a	1,00	1,0941	2.200 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik/Sonstiges	1.100 €/a	1,00	1,0941	1.200 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten				3.400 €/a
Jahresgesamtkosten				81.100 €/a

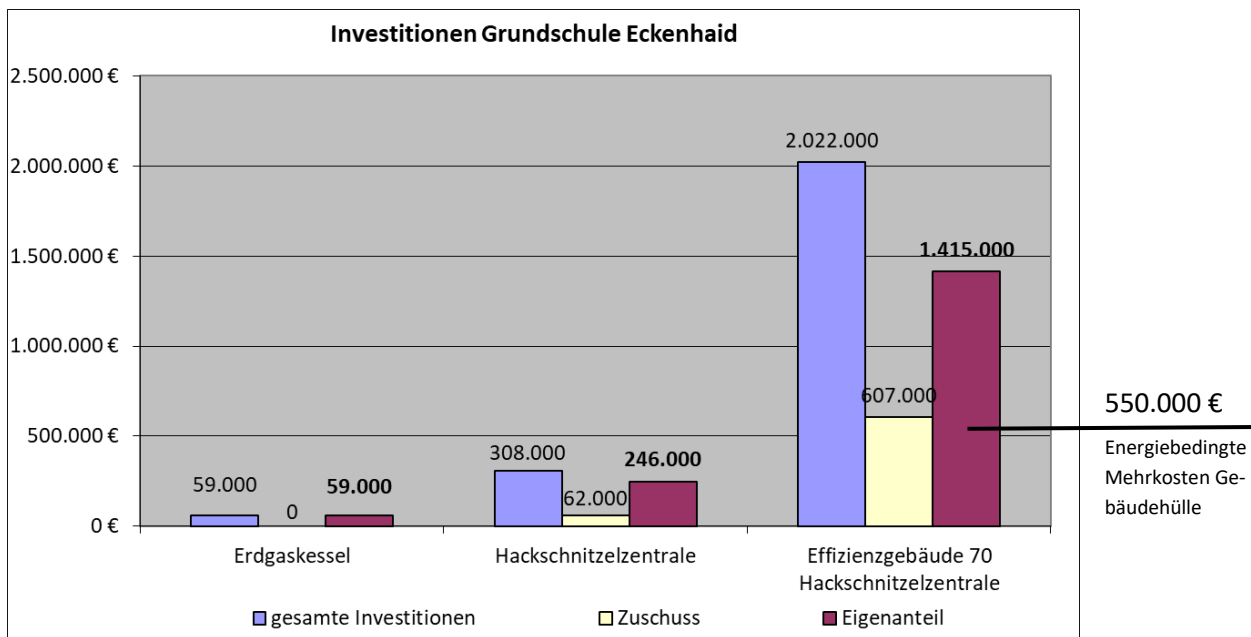
Die Gesamtinvestitionen betragen rund 2. Mio. €. Abzüglich des möglichen BEG-Zuschusses in Höhe von ca. 600.000 € belaufen sich die nötigen Investitionen auf rund 1,4 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von knapp 70.000 €. Für die Gebäudehülle ist hier der Vollkostenansatz berücksichtigt (siehe auch Sanierung Einzelmaßnahmen Gebäudehülle).

Die aktuellen Hackschnitzelkosten betragen 7.000 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 8.000 € pro Jahr.

Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung und Instandsetzung belaufen sich auf 3.100 bzw. 3.400 € jährlich. Wobei durch einen engagierten Hausmeister die Kosten auch geringer ausfallen können.

9.3.2.5.3 Variantenvergleich Erdgasversorgung / Hackschnitzelversorgung / Sanierung EFG 70

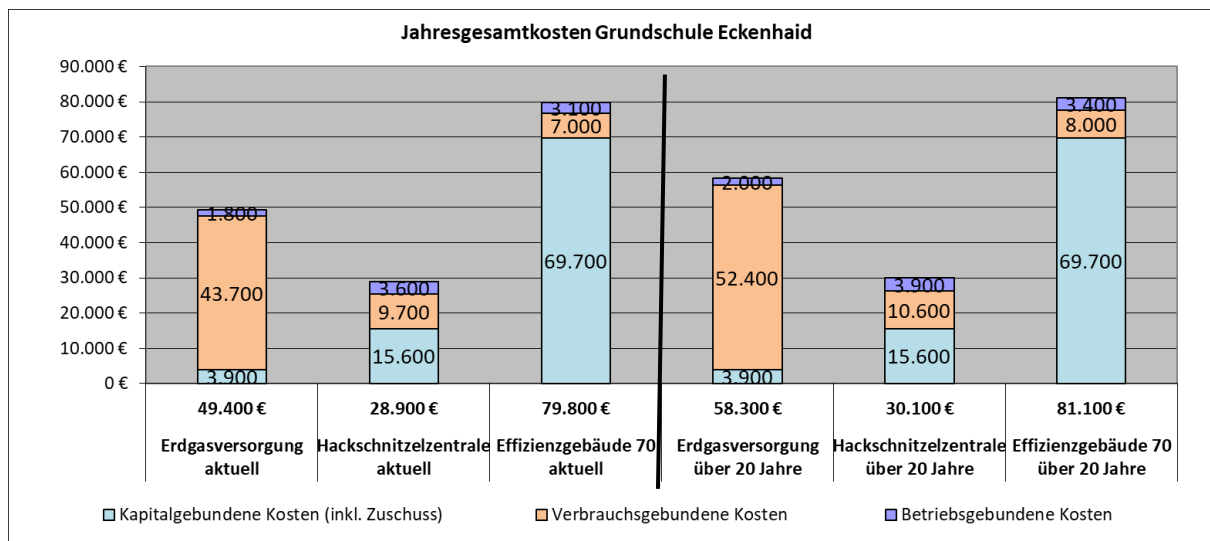
Abbildung 74: Investitionen Sanierung Effizienzgebäude 70 im Vergleich



Durch die umfangreichen Sanierungsmaßnahmen bei der Gebäudehülle zum Effizienzgebäude 70 sind hier die Investitionen natürlich deutlich höher. Werden bei der Gebäudehülle nur die energiebedingten Mehrkosten berücksichtigt, betragen die Investitionen abzüglich Förderung ca. 550.000 €.

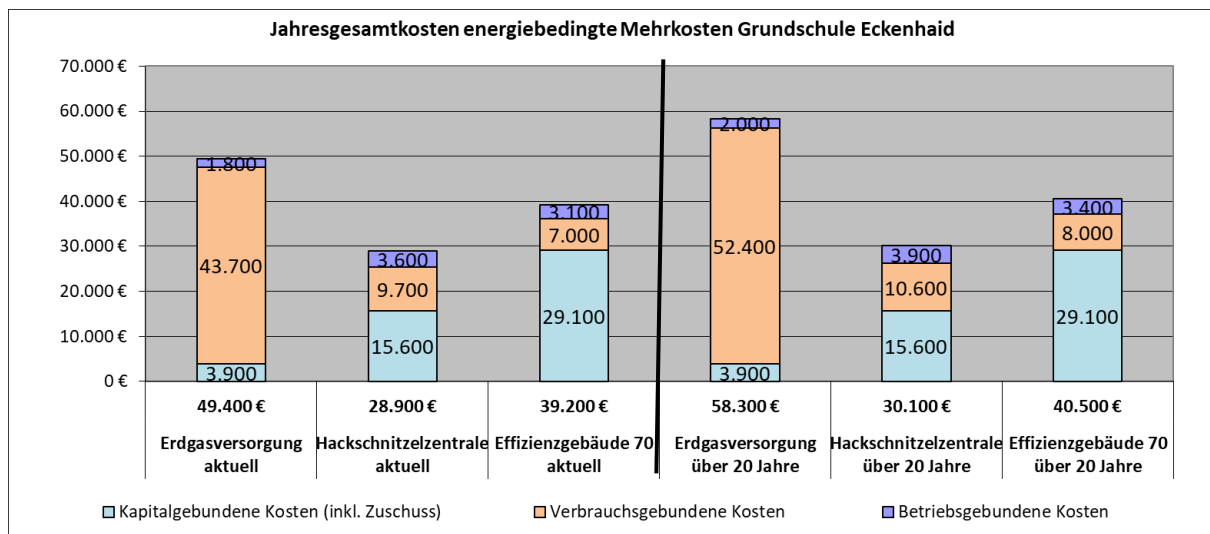
Folgende Abbildungen zeigen die Jahresgesamtkosten mit den aktuellen Energiepreisen im Vergleich zu der 20-Jahresbetrachtung unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung:

Abbildung 75: Jahresgesamtkosten Sanierung Effizienzgebäude 70 Vollkostenansatz im Vergleich



Die kapitalgebundenen Kosten im Vollkostenansatz betragen knapp 70.000 €/a. Hierdurch liegen die Jahresgesamtkosten deutlich über der Hackschnitzelversorgung ohne Gebäudesanierung und auch über der Erdgasversorgung.

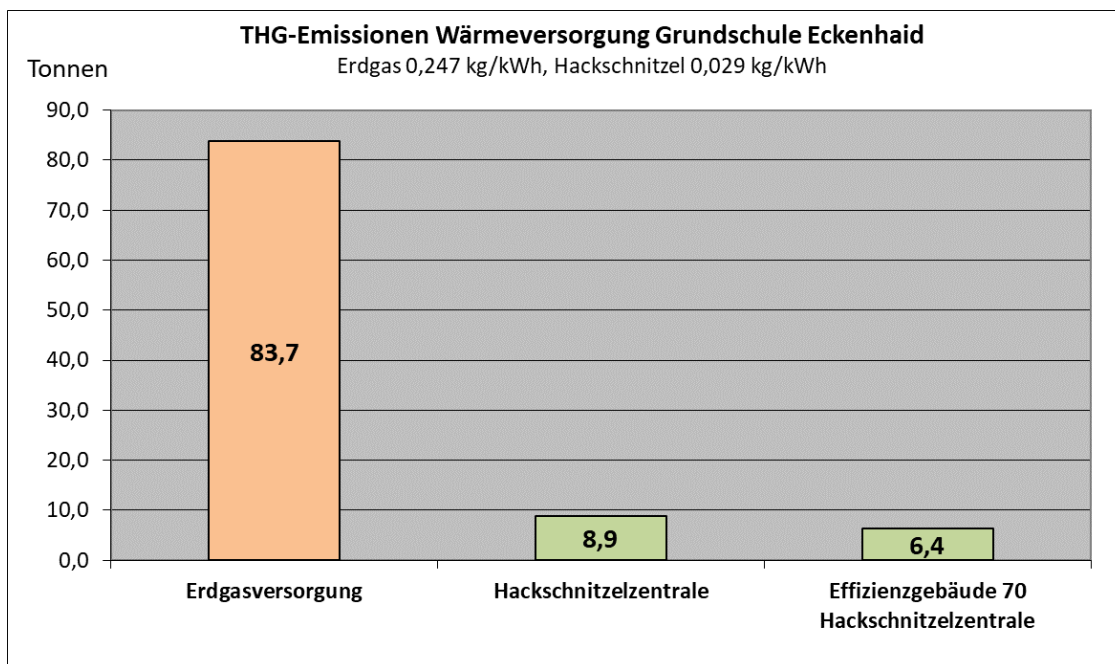
Abbildung 76: Jahresgesamtkosten Sanierung Effizienzgebäude 70 energiebedingte Mehrkosten



Berücksichtigt man bei den kapitalgebundenen Kosten nur die energiebedingten Mehrkosten für die Gebäudehülle, reduzieren sich die Jahresgesamtkosten beim Effizienzgebäude 70 um rund 40.000 € und sind langfristig deutlich günstiger als die Erdgasversorgung.

Durch den hohen Erdgaspreis ist auch die Preissteigerung in der 20-Jahresbetrachtung deutlich höher. Durch den Umstieg auf Hackschnitzel sind auch langfristig kalkulierbare Energiekosten zu erwarten.

Abbildung 77: THG-Emissionen Heizöl-Brennwert / Effizienzgebäude 70



Durch die Effizienzgebäudesanierung können gegenüber der Hackschnitzelzentrale ohne Gebäudesanierung nochmals 2,5 Tonnen reduziert werden.

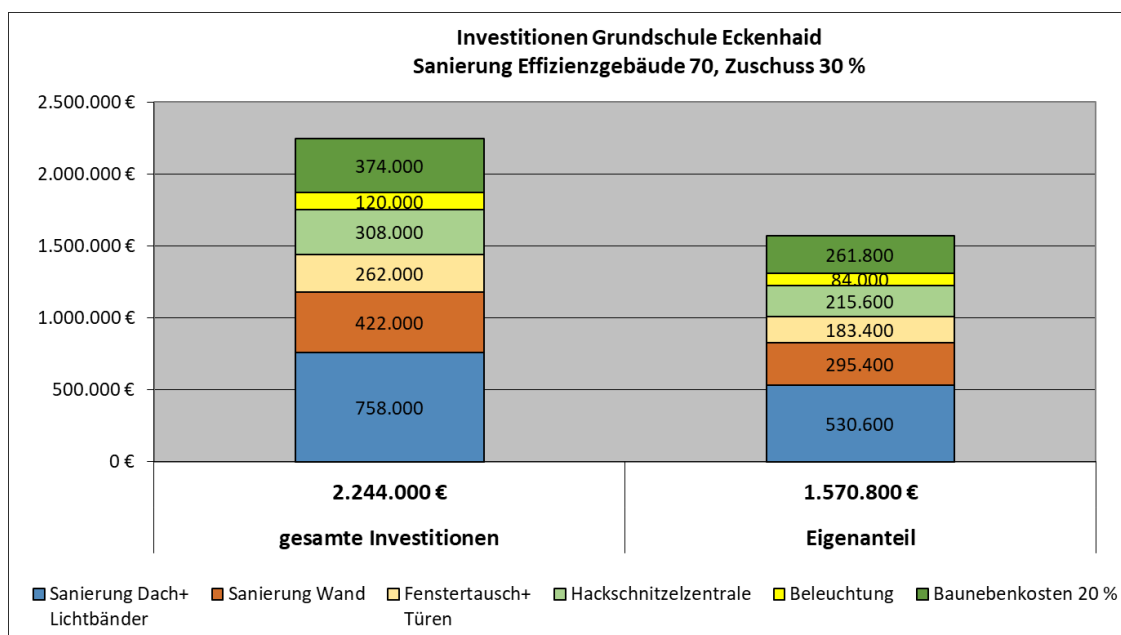
9.3.2.6 Empfehlung

Sanierung zum Effizienzgebäude 70 mit Hackschnitzelzentrale

Der Einbau einer neuen Gasheizung ist unter klimapolitischen Aspekten nicht vertretbar und aufgrund der zu erwartenden Steigerung der Weltmarktpreise und des CO₂-Handels auch nicht sinnvoll. Das Gebäude Energie Gesetz (GEG) sieht Erdgasheizungen auch nur noch unter bestimmten Voraussetzungen, Übergangsweise vor.

Durch eine Gesamtsanierung kann für die Grundschule Eckenheid nahezu Neubaustandard erreicht werden. Hierdurch sind langfristig niedrige Energiekosten garantiert und keine weiteren Instandhaltungskosten für die Gebäudehülle, insbesondere für die Eternit-Dächer, nötig. Das Effizienzgebäude 70 mit Erneuerbaren Energien (Hackschnitzelheizung) wird mit 30 % bezuschusst. Die Beleuchtung kann auch im Rahmen einer Effizienzgebäudesanierung umgesetzt werden.

Abbildung 78: Investitionen Effizienzgebäude 70



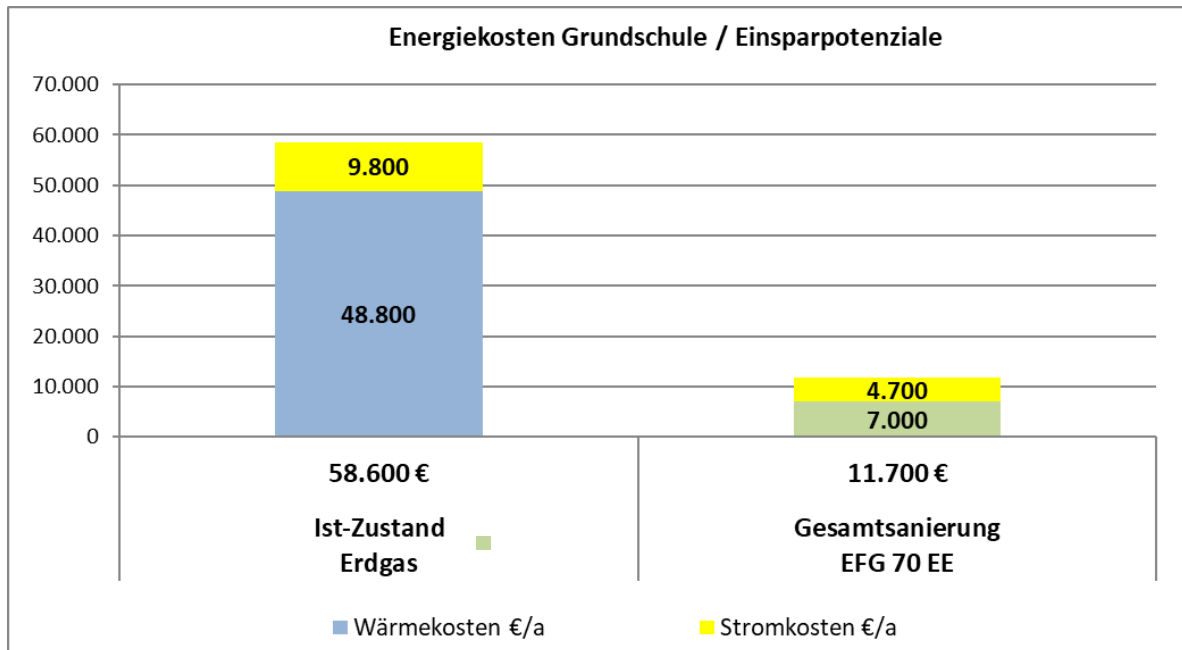
Die Sanierungsmaßnahme kostet ca. 2,25 Mio. EUR. Abzüglich der möglichen Förderung beträgt der Eigenanteil rund 1,6 Mio. EUR. Für einen vergleichbaren Neubau müssen weit mehr als doppelt so hohe Investitionen, mind. 6 Mio. EUR¹¹ angesetzt werden, zzgl. Baunebenkosten. Eine Interimslösung ist bei beiden Maßnahmen zu berücksichtigen.

¹¹ In Anlehnung an Vergleichswerte BKI-Kostenplaner

Durch die Umstellung der Beleuchtung auf LED und Optimierung der Heizungstechnik (Hilfsenergie) reduzieren sich die Stromkosten um 52 % auf 4.700 €/a.

Durch den Umstieg auf eine Wärmeversorgung über eine Hackschnitzelheizzentrale können sich die Wärmekosten sogar um 86 %, auf 7.000 €/a reduzieren.

Abbildung 79: Energiekosteneinsparung Effizienzgebäude 70



Insgesamt lassen sich bei den aktuellen Energiekosten jährlich ca. 46.900 EUR bzw. 80 % einsparen. Durch die erwartbare Preissteigerung bei Erdgas wird der Einspareffekt in den nächsten Jahren noch höher sein.

Einzelmaßnahmenkombination

Als Einzelmaßnahmenkombination wird eine gleichzeitige Außenwanddämmung mit einem Fenstertausch empfohlen. Hierdurch kann die konstruktive Bauausführung aufeinander abgestimmt werden, dies reduziert Wärmebrücken und verhindert mögliche Bauschäden.

Die Umstellung auf Hackschnitzelwärme im Gebäudebestand kann die Wärmekosten deutlich reduzieren.

Aufgrund des Gebäudezustandes und der aktuellen Fördersituation geht die Empfehlung jedoch ganz klar in Richtung Effizienzgebäudesanierung. Ein Großteil der energiebedingten Mehrkosten wird hier durch die Förderung gedeckt.

Herausgelöst aus der Effizienzgebäuförderung ist für die Beleuchtung ein Zuschuss bis zu 70 % (bei finanzschwachen Kommunen bis 90 %) im Klimaschutzprogramm Bayern möglich. Der erhöhte Aufwand für eine detaillierte Beleuchtungsplanung mit einer tageslicht- und präsenzabhängigen Steuerung ist zu beachten.

9.4 Arealversorgung Brand-Süd

Im Folgenden wird eine Voruntersuchung für eine zentrale Wärmeversorgung für das Wohngebiet Ortsteil Brand-Süd erstellt.

9.4.1 Grundlagenermittlung

In dem Untersuchungsgebiet Brand-Süd befinden sich in erster Linie Ein- und Zweifamilienhäuser aber auch einige Geschosswohnungsbauten und Nichtwohngebäude. Auch befinden sich hier vier öffentliche Gebäude: Grundschule Brand, die Kitas Arche Noah und St. Kunigund sowie das FWW-Gebäude.

Abbildung 80: Mögliches Erschließungsgebiet Areal Brand-Süd



Maßstabsgerechter Plan im Anhang

Hieraus ergeben sich insgesamt ca. 368 Gebäude mit einem gesamten Wärmebedarf von geschätzt 7.350 MWh/a. (Siehe auch Punkt 2 „Energiebilanz Wärme“ und Punkt 4 „Gebäudescharfes Wärmekataster“).

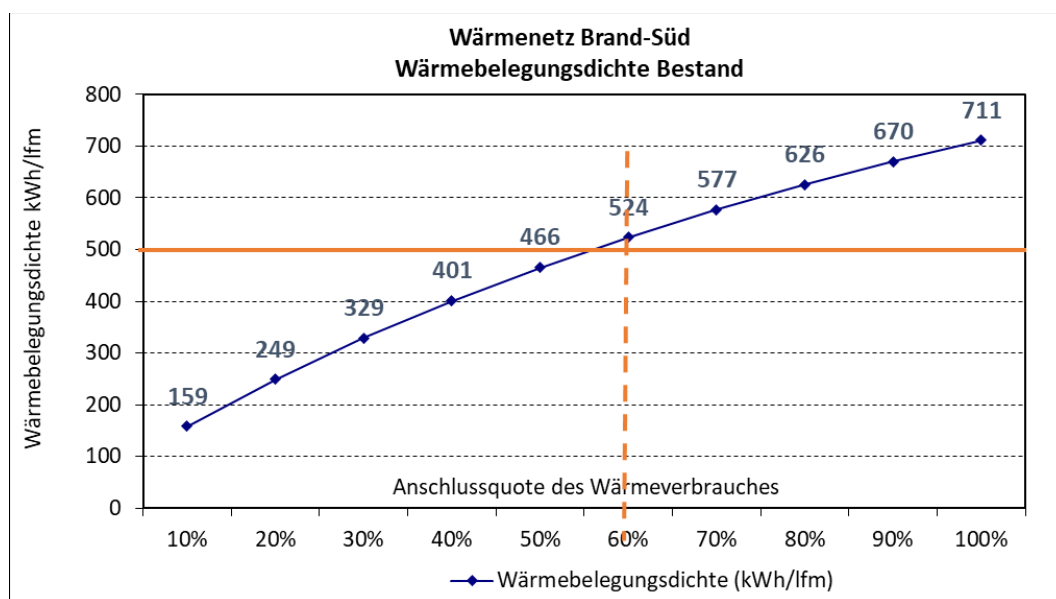
Bei 6.200 lfm Wärmenetz-Hauptleitung und maximal 1.130 m Anschlussleitung ergibt sich eine Wärmebelegungsdichte von 711 kWh/lfm, wenn sich alle Gebäude an das Wärmenetz anschließen (Anschlussquote 100 %). Ein möglicher Standort für die Heizzentrale ist hier noch nicht dargestellt.

Dass sich alle Anrainer des Untersuchungsgebietes an das Wärmenetz anschließen ist aus Erfahrung unrealistisch. Folgende Tabelle und Abbildung zeigen die Wärmebelegungsdichte in Abhängigkeit der Anschlussquote:

Tabelle 11: Anschlussquote, Wärmebedarf, Wärmebelegungsdichte Brand-Süd

Anschlussquote	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Wohn-, Gewerbegebäude	36	73	109	146	182	218	255	291	328	364
Wärme (MWh)	1.049	1.749	2.449	3.149	3.849	4.549	5.249	5.949	6.649	7.349
Wärmenetz (lfm)	6.613	7.027	7.440	7.853	8.267	8.680	9.093	9.507	9.920	10.333
Wärmebelegungsdichte (kWh/lfm)	159	249	329	401	466	524	577	626	670	711

Abbildung 81: Anschlussquote, Wärmebelegungsdichte Brand-Süd



Wärmenetze sollten für einen wirtschaftlichen Betrieb mindestens eine Wärmebelegungsdichte von 500 kWh/lfm haben. Dies war auch der Anforderungswert des ehemaligen KfW-Förderprogrammes „Erneuerbare Energie Premium“. Für die weitere Bewertung der Wärmeversorgung Brand-Süd wird eine Anschlussquote von 60 % angesetzt. Die vier öffentlichen Gebäude werden als Ankerkunden mit berücksichtigt.

Bei 4.550 MWh Wärmebedarf und bei einer Länge des Wärmenetzes von knapp 8,7 Kilometern ergibt sich eine Wärmebelegungsdichte von ca. 524 kWh/lfm.

In Zukunft wäre unter Berücksichtigung einer energetischen Gebäudesanierung der Bestandsgebäude eine Nachverdichtung durch zusätzliche Anschlussnehmer möglich.

Im Rahmen des Energienutzungsplanes werden folgende vier zentrale Wärmeversorgungsvarianten untersucht und gegenübergestellt:

- Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen + Freiflächen-PV
- Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen + Freiflächen-PV mit Batteriespeicher

9.4.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode die Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten ermittelt.

Die Wärmegestehungskosten geben die Summe der Kosten an, welche bei der Erzeugung einer Wärmeinheit MWh bzw. kWh entstehen. Hierdurch sind dann verschiedene Wärmeversorgungsvarianten vergleichbar. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird mit Nettokosten erstellt.

Folgende Kosten werden berücksichtigt:

- **Kapitalgebundene Kosten** auf Basis durchschnittlicher Marktpreise für die einzelnen Anlagenkomponenten. Hierbei wird die **Nutzungsdauer** der einzelnen Anlagenbestandteile sowie der sich aus Fremdkapitalzinssatz und Zinserwartungen für eingesetztes Eigenkapital ergebende **Kapitalzinssatz** berücksichtigt. Die kapitalgebundenen Kosten entstehen unabhängig davon, ob die Anlage in Betrieb ist oder stillsteht.
- **Verbrauchsgebundene Kosten (Stand 06/2023)**
 - Hackschnitzel 100 €/Tonne 3,23 ct/kWh (Quelle: C.A.R.M.E.N)
 - Hilfsstrom 37,5 ct/kWh
 - Wärmepumpenstrom 30,0 ct/kWh

Für die Energiekosten wird folgende jährliche Preissteigerung angesetzt:

- Hackschnitzel: 1,5 %
- Strom: 2,5 %
- **Betriebsgebundene Kosten** der einzelnen Anlagenkomponenten für Wartung, Instandsetzung und Betrieb.
- **Sonstige Kosten** für z.B.: Versicherung, Steuern und Verwaltung.
- **Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre**

Die Kostenermittlung entspricht keiner detaillierten Planungsleistung, sondern einer ersten Vorabschätzung.

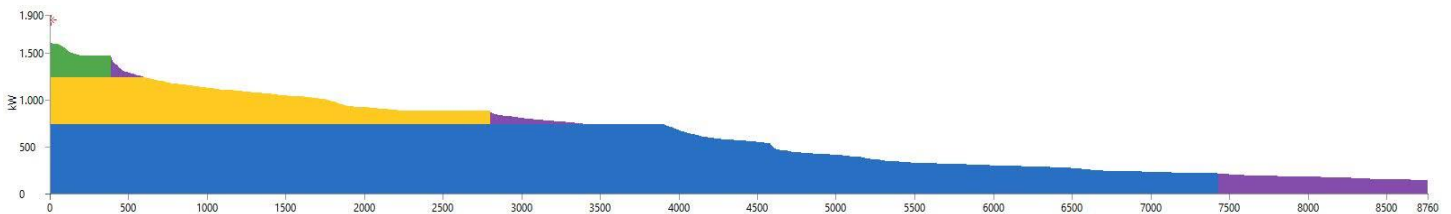
Förderung Wärmenetze:

Seit September 2022 steht für Wärmenetze mit Erneuerbarer Wärmeerzeugung die Bundesförderung Energieeffiziente Wärmenetze (BEW) zur Verfügung. Ein förderfähiges Wärmenetz liegt ab mindestens 17 Anschlussnehmern vor. Hier sind investive Maßnahmen mit bis zu 40 % Zuschuss möglich (Fördermodul 3). Alle Wärmeversorgungsvarianten entsprechen den aktuellen Förderbedingungen (Stand 08/2023) Quelle: www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermene tze

9.4.3 Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale

Aus den oben genannten Eingangsdaten ergibt sich im Simulationsprogramm Sophena 2.0* folgende Jahresdauerlinie:

Abbildung 82: Jahresdauerlinie Areal Brand-Süd



Quelle: Sophena 2.0

*Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware Sophena 2.0 von C.A.R.M.E.N. e.V. und muss durch ein Planungsbüro detailliert berechnet werden.

Die Jahresdauerlinie zeigt den Leistungsbedarf im Wärmenetz auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit bezogen auf 8.760 Jahresstunden. Die nur wenige Stunden im Jahr auftretenden Bedarfsspitzen betragen maximal 1.900 kW. Der Grundlastkessel mit 750 kW (blau) kann mit 80 % den Großteil des Wärmebedarfs decken. Zur Optimierung des Netzbetriebes wird ein Pufferspeicher von mindestens 60 m³ (violett) berücksichtigt. Der Pufferspeicher hat die Aufgabe, die Wärme eines Wärmeerzeugers aufzunehmen, sie zu speichern und bei Bedarf an das Wärmenetz abzugeben. Dadurch können Lastspitzen minimiert sowie die Laufzeit und Taktung des Hackschnitzelkessels reduziert werden. Der Pufferspeicher leistet einen Deckungsbeitrag von 5 % am Wärmebedarf. Zur Spitzenlastabdeckung ist ein weiterer 750 kW und ein 500 kW Kessel vorgesehen. Die Kessel schalten sich je nach Leistungsbedarf zu oder ab.

Folgende Tabelle zeigt die Energiebilanz der Hackschnitzel-Heizzentrale mit dem Wärmenetz:

Tabelle 12: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste

	kWh/a	Verluste
Brennstoffenergie Hackschnitzel	5.794.862	
Erzeugungsverluste Kessel	542.579	9%
Erzeugte Wärme im Netz	5.252.283	
Netzverluste	691.175	13%
Pufferspeicherverluste	13.600	0,3%
Wärmebedarf Abnehmer	4.547.508	

Für die Brennstoffenergie werden ca. 1.870 Tonnen (t), bzw. 7.100 Schüttraummeter (Srm) Hackschnitzel benötigt. Die Erzeugungsverluste durch die Kessel betragen 9 %, die Wärmenetzverluste betragen 13 % der erzeugten Wärme im Netz.

Für das Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 13: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungsdauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	800.000 €	40	31.869 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	320.000 €	25	17.368 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 60 m ³	36.000 €	25	1.954 €/a
Hackschnitzelkessel 2*750 kW	170.000 €	20	10.905 €/a
Hackschnitzelkessel 1*500 kW	70.000 €	20	4.490 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	180.000 €	20	11.546 €/a
Wärmenetz-Pumpen	50.000 €	15	4.038 €/a
Hauptleitung, Uno DN 90 (ohne Tiefbau)	868.000 €	40	34.578 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	713.000 €	40	28.403 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	174.000 €	40	6.932 €/a
Hauptleitung Tiefbau	1.860.000 €	40	74.095 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	372.000 €	40	14.819 €/a
Wärmeübergabestationen 228 Gebäude	1.368.000 €	20	87.753 €/a
Baunebenkosten/Planung 15%	1.047.000 €	30	50.023 €/a
Gesamtinvestitionen	8.028.000 €		
Abzüglich BEW-Zuschuss 40 %, Modul 3	-3.211.000 €	50	-113.214 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	4.817.000 €		
Summe kapitalgebundene Kosten (gerundet)			265.600 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	186.516 €/a	1,50	213.400 €/a
Hilfsenergie Strom	29.559 €/a	2,50	37.100 €/a
Summe verbrauchsgebundene Kosten	216.076 €/a		250.500 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	10.760 €/a	1,00	11.800 €/a
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	15.300 €/a	1,00	16.700 €/a
Aufwand für Betrieb, Hackschnitzelkessel	10.950 €/a	1,00	12.000 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	9.775 €/a	1,00	10.700 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	41.040 €/a	1,00	44.900 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	34.905 €/a	1,00	38.200 €/a
Summe betriebsgebundene Kosten	133.680 €/a		146.300 €/a
Jahresgesamtkosten netto	615.356 €/a		662.400 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	4.550 MWh/a		4.550 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	aktuell: 135 €/MWh	über 20 Jahre: 146 €/MWh	

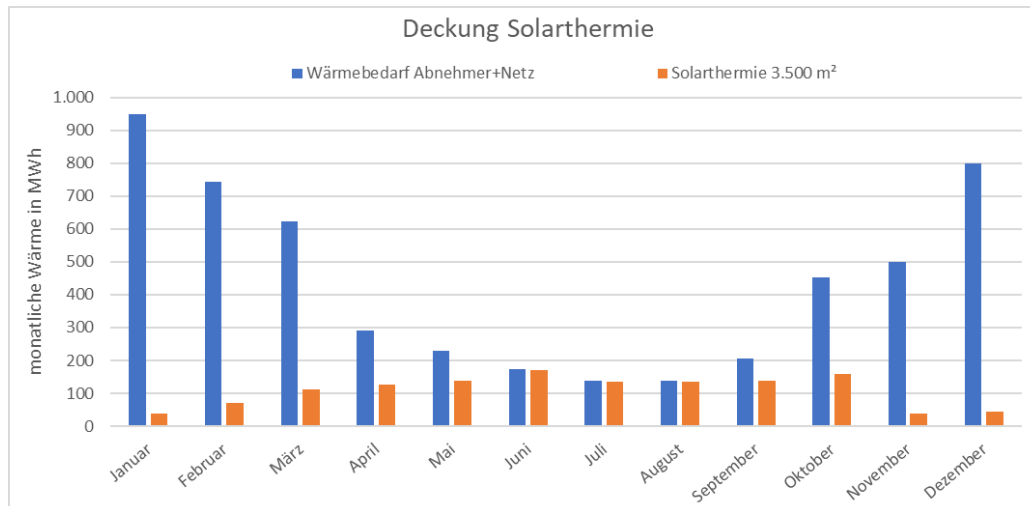
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich auf rund 4,8 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 265.600 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen rund 216.000 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 250.500 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 133.700 bzw. 146.300 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 135 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 146 €/MWh.

9.4.4 Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie

Um den Hackschnitzelbedarf zu reduzieren kann eine Freiflächen-Solarthermieanlage in das Wärmeerzeugungssystem integriert werden. Folgende Abbildung zeigt den möglichen Deckungsanteil einer Anlage mit 3.500 m² Kollektorfläche:

Abbildung 83: Deckungsanteil Freiflächen-Solarthermie



Quelle: Eigene Darstellung nach Simulation mit T-SOL

*Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware T-SOL von Valentin-Software und muss durch ein geeignetes Planungsbüro detailliert berechnet werden.

In den Monaten Juni bis August ist eine komplette Deckung des Wärmebedarfs, inkl. der Wärmenetzverluste möglich. Insgesamt kann der Deckungsanteil rund 25 % am Jahres-Wärmebedarf betragen. Dies reduziert den jährlichen Hackschnitzelbedarf von 1.870 Tonnen auf rund 1.400 Tonnen.

Der Flächenbedarf der Solarthermieanlage beträgt ca. 7.000 m². Als Pufferspeichervolumen sollten zusätzlich mindestens 350 m³ (100 l/m² Kollektorfläche) installiert werden. Folgende Abbildung zeigt den Flächenbedarf beispielsweise südlich der Fliederstraße:

Abbildung 84: Flächenbedarf Freiflächen-Solarthermieanlage



Für das Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale und 3.500 m² Freiflächen-Solarthermie ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und Wärmegegostehungskosten je MWh:

Tabelle 14: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Freiflächen-Solarthermie

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen			
Kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	800.000 €	40	31.869 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	320.000 €	25	17.368 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 60 m ³	36.000 €	25	1.954 €/a
Hackschnitzelkessel 2*750 kW	170.000 €	20	10.905 €/a
Hackschnitzelkessel 1*500 kW	70.000 €	20	4.490 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	180.000 €	20	11.546 €/a
Wärmenetz-Pumpen	50.000 €	15	4.038 €/a
Hauptleitung, Uno DN 90 (ohne Tiefbau)	868.000 €	40	34.578 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	713.000 €	40	28.403 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	174.000 €	40	6.932 €/a
Hauptleitung Tiefbau	1.860.000 €	40	74.095 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	372.000 €	40	14.819 €/a
Wärmeübergabestationen 228 Gebäude	1.368.000 €	20	87.753 €/a
Freiflächen Solarthermie 3.500 m ²	1.050.000 €	25	56.990 €/a
Pufferspeicher Solarthermie 350 m ³	175.000 €	25	9.498 €/a
Baunebenkosten/Planung 15 %	1.231.000 €	30	58.814 €/a
Gesamtinvestitionen	9.437.000 €		
Abzüglich Zuschuss 40 % BEW Modul 3	-3.775.000 €	50	-133.099 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	5.662.000 €		
Summe kapitalgebundene Kosten (gerundet)			321.000 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten			
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	140.056 €/a	1,50	160.300 €/a
Hilfsenergie Strom	32.014 €/a	2,50	40.200 €/a
Summe verbrauchsgebundene Kosten	172.069 €/a		200.500 €/a
Betriebsgebundene Kosten			
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	14.400 €/a	1,00	15.700 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	10.760 €/a	1,00	11.800 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	9.775 €/a	1,00	10.700 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	41.040 €/a	1,00	44.900 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	41.030 €/a	1,00	44.900 €/a
Summe betriebsgebundene Kosten	127.955 €/a		140.000 €/a
Jahresgesamtkosten netto	621.024 €/a		661.500 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	4.550 MWh/a		4.550 MWh/a
Wärmegegostehungskosten netto	aktuell: 136 €/MWh	über 20 Jahre: 145 €/MWh	

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich hier auf rund 5,7 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 321.000 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen ca. 172.000 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 200.500 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 128.000 bzw. 140.000 €.

Die Wärmegegostehungskosten betragen aktuell 136 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 145 €/MWh.

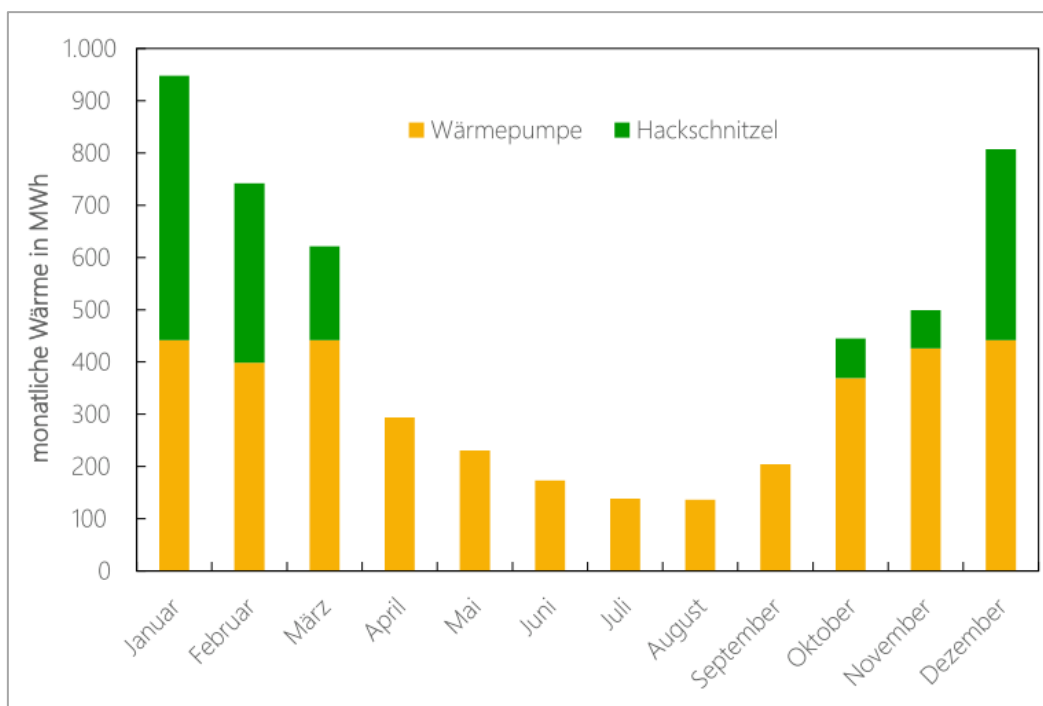
9.4.5 Wärmeversorgung mit Biomasse und Geothermie-Wärmepumpen

Großwärmepumpen sollen und können in Zukunft auch zur zentralen Wärmeversorgung einen entscheidenden Beitrag leisten. Die Nutzung von Erdwärme oder Grundwasser ist hierfür deutlich effizienter als bei Luft-Wärmepumpen. Hierzu wurde beim zuständigen Wasserwirtschaftsamt Nürnberg eine Anfrage zur Nutzung von Erdwärmesonden und/oder Grundwasser gestellt.

An dem Standort in Brand steht für Grundwasser-Wärmepumpen mittels Förder- und Schluckbrunnen nur ein gering mächtiger Grundwasserleiter (GWL) bis ca. 10-15 m unter GOK zur Verfügung. Nach Einschätzung Wasserwirtschaftsamt ist der GWL für den nötigen Energiebedarf nicht ausreichend, es besteht ein sehr hohes Erschließungsrisiko. Erdwärmesonden sind mit einer Bohrtiefenbegrenzung von ca. 25 - 30 m unter GOK (abhängig von dem Bohransatzpunkt) möglich.

Die optimale Leistungsgröße der Wärmepumpen beträgt 1.000 kW_{th}, beispielsweise zwei Wärmepumpen mit je 500 kW. Für die Lastspitzen werden weiterhin Biomassekessel angesetzt. Folgende Abbildung zeigt den simulierten Deckungsbeitrag der Erdwärmepumpen:

Abbildung 85: Deckungsanteil Geothermie-Wärmepumpen



Quelle: Simulation Pro시오-Engineering

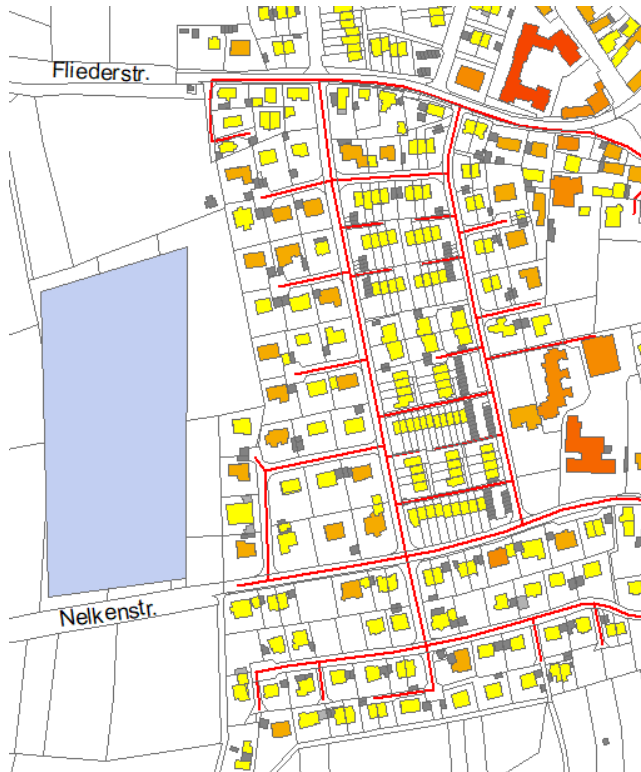
In den Monaten April bis September ist eine komplette Deckung des Wärmebedarfs (inkl. der Wärmenetzverluste) durch Wärmepumpen möglich. Aufgrund der ganzjährig konstanten Bodentemperatur kann der gesamte Deckungsanteil rund 70 % am Jahres-Wärmebedarf betragen. Dies reduziert den jährlichen Hackschnitzelbedarf von 1.870 Tonnen auf ca. 560 Tonnen.

Angesetzt wird ein bivalent-paralleler Betrieb von Wärmepumpe und Hackschnitzelfeuerung. D.h., die Wärmepumpen übernehmen einen ganzjährigen Grundlastbetrieb, da die Erdwärmesonden Umweltwärme bei über das Jahr konstanter Temperatur liefern. Die Hackschnitzelfeuerung springt nur in Spitzenlastzeiten ein. Aufgrund der nötigen Vorlauftemperatur im Wärmenetz von mind. 75 °C erreichen die Wärmepumpen „nur“ eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,4. Bei einer jährlichen Wärmebereitstellung von rund 3.700 MWh ergibt sich somit ein Strombedarf von ca. 1.540 MWh/a.

Vom Wasserwirtschaftsamt wird für den Bereich Brand eine maximale Bohrtiefe von 30 m angegeben. Um die nötige Leistung für die Wärmepumpennutzung zu erreichen sind dadurch 650 Sonden nötig. Bei einem minimal nötigen Abstand zwischen den Sonden ergibt sich ein Flächenbedarf von rund 23.500 m².

Folgende Abbildung zeigt den Flächenbedarf zwischen Flieder- und Nelkenstraße:

Abbildung 86: Flächenbedarf Erdsondenfeld



Für eine zentrale Wärmeversorgung mit Geothermie-Wärmepumpen entwickeln sich die Investitionen, Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten wie folgt:

Tabelle 15: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Geothermie-Wärmepumpen

kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungsdauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	800.000 €	40	31.869 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	320.000 €	25	17.368 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 100 m3	65.000 €	25	3.528 €/a
Hackschnitzelkessel 2x500 kW	140.000 €	20	8.981 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	110.000 €	20	7.056 €/a
Wärmenetz-Pumpen	50.000 €	15	4.038 €/a
Hauptleitung, Uno DN 90 (ohne Tiefbau)	868.000 €	40	34.578 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	713.000 €	40	28.403 €/a
Anschlussleitung (ohne Tiefbau)	174.000 €	40	6.932 €/a
Hauptleitung Tiefbau	1.860.000 €	40	74.095 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	372.000 €	40	14.819 €/a
Wärmeübergabestationen 228 Gebäude	1.368.000 €	20	87.753 €/a
Wärmepumpe 2 * 500 kW incl. Montage, etc.	480.000 €	20	30.791 €/a
Erschließung Sondenfeld	1.620.000 €	40	64.535 €/a
Baunebenkosten/Planung 15 %	1.341.000 €	30	64.070 €/a
Gesamtinvestitionen	10.281.000 €		
Abzüglich Zuschuss 40 %, BEW Modul 3	-4.112.000 €	50	-144.995 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	6.169.000 €		
Summe kapitalgebundene Kosten (gerundet)			333.800 €/a
verbrauchsgebundene Kosten			
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Hackschnitzel	56.335 €/a	1,5%	64.470 €/a
WP-Strom Netz	462.465 €/a	2,5%	580.718 €/a
Hilfsenergie Strom	9.825 €/a	2,5%	12.337 €/a
Summe verbrauchsgebundene Kosten	528.626 €/a		657.500 €/a
betriebsgebundene Kosten			
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	10.500 €/a	1,0%	11.481 €/a
Wartung, Instandhaltung, Heiztechnik	10.760 €/a	1,0%	11.765 €/a
Wartung, Instandhaltung, Wärmenetz	9.775 €/a	1,0%	10.688 €/a
Wartung, Instandhaltung, Wärmeübergabestationen	41.040 €/a	1,0%	44.873 €/a
Wartung, Instandhaltung Wärmepumpen	42.000 €/a	1,0%	45.923 €/a
sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	51.405 €/a	1,0%	56.206 €/a
Summe betriebsgebundene Kosten	165.480 €/a		180.900 €/a
Jahresgesamtkosten netto	1.027.906 €/a		1.172.200 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	4.550 MWh/a		4.550 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	aktuell: 226 €/MWh	über 20 Jahre:	258 €/MWh

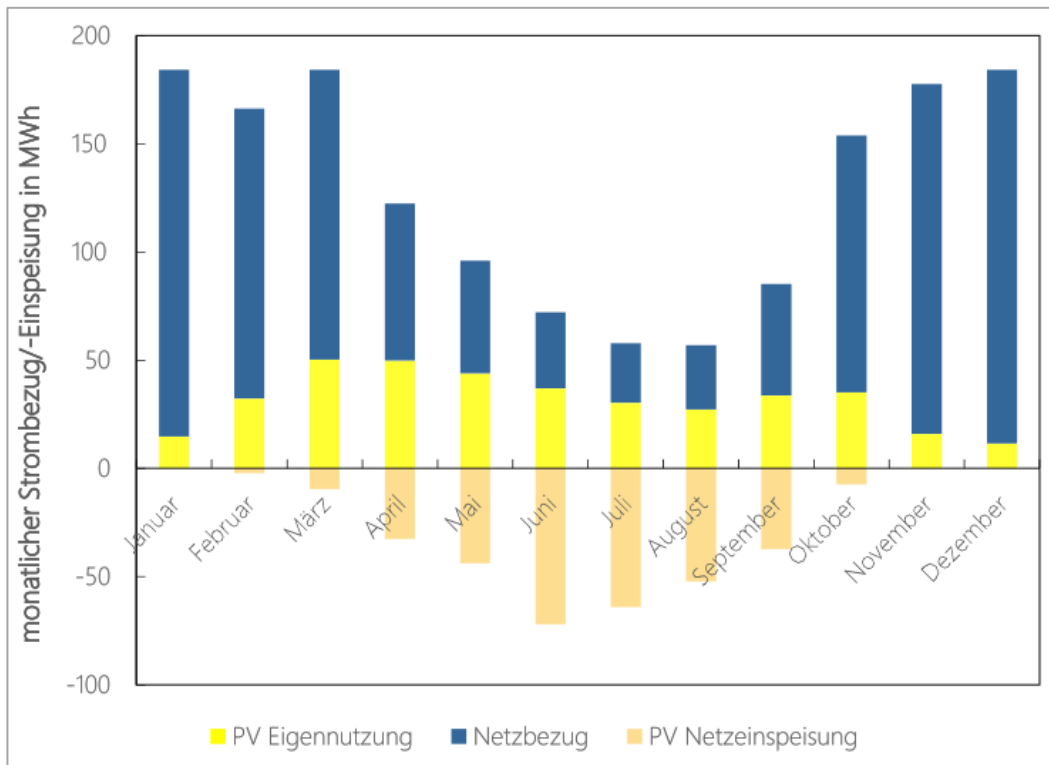
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss erhöhen sich auf rund 6,2 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 333.800 €/a. Aufgrund der hohen Stromkosten steigen die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten auf rund 528.600 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 657.500 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich auf 165.500 € bzw. 180.900 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen dann aktuell 226 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 258 €/MWh.

9.4.6 Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen PV

Um die Strombezugskosten für die Wärmepumpen zu reduzieren, wird eine Freiflächen-PV-Anlage in die Simulation mit einbezogen. Eine PV-Leistung von 700 kWp erlaubt eine „bilanzielle“ Autarkie von April bis September.

Abbildung 87: PV-Nutzung für Geothermie-Wärmepumpen



Quelle: Simulation Proso-Engineering

54 % des erzeugten PV-Stroms werden direkt von den Wärmepumpen genutzt (Eigennutzungsgrad). Der Autarkiegrad des Gesamtsystems beträgt 25 %.

Der Flächenbedarf der PV-Anlage liegt bei rund 7.000 m², das entspricht dem Flächenbedarf der Freiflächen-Solarthermie.

Abbildung 88: Flächenbedarf Erdsondenfeld Freiflächen-PV



Tabelle 16: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen-PV

kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	800.000 €	40	31.869 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	320.000 €	25	17.368 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 100 m3	65.000 €	25	3.528 €/a
Hackschnitzelkessel 2x500 kW	140.000 €	20	8.981 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	110.000 €	20	7.056 €/a
Wärmenetz-Pumpen	50.000 €	15	4.038 €/a
Hauptleitung, Uno DN 90 (ohne Tiefbau)	868.000 €	40	34.578 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	713.000 €	40	28.403 €/a
Anschlussleitung (ohne Tiefbau)	174.000 €	40	6.932 €/a
Hauptleitung Tiefbau	1.860.000 €	40	74.095 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	372.000 €	40	14.819 €/a
Wärmeübergabestationen 228 Gebäude	1.368.000 €	20	87.753 €/a
Wärmepumpe 2 * 500 kW incl. Montage, etc.	480.000 €	20	30.791 €/a
Erschließung Sondenfeld	1.620.000 €	40	64.535 €/a
PV-Anlage 700 kWp	840.000 €	20	53.884 €/a
Baunebenkosten/Planung 15 %	1.467.000 €	30	70.090 €/a
Gesamtinvestitionen	11.247.000 €		
Abzüglich Zuschuss 40 %, BEW Modul 3	-4.499.000 €	50	-158.619 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	6.748.000 €		
Summe kapitalgebundene Kosten (gerundet)			380.100 €/a
verbrauchsgebundene Kosten			
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Hackschnitzel	56.335 €/a	1,5%	64.470 €/a
WP-Strom Netz	347.951 €/a	2,5%	436.922 €/a
PV-Einspeisung	-19.932 €/a	0,0%	-19.932 €/a
Hilfsenergie Strom	9.825 €/a	2,5%	12.337 €/a
Summe verbrauchsgebundene Kosten	394.179 €/a		493.800 €/a
betriebsgebundene Kosten			
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	10.500 €/a	1,5%	11.481 €/a
Wartung, Instandhaltung, Heiztechnik	10.760 €/a	1,5%	11.765 €/a
Wartung, Instandhaltung, Wärmenetz	9.775 €/a	1,5%	10.688 €/a
Wartung, Instandhaltung, Wärmeübergabestationen	41.040 €/a	1,5%	44.873 €/a
Wartung, Instandhaltung Wärmepumpen	42.000 €/a	1,5%	45.923 €/a
Wartung, Instandhaltung PV	8.400 €/a	1,5%	9.185 €/a
sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	56.235 €/a	1,5%	61.487 €/a
Summe betriebsgebundene Kosten	178.710 €/a		195.400 €/a
Jahresgesamtkosten netto	952.989 €/a		1.069.300 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	4.550 MWh/a		4.550 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	aktuell: 209 €/MWh	über 20 Jahre:	235 €/MWh

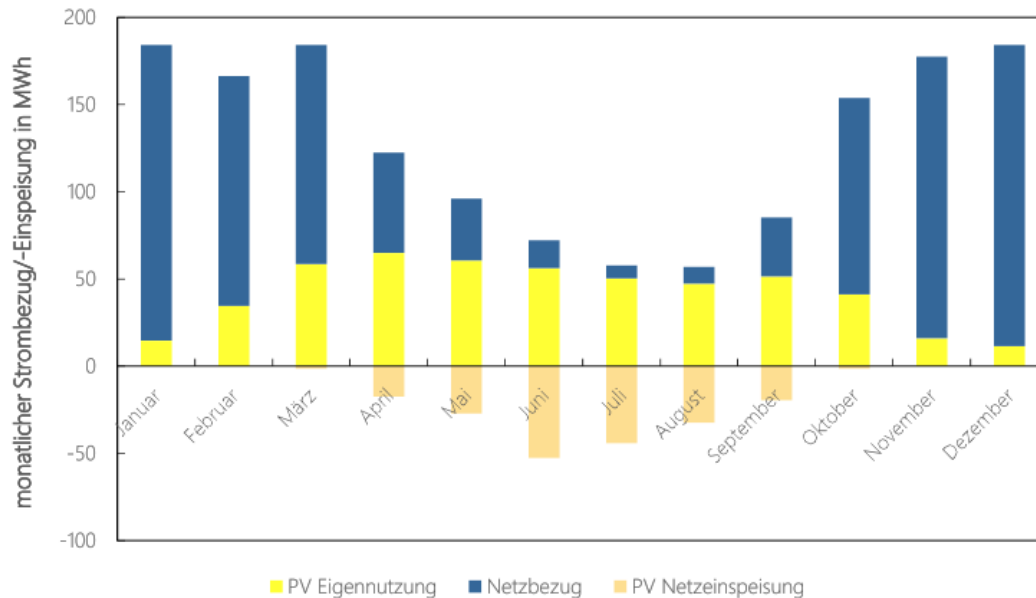
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss steigen dann auf rund 6,75 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 380.100 €/a. Durch die PV-Eigenstromnutzung und PV-Einspeisevergütung reduzieren sich die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten auf ca. 394.000 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung betragen diese in der 20-Jahresbetrachtung durchschnittlich 493.800 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich auf 178.700 € bzw. 195.400 €.

Die aktuellen Wärmegestehungskosten sinken auf 209 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 235 €/MWh.

9.4.7 Wärmeversorgung mit Biomasse, Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen PV+ Batteriespeicher

Um die Stromeigennutzung und den Autarkiegrad zu erhöhen, wird in einer weiteren Variante ein Batteriespeicher mit 650 kWh Speicherkapazität berücksichtigt.

Abbildung 89: PV-Nutzung mit Batteriespeicher für Geothermie-Wärmepumpen



Quelle: Simulation Pro시오-Engineering

Der Eigennutzungsgrad des erzeugten PV-Stroms steigt von 54 % auf 72 %, der Autarkiegrad erhöht sich von 25 % auf 33 %. Eine weitere Steigerung der Batteriekapazität hat nur noch geringen Einfluss auf den Autarkiegrad, da der Stromverbrauch im Winter dominiert, wo bereits Vollnutzung des PV-Stroms vorherrscht (keine Netzeinspeisung).

Folgende Tabelle zeigt die PV-Nutzung in der Gegenüberstellung:

Tabelle 17: Gegenüberstellung PV-Nutzung Geothermie-Wärmepumpen

Variante	ohne PV	nur PV	PV + Batterie
Verbrauch Netzstrom durch Wärmepumpen [MWh/a]	1542	1159	1035
Verbrauch PV-Strom durch Wärmepumpen [MWh/a]	0	382	507
Einspeisung PV-Strom [MWh/a]	0	321	196
Eigennutzungsgrad	-	54 %	72 %
Autarkiegrad	0 %	25 %	33 %

Tabelle 18: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen-PV+ Batteriespeicher

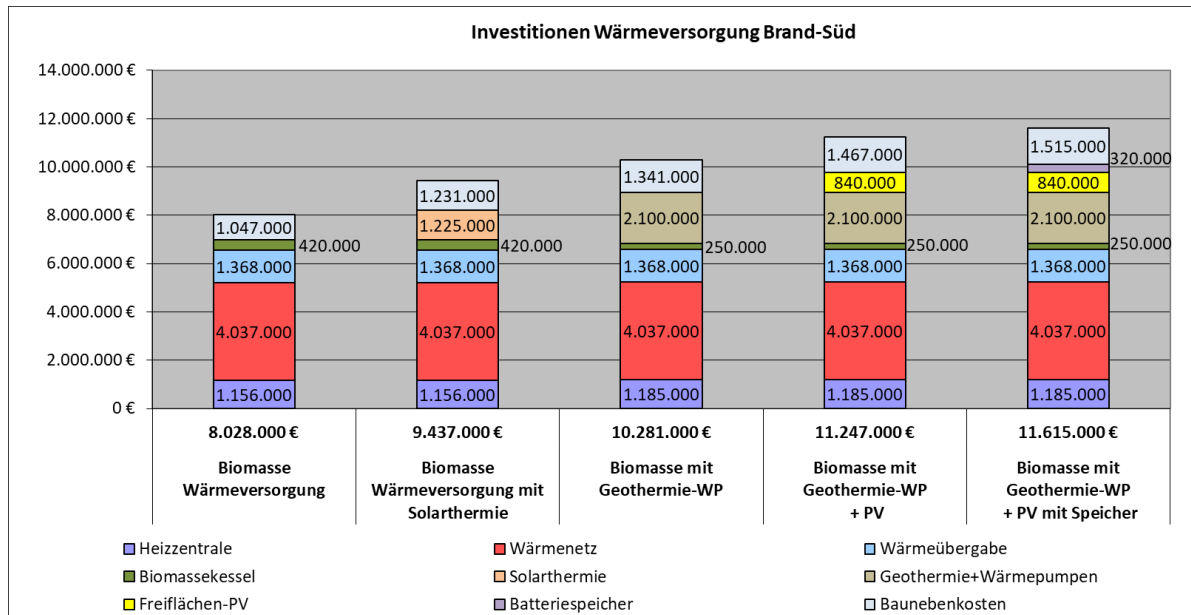
kapitalgebundene Kosten			
	Investition	Nutzungsdauer [a]	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	800.000 €	40	31.869 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	320.000 €	25	17.368 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 100 m3	65.000 €	25	3.528 €/a
Hackschnitzelkessel 2x500 kW	140.000 €	20	8.981 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	110.000 €	20	7.056 €/a
Wärmenetz-Pumpen	50.000 €	15	4.038 €/a
Hauptleitung, Uno DN 90 (ohne Tiefbau)	868.000 €	40	34.578 €/a
Hauptleitung, Duo DN 75 (ohne Tiefbau)	713.000 €	40	28.403 €/a
Anschlussleitung (ohne Tiefbau)	174.000 €	40	6.932 €/a
Hauptleitung Tiefbau	1.860.000 €	40	74.095 €/a
Anschlussleitung Tiefbau	372.000 €	40	14.819 €/a
Wärmeübergabestationen 228 Gebäude	1.368.000 €	20	87.753 €/a
Wärmepumpe 2 * 500 kW incl. Montage, etc.	480.000 €	20	30.791 €/a
Erschließung Sondenfeld	1.620.000 €	40	64.535 €/a
PV-Anlage 700 kWp	840.000 €	20	53.884 €/a
Batterie 650 kWh incl. Montage etc.	320.000 €	10	36.563 €/a
Baunebenkosten/Planung 15 %	1.515.000 €	30	72.383 €/a
Gesamtinvestitionen	11.615.000 €		
Abzüglich Zuschuss 40 %, BEW Modul 3	-4.646.000 €	50	-163.809 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	6.969.000 €		
Summe kapitalgebundene Kosten (gerundet)			413.800 €/a
verbrauchsgebundene Kosten			
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Hackschnitzel	56.335 €/a	1,5%	64.470 €/a
WP-Strom Netz	310.350 €/a	2,5%	389.707 €/a
PV-Einspeisung	-12.161 €/a	0,0%	-12.161 €/a
Hilfsenergie Strom	9.825 €/a	2,5%	12.337 €/a
Summe verbrauchsgebundene Kosten	364.350 €/a		454.400 €/a
betriebsgebundene Kosten			
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	10.500 €/a	1,0%	11.481 €/a
Wartung, Instandhaltung, Heiztechnik	10.760 €/a	1,0%	11.765 €/a
Wartung, Instandhaltung, Wärmenetz	9.775 €/a	1,0%	10.688 €/a
Wartung, Instandhaltung, Wärmeübergabestationen	41.040 €/a	1,0%	44.873 €/a
Wartung, Instandhaltung Wärmepumpen	42.000 €/a	1,0%	45.923 €/a
Wartung, Instandhaltung PV	8.400 €/a	1,0%	9.185 €/a
sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	58.075 €/a	1,0%	63.499 €/a
Summe sonstige Kosten	180.550 €/a		197.400 €/a
Jahresgesamtkosten netto	958.700 €/a		1.065.600 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	4.550 MWh/a		4.550 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	aktuell: 211 €/MWh	über 20 Jahre:	234 €/MWh

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss betragen dann rund 7 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 413.800 €/a. Durch den Batteriespeicher reduzieren sich die verbrauchsgebundenen Kosten weiter auf ca. 364.400 € bzw. 454.400 € im 20-Jahresdurchschnitt. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich auf 180.600 € bzw. 197.400 €.

Die aktuellen Wärmegestehungskosten steigen leicht auf 211 €/MWh im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 234 €/MWh.

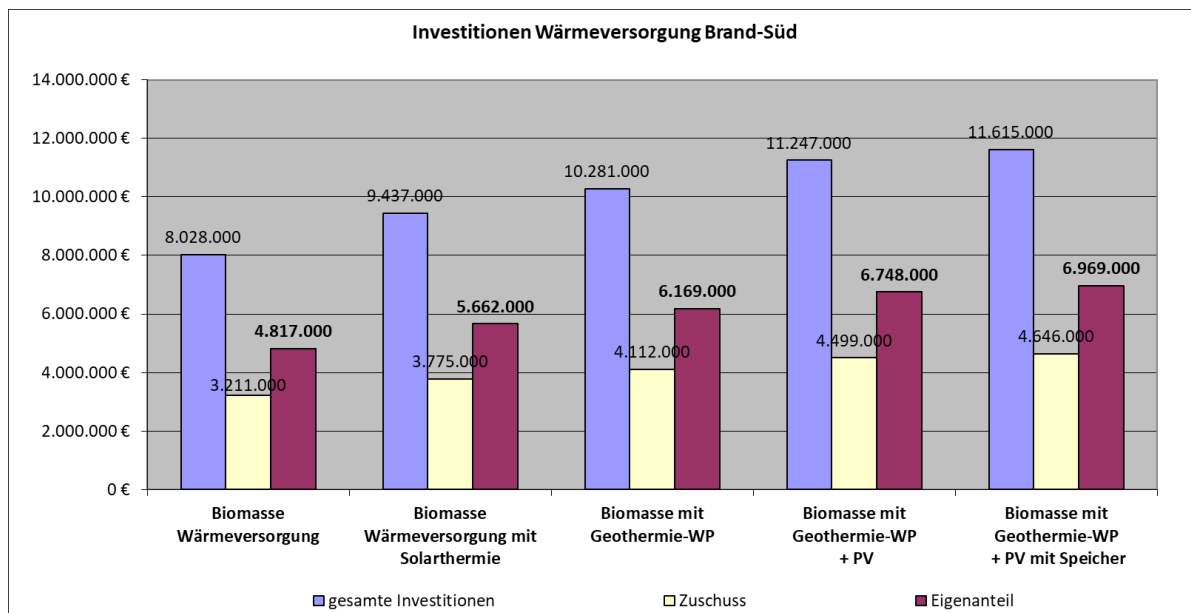
9.4.8 Variantenvergleich Wärmeversorgung Areal Brand-Süd

Abbildung 90: Investitionen Wärmeversorgung Brand-Süd



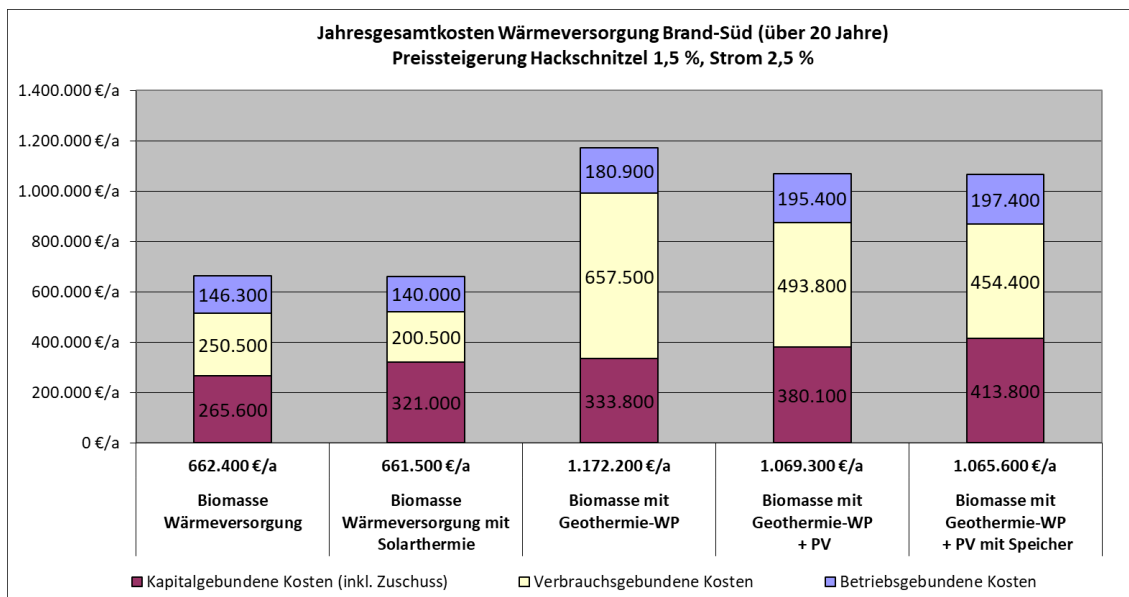
Die Investitionen steigen von 8 Mio. € bei dem reinen Biomasse-Heizwerk auf 11,6 Mio. € mit Geothermie Sondenfeld, freiflächen-PV und Batteriespeicher. Den größten Einzelposten verursacht das Wärmenetz mit Tiefbauarbeiten.

Abbildung 91: Investitionen mit BEW-Zuschuss Wärmeversorgung Brand-Süd



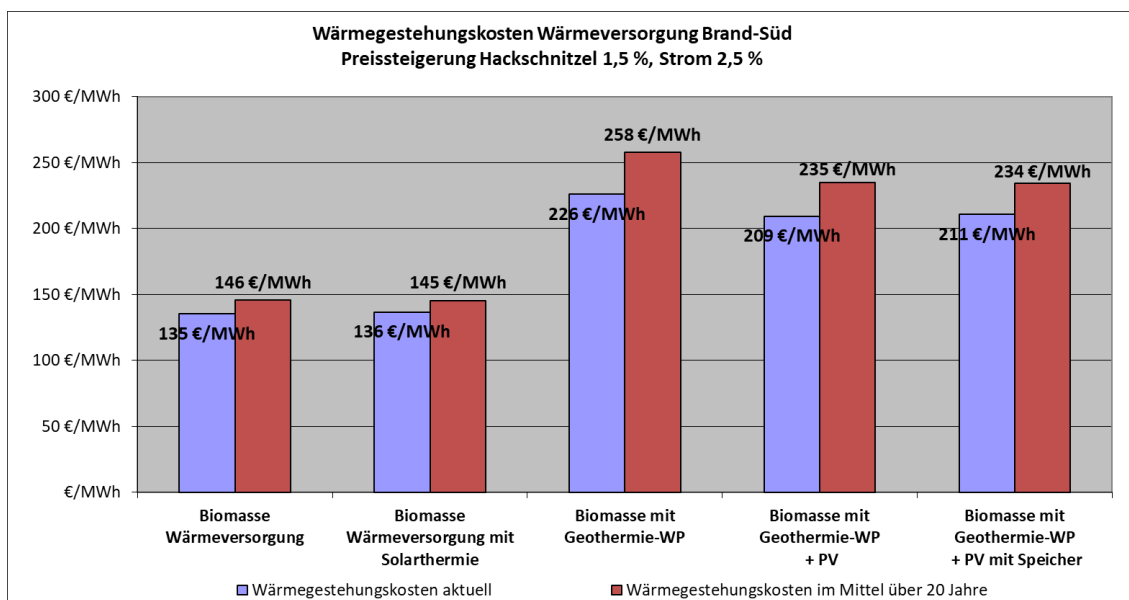
Bei allen Wärmeversorgungsvarianten kann die BEW-Förderung in Anspruch genommen werden. Hierdurch reduzieren sich die Investitionen jeweils um 40 %.

Abbildung 92: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Brand-Süd



Die Jahresgesamtkosten sind in der 20-Jahresbetrachtung bei der reinen Biomasse-Variante und der Variante mit Freiflächen-Solarthermie beinahe gleichauf. Aufgrund der hohen Stromkosten und der daraus resultierenden verbrauchsgebundenen Kosten ist die Wärmepumpenvariante um knapp 80 % teurer. Mit Stromeigennutzung durch die Freiflächen-PV lassen sich die Strombezugskosten deutlich reduzieren, die Jahresgesamtkosten liegen aber immer noch um 60 % über den Varianten 1 und 2. Die Integration eines Batteriespeichers senkt zwar die verbrauchsgebundenen Kosten weiter, führt jedoch in ähnlichem Maße zu Erhöhung des Kapitalaufwands.

Abbildung 93: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Brand-Süd



Dementsprechend sind auch die Wärmegestehungskosten der Varianten mit Biomasse-Wärmeerzeugung bzw. mit zusätzlicher Solarthermie am geringsten. Hier kann sich durch geringe Verschiebung der Kosten und/oder sonstiger Rahmenbedingungen das Ergebnis ändern.

Fazit:

Stehen in der Region ausreichend Hackschnitzel zur Verfügung ist eine zentrale Wärmeversorgung mit einem Biomasse-Wärmenetz aus ökonomischer und ökologischer Sicht sinnvoll.

Eine Fläche von rund 7.000 m² für die Freiflächen-Solarthermieanlage muss auf den landwirtschaftlichen Flächen gefunden werden. Der Standort des Heizhauses sollte möglichst in Nähe der Solarthermieanlage sein.

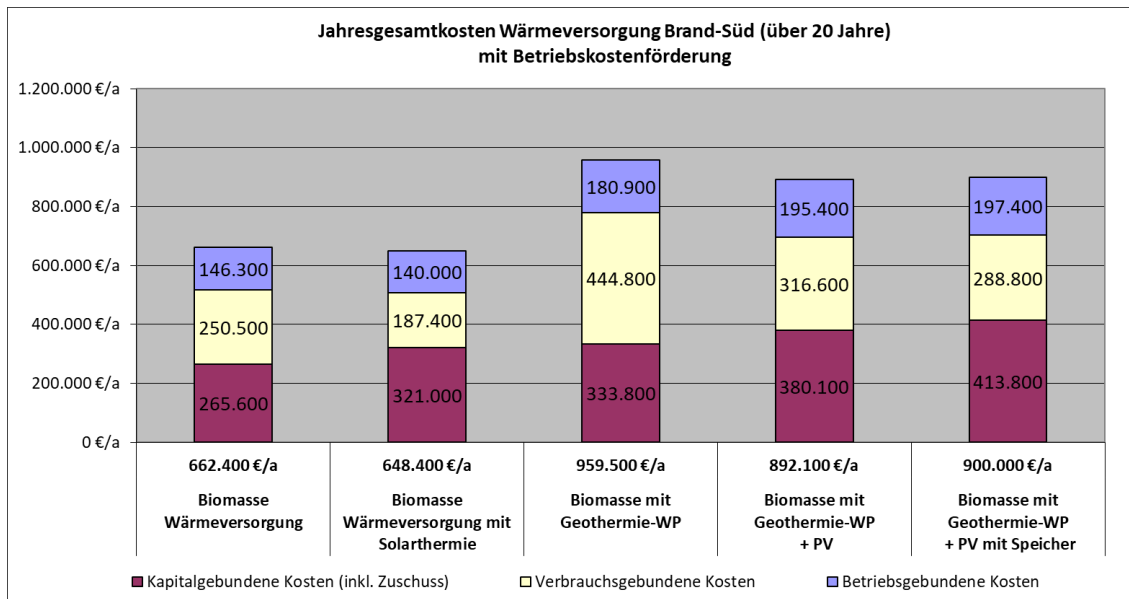
Vor Erschließung eines Erdsondenfeldes müssen umfangreiche Voruntersuchungen und Vorplanungen durchgeführt werden.

9.4.9 Variantenvergleich Wärmeversorgung Areal Brand-Süd mit Betriebskostenförderung

Für den Betrieb von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen kann in der BEW im Anschluss an den Bau ein separater Antrag zur Förderung der Betriebskosten (Fördermodul 4) gestellt werden. **Diese wird über einen Zeitraum von 10 Jahre gewährt.** Die Förderung für Solarthermieanlagen beträgt 1 Cent pro kWh_{th} (thermisch). Bei Wärmepumpen sind es 9,2 Cent pro kWh_{th} bei Netzstrom und 3,0 ct/kWh pro kWh_{th} bei PV-Strom.

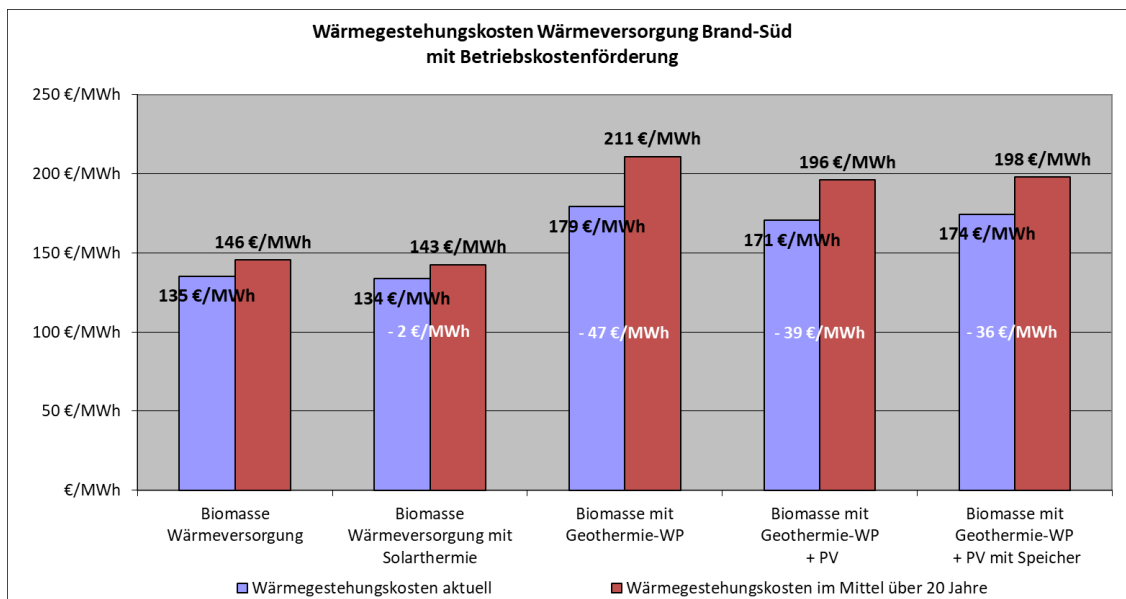
Die Betriebskostenförderung für Wärmepumpen ist erst ab einer JAZ > 2,5 möglich, hier: 2,4. Diese kann bspw. durch Absenkung der Vorlauftemperatur oder Bohrungen in tiefere Bodenschichten und damit höhere Umweltwärmetemperatur erreicht werden (hier voraussichtlich nicht möglich). Auch ist eine Optimierung der Betriebsweise, bspw. durch ein gleitendes Nahwärmenetz mit geringeren Netztemperaturen im Sommer; dezentrale Booster-Wärmepumpen; usw. möglich. Im Fall einer Planung/Umsetzung sollten hier verschiedene Szenarien simuliert werden.

Abbildung 94: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Brand-Süd mit Betriebskostenförderung



Bei der Variante mit Solarthermie reduzieren sich die Jahresgesamtkosten durch die Betriebskostenförderung um 2 %. Durch die deutlich höheren Fördersätze bei den Wärmepumpenvarianten liegen hier die Einsparungen während der 10-jährigen Förderperiode um die 20 %.

Abbildung 95: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Neubaugebiet



Das Ansetzen der Betriebskostenförderung senkt die Wärmegestehungskosten um 2 €/MWh bei der Solarthermievariante und um 36 €/MWh bis 47 €/MWh bei den Varianten mit Wärmepumpen. Die Wärmegestehungskosten liegen dennoch deutlich über denen der Biomasseoptionen, mit und ohne Solarthermie.

Fazit:

Die Betriebskostenförderung verändert das Gesamtergebnis nicht grundlegend, sollte aber im Falle eine Inanspruchnahme der BEW Förderung Investitionszuschuss (Modul 3) zusätzlich mit beantragt werden. Für die reine Biomasse Wärmeversorgung gibt es keine Betriebskostenförderung.

9.5 Ladeinfrastruktur / E-Mobilität

9.5.1 Fahrzeugflotte

Folgende Tabelle gibt die Anzahl der aktuell im Gemeindegebiet Eckental zugelassenen Kraftfahrzeuge an:

Tabelle 19: Kraftfahrzeugzulassungszahlen Markt Eckental (Stand 01.01.2023)¹²

	Anzahl
PKW	9916
Davon geschäftlich	540
LKW	529
Krafträder	1243
Zugmaschinen	453
davon landwirtschaftlich	322

Von den 9916 im Gemeindegebiet zugelassenen PKW sind 226 batterieelektrisch (E-PKW) und 144 Plug-In Hybride (Stand 01.01.2023). Damit haben die beiden Antriebstypen einen Anteil von 2.2 % bzw. 1.5% an der Gesamtflotte, vergleichbar mit den deutschlandweiten Anteilen von 2 % bzw. 1.8 %. Zusätzlich sind im Gemeindegebiet außerdem 42 Gasbetriebene PKW und 221 herkömmliche Hybride zugelassen. Wasserstofffahrzeuge sind nicht vorhanden. Der Großteil der Flotte setzt sich aus Benzinern (65%) und Dieselfahrzeugen (28%) zusammen.

Perspektivisch wird sich die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Gemeindegebiet mit Hinblick auf die Regierungsziele stark erhöhen. Die Bundesregierung¹³ hat sich als Ziel gesetzt, dass bis 2030 15 Mio. E-PKW in Deutschland zugelassen sind. Des Weiteren existiert der Konsens in den großen Klimaneutralitätsstudien, dass bis zum Jahr 2045 eine nahezu vollständige Elektrifizierung der Fahrzeugflotte notwendig ist, um das Klimaneutralitätsziel der Bundesregierung zu erfüllen.

Die Ziele der Bundesregierung enthalten keine Angabe zur Anzahl der Plug-in Hybride und oder E-LKW. Aus diesem Grund wird im Folgenden auf die Angaben im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (Szenario B)¹⁴ der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Der Netzentwicklungsplan wird im engen Kontakt mit der Politik erstellt und berücksichtigt verpflichtend die Ziele der Bundesregierung. Zusätzlich beinhaltet er wesentlich detailliertere Aussagen.

¹² Kraftfahrt-Bundesamt, „Statistik“, 01.09.2023, https://www.kba.de/DE/Statistik/statistik_node.html

¹³ Bundesregierung, „Nicht weniger fortbewegen, sondern anders“, 23.12.2023

¹⁴ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)“, 01.09.2023, <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>

Folgende Tabelle zeigt die Anzahl der im Jahr 2030 und 2045 in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb nach Netzentwicklungsplan. Die Zahlen für 2030 sind interpolierte Werte.

Tabelle 20: Zulassungszahlen von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben in Deutschland nach dem Netzentwicklungsplan

Jahr	Fahrzeugtyp	Anzahl
2030	PKW – Batterieelektrisch	13 Mio.
	PKW – Plug-In Hybrid	2,4 Mio.
	LKW – elektrisch	1,35 Mio.
2045	PKW – Batterieelektrisch	32 Mio.
	PKW – Plug-In Hybrid	2 Mio.
	LKW – elektrisch	3,3 Mio.

Regionalisiert über die Anzahl der PKW- bzw. LKW-Zulassungszahlen ergeben sich folgende dargestellte Flotten für den Markt Eckental:

Tabelle 21: Zulassungszahlen von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben in Eckental

Jahr	Fahrzeugtyp	Anzahl
2030	PKW – Batterieelektrisch	2.642
	PKW – Plug-In Hybrid	488
	LKW – elektrisch	198
2045	PKW – Batterieelektrisch	6.502
	PKW – Plug-In Hybrid	406
	LKW – elektrisch	485

9.5.2 Energieverbrauch

Der jährliche Energieverbrauch der Fahrzeugflotte lässt sich über die Jahresfahrleistung und den durchschnittlichen Verbrauch der Fahrzeuge abschätzen. Laut Kraftfahrt-Bundesamt betrug die durchschnittliche Jahresfahrleistung von PKW im Jahr 2022 12.500 km. Die Jahresfahrleistung von LKW ist stark abhängig von der Gewichtsklasse des LKWs. Die durchschnittliche Jahresfahrleistung von LKW betrug im Jahr 2022 20.000 km. Der durchschnittliche Verbrauch pro km von Fahrzeugen verschiedener Größe und Kraftstoffarten kann der Studie Langfristszenarien von Fraunhofer ISI entnommen werden¹⁵. Die Studie berücksichtigt den technologischen Fortschritt bis 2045 und gibt entsprechend niedrigere Verbräuche im Jahr 2030 und 2045 an.

Unter Annahme konstanter Jahresfahrleistungen ergeben sich folgende dargestellte elektrische Energieverbräuche der in Eckental zugelassenen Elektrofahrzeuge:

Tabelle 22: Elektrischer Energieverbrauch der Fahrzeugflotte in Eckental

	2023	2030	2045
PKW	1,01 GWh	6,43 GWh	13,42 GWh
LKW	-	1,65 GWh	3,85 GWh

Der gesamte zusätzliche Energiebedarf lässt sich durch das Ausbaupotential von erneuerbaren Energien in Eckental abdecken. Allerdings ist im Falle der Elektromobilität die Gefahr von Lastspitzen akut, die durch gleichzeitige Ladevorgänge hervorgerufen werden und auf ähnliche Nutzerprofile z.B. gleichzeitige Feierabende/Arbeitswege hervorgerufen werden. Eine Abschätzung dieser Lastspitzen ist mit hohen Unsicherheiten behaftet, da Elektrofahrzeuge gegenwärtig nur einen kleinen Teil der Fahrzeugflotte darstellen. Dennoch sind Abschätzungen basierend auf Simulationen möglich. Laut Strobel et al.¹⁶ sind Lastspitzen von bis zu 0,5 kW pro PKW im Fall von unkontrolliertem Laden, d.h. bei einem sofortigen Start des Ladevorgangs nach Verbindung mit dem Ladepunkt, zu erwarten. Dies impliziert für die Markt Eckental zusätzliche durch E-PKW hervorgerufene Lastspitzen von 1,6 MW im Jahr 2030 bzw. 3,5 MW im Jahr 2045. Allerdings zeigen dieselben Simulationen auch, dass Lastspitzen bei gesteuertem Laden weitgehend vermieden werden können. Durch ein intelligentes Lademanagement werden die Ladevorgänge so gesteuert, dass sie sich über den Tag besser verteilen und somit die Netzbelastung insgesamt deutlich geringer als beim unkontrollierten Laden ausfällt. Gleichzeitig können E-PKW auch als mobile Stromspeicher genutzt werden, um beispielsweise den erzeugten PV-Strom lokal zu nutzen oder Strom bei Bedarf wieder ins Stromnetz einzuspeisen, wobei hierfür eine bidirektionale Ladeinfrastruktur notwendig sein wird.

¹⁵ Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement (TU Berlin), „Langfristszenarien 3“, 01.09.2023, <https://langfristszenarien.de>

¹⁶ Leo Strobel, Jonas Schlund, and Marco Pruckner. Joint analysis of regional and national power system impacts of electric vehicles—A case study for Germany on the county level in 2030. *Applied Energy*, 315:118945, June 2022

9.5.3 Ladeinfrastruktur

Derzeit sind im Gemeindegebiet Eckental drei Ladestationen mit jeweils zwei Ladepunkten vorhanden. Ziel der Regierung ist es bis 2030 1 Mio. öffentliche Ladepunkte in Deutschland zu errichten. Regionalisiert über die Anzahl der zugelassenen PKW sind das 203 Ladepunkte in Eckental. Des Weiteren hat sich die Regierung im Rahmen des Masterplan Ladeinfrastruktur II¹⁷ das Ziel gesetzt, dass bis 2025 25 % aller Mitarbeiterparkplätze mit einem Ladepunkt und bis 2026 75 % aller Tankstellen mit einem Schnellladepunkt ausgestattet sind. Um den Ladebedarf auf Langstrecken zu decken, wurde zusätzlich der Aufbau des Deutschlandnetzes¹⁸ beschlossen, wodurch eine ausreichende Dichte an Schnellladepunkten entlang der Autobahnen gewährleistet werden soll. Allerdings überschneidet sich keiner der in diesem Rahmen ausgeschriebenen Suchräume für Schnellladestationen mit dem Gemeindegebiet von Eckental.

Eine weitere politische Rahmenbedingung besteht in der im August 2023 in Kraft getretenen EU-Verordnung „Alternative fuels infrastructure“ (AFIR)¹⁹, die vorschreibt, dass in jedem Mitgliedsstaat mindestens 1,3 kW pro E-PKW und 0,8 kW pro Plug-In Hybrid PKW an Ladeleistung an öffentlich zugänglichen Ladestationen zur Verfügung stehen muss. Mit den Zulassungszahlen aus Abschnitt 8.2.1 und einer Ladeleistung von 22 kW pro Ladepunkt würde das für die Markt Eckental bedeuten, dass im Jahr 2030 173 Ladepunkte und im Jahr 2045 399 Ladepunkte vorhanden sein müssen. Allerdings können die geforderten Ladeleistungen auch mit weniger Ladepunkten mit entsprechend höherer Ladeleistung erfüllt werden. Zum Beispiel ist mit Hinblick auf den Masterplan Ladeinfrastruktur II zu erwarten, dass an den drei Tankstellen im Gemeindegebiet Schnellladepunkte mit mindestens 150 kW errichtet werden. Im Folgenden wird ein realistisches Szenario zur Einhaltung der EU-Verordnung vorgestellt.

Im Jahr 2030 werden laut EU-Verordnung 3.824 kW an Ladeleistung an öffentlichen Ladestationen in Eckental benötigt. Angenommen an jeder der drei verfügbaren Tankstellen werden vier Ladepunkte mit je 150 kW errichtet, dann werden noch 92 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von 22 kW auf öffentlich zugänglichen Parkplätzen benötigt. Im Gemeindegebiet befinden sich konservativ geschätzt²⁰ ca. 1700 Stellplätze auf halb-/öffentlichen Parkplätzen (Parkplätze am Straßenrand wurden nicht berücksichtigt). Das bedeutet, dass ca. jeder 20. Stellplatz mit einem 22 kW-Ladepunkt versehen werden müsste, um die EU-Verordnung einzuhalten.

¹⁷ Bundesministerium für Digitales und Verkehr, „Masterplan Ladeinfrastruktur II“, 2022

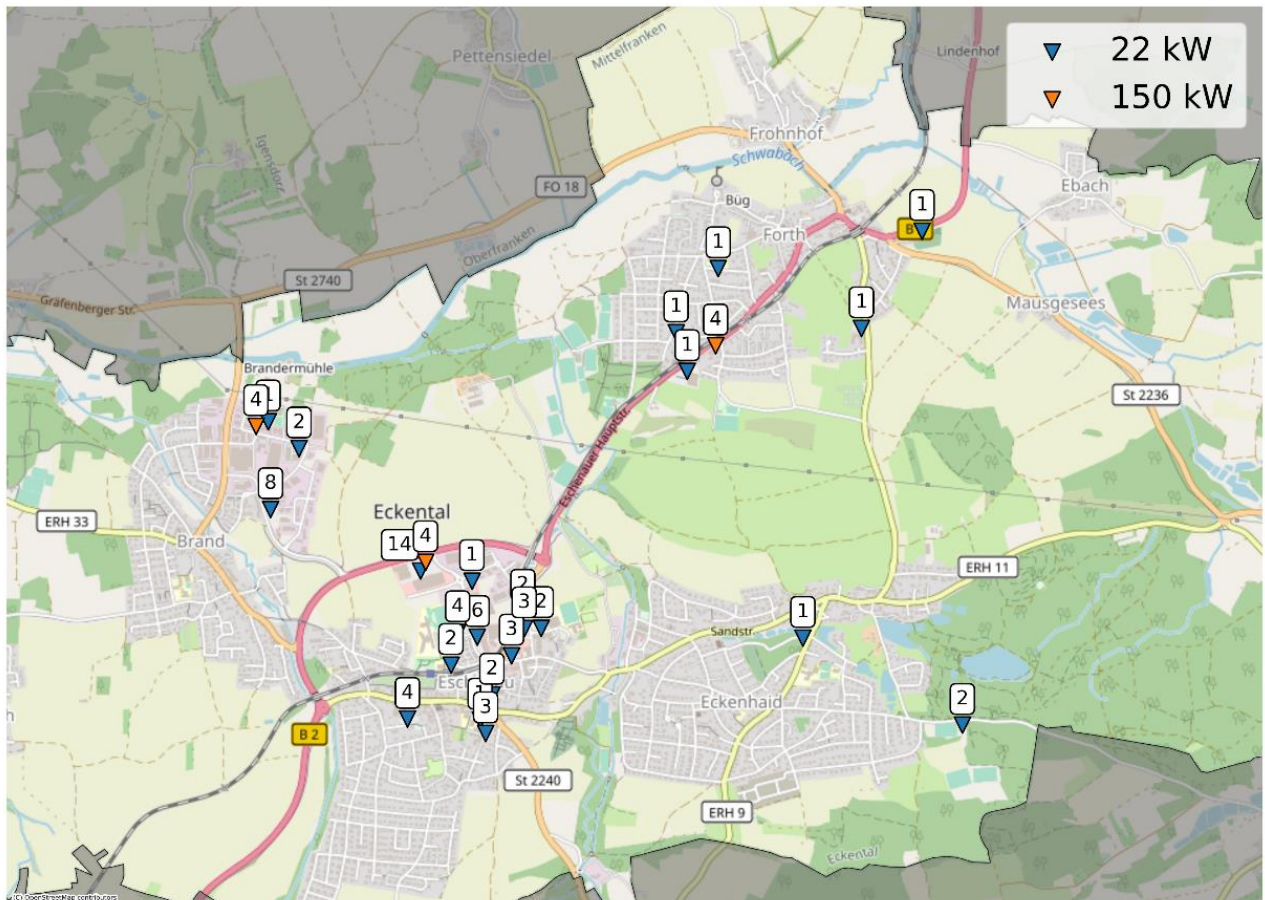
¹⁸ Bundesministerium für Digitales und Verkehr, NOW GMBH, Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, „Deutschlandnetz“, 01.09.2023
<https://www.standorttool.de/strom/deutschlandnetz/>

¹⁹ Council of the European Union, „Regulation on deployment of alternative fuels infrastructure (AFIR)“, 25.07.2023

²⁰ Schätzung basierend auf der über OpenStreetMaps bestimmten Gesamtfläche der halb-/öffentlichen Parkplätze im Gemeindegebiet. Unter der Annahme das ein Stellplatz 75 m² einnimmt. Diese Zahl wurde durch Zählen der Stellplätze auf dem toom Parkplätzen ermittelt.

Mögliche Ladepunktverteilung 2030 unter Einhaltung der EU-Regulation AFIR. Die Zahl über jeder Kartenadel gibt die Anzahl der Ladepunkte an dieser Position an.

Abbildung 96: Mögliche Ladepunktverteilung 2030

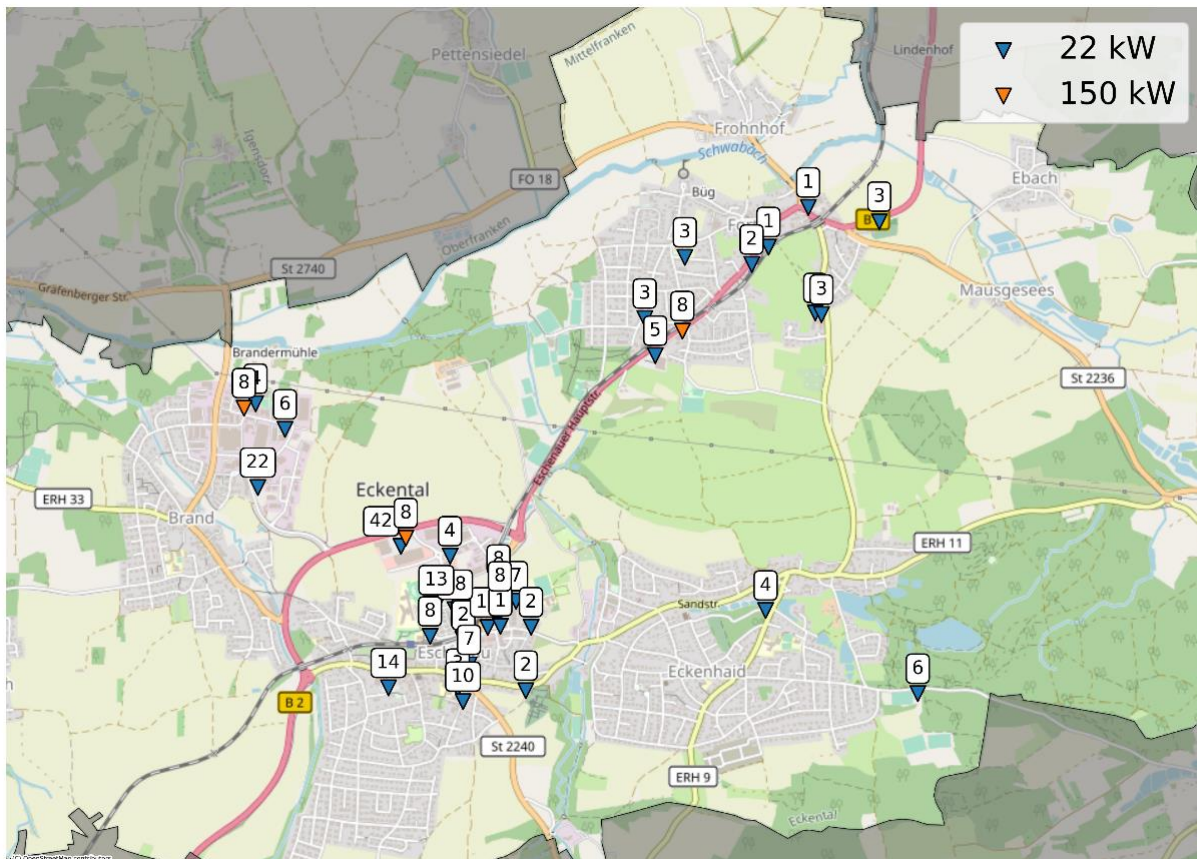


Quelle: Eigene Darstellung mit OpenStreetMap (Detailkarten im Anhang)

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass sich Standorte am Ortsrand mit einer Anbindung zu größeren Freiflächen-PV-Anlagen oder auch öffentliche Parkplätze in der Nähe von Liegenschaften mit Aufdach-PV-Installationen besonders gut für die Installation von Ladepunkten eignen. Dies hat den Vorteil, dass lokal erzeugter PV-Strom direkt für das Laden von E-PKWs verwendet werden kann.

Mögliche Ladepunktverteilung 2045 unter Einhaltung der EU-Regulation:

Abbildung 97: Mögliche Ladepunktverteilung 2045



Quelle: Eigene Darstellung mit OpenStreetMap (Detailkarten im Anhang)

Im Jahr 2045 wird insgesamt eine Ladeleistung von 8.778 kW im öffentlichen Raum in Eckental benötigt. Angenommen jede der drei Tankstellen ist mit acht Ladepunkten je 150 kW ausgestattet, dann werden noch 235 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von 22 kW benötigt. Das entspricht jedem siebten Stellplatz auf öffentlich zugänglichen Parkplätzen.

9.6 Wärmeverbund Neubaugebiet Oberschöllnbach

Im Folgenden wird eine Voruntersuchung für eine Nahwärmeversorgung für das Neubaugebiet im Ortsteil Oberschöllnbach erstellt. Eine Erweiterung der Wärmeversorgung auf umliegende Bestandsgebäude wird hinsichtlich Wirtschaftlichkeit bewertet.

9.6.1 Grundlagenermittlung

In dem Neubaugebiet sind insgesamt 46 Einfamilienhäuser (EFH) geplant. Die Gebäudehöhe ist auf zwei Vollgeschosse (II) oder Erdgeschoss und Dachgeschoss (I+D) festgelegt.

Abbildung 98: Rahmenplan Neubaugebiet Oberschöllnbach



Quelle: Gemeinde Eckental

Hieraus ergeben sich insgesamt rund 6.180 m² Wohnfläche.

Tabelle 23: Wohnflächen, und Wärmebedarfsermittlung Neubaugebiet Oberschöllnbach

Grundfl.	Geschosse	BGF	Wohnfl.	Wärme gesamt
96 m ²	II	192 m ²	134 m ²	7.392 kWh/a
		46 Gebäude	6.182 m²	340.032 kWh/a

Bei einem angenommenem Wärmebedarf von 55 kWh/m² Wohnfläche für hocheffiziente Gebäude (Heizung und Warmwasserbereitung) ergibt sich ein gesamter Wärmebedarf für das Neubaugebiet von rund 340 MWh/a.

Folgende Abbildung zeigt einen möglichen Wärmenetzverlauf und den Standort des Heizhauses im Norden des Neubaugebietes:

Abbildung 99: Entwurf Neubaugebiet Oberschöllnbach mit Wärmenetz

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage Rahmenplan

Für ein EFH im Neubaugebiet wäre die Erschließung nur über ein Nachbargrundstück möglich. Das Gebäude wird dann in der Versorgungsvariante mit den Bestandsgebäuden berücksichtigt.

Bei 773 Trassenmetern (lfm) Hauptleitung und 435 lfm Anschlussleitung ergibt sich eine Wärmebelegungs-
dichte von 275 kWh/lfm:

Tabelle 24: Wärmebelegungsichte Neubaugebiet Oberschöllnbach

Wärmenetz Neubaugebiet Oberschöllnbach	
Hauptleitung	773 lfm
Anschlussleitung	435 lfm
gesamt	1.209 lfm
Wärmebedarf	332.640 kWh/a
Wärmebelegung	275 kWh/lfm

Umso dichter die Bebauung eines Wohngebietes, desto höher ist die Wärmebelegungsichte. Da in dem Neubaugebiet ausschließlich freistehende Einfamilienhäuser geplant sind, ist die Wärmebelegungsichte relativ gering.

Im Rahmen des Energienutzungsplanes werden folgende drei Wärmeversorgungsvarianten untersucht und gegenübergestellt:

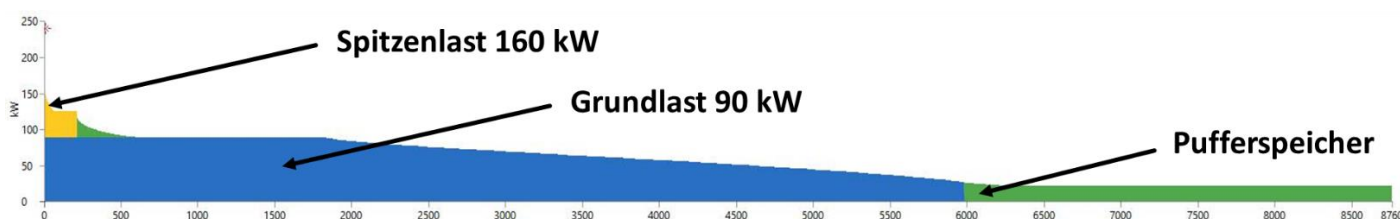
- Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale
- Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie
- Kalte Nahwärme mit Geothermie

Demgegenüber wird eine dezentrale Wärmeversorgung mit einzelnen Luft-Wärmepumpen in den Einfamilienhäusern dargestellt.

9.6.2 Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzelzentrale

Aus den oben genannten Eingangsdaten ergibt sich im Simulationsprogramm Sophena 2.0* folgende Jahresdauerlinie:

Abbildung 100: Jahresdauerlinie Neubaugebiet



Quelle: Sophena 2.0

*Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware Sophena 2.0 von C.A.R.M.E.N. e.V. und muss durch ein geeignetes Planungsbüro detailliert berechnet werden.

Die Jahresdauerlinie zeigt den Leistungsbedarf im Wärmenetz auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit bezogen auf 8.760 Jahresstunden. Die nur wenige Stunden im Jahr auftretenden Bedarfsspitzen betragen maximal 240 kW. Der Grundlastkessel mit 90 kW kann den Großteil des Wärmebedarfs decken. Zur Optimierung des Netzbetriebes wird eine Pufferspeicher von mindestens 10 m³ berücksichtigt. Der Pufferspeicher hat die Aufgabe, die Wärme eines Wärmeerzeugers aufzunehmen, sie zu speichern und bei Bedarf an das Wärmenetz abzugeben. Dadurch können Lastspitzen minimiert, sowie die Laufzeit und Taktung des Hackschnitzelkessels reduziert werden. Der Pufferspeicher leistet einen Deckungsbeitrag von 16 % am Wärmebedarf. Folgende Tabelle zeigt die Energiebilanz der Hackschnitzel-Heizzentrale mit dem Wärmenetz:

Tabelle 25: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste

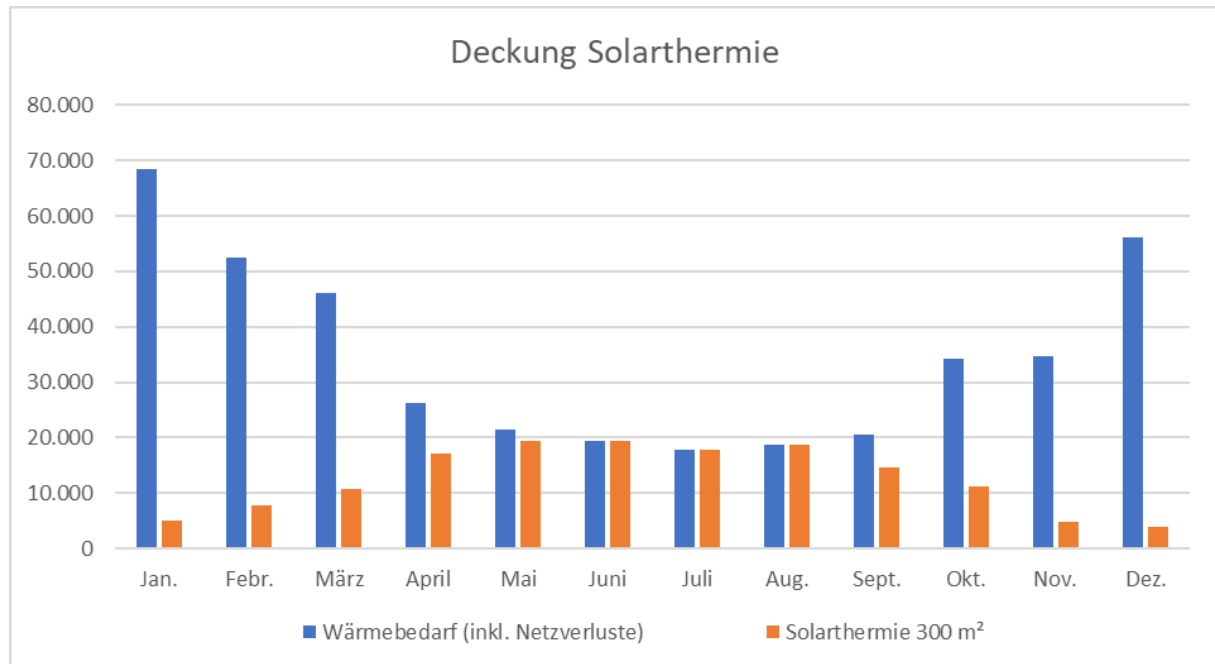
	kWh/a	Verluste
Brennstoffenergie Hack	458.453	
Erzeugungsverluste	42.060	9%
Erzeugte Wärme im Netz	416.393	
Netzverluste	76.912	18%
Pufferspeicherverluste	5.693	1%
Lieferung Wärmeabnehmer	333.788	

Für die Brennstoffenergie werden ca. 147 Tonnen (t), bzw. 560 Schüttraummeter (Srm) Hackschnitzel benötigt. Die Erzeugungsverluste durch die Kessel betragen 9 %, die Wärmenetzverluste betragen 18 % der erzeugten Wärme im Netz.

9.6.3 Zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse und Freiflächen-Solarthermie

Um den Hackschnitzelbedarf zu reduzieren kann eine Freiflächen-Solarthermieanlage in das Wärmeerzeugungssystem integriert werden. Folgende Abbildung zeigt den möglichen Deckungsanteil einer Anlage mit 300 m² Kollektorfläche:

Abbildung 101: Deckungsanteil Freiflächen-Solarthermie



Quelle: Eigene Darstellung nach Simulation mit T-SOL

*Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware T-SOL von Valentin-Software und muss durch ein geeignetes Planungsbüro detailliert berechnet werden.

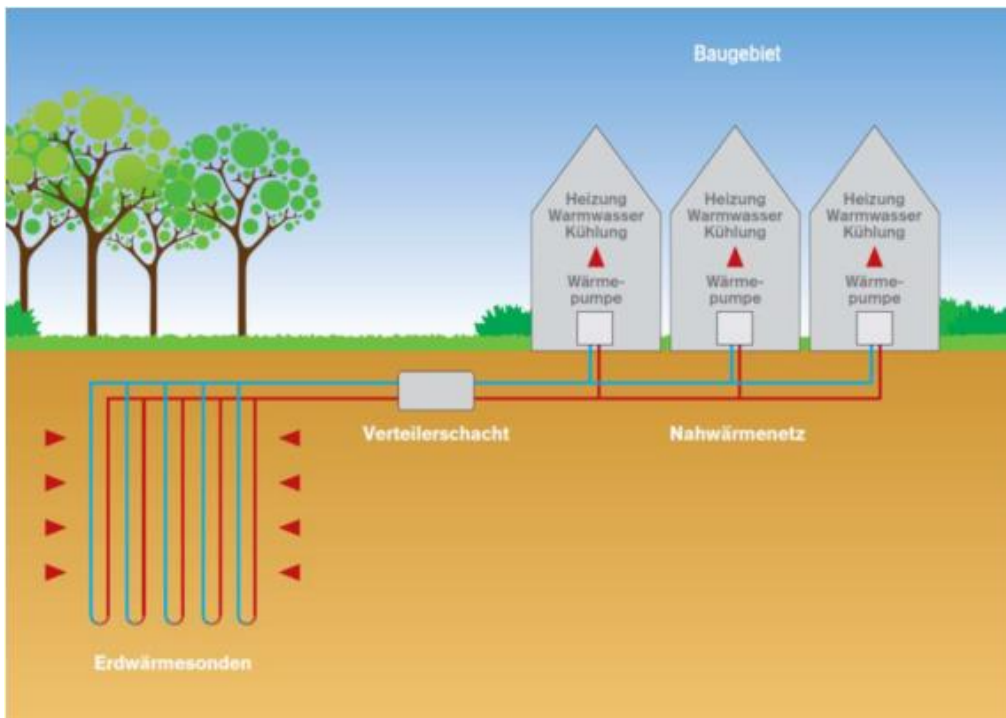
In den Monaten Juni bis August ist eine komplette Deckung des Wärmebedarfs, inkl. der Wärmenetzverluste möglich. Insgesamt kann der Deckungsanteil 35 % am Jahres-Wärmebedarf betragen. Dies reduziert den Hackschnitzelbedarf von 147 Tonnen auf rund 90 Tonnen.

Der Flächenbedarf der Solarthermieanlage beträgt ca. 600 m². Als Pufferspeichervolumen sollten zusätzlich mindestens 30 m³ (100 l/m² Kollektorfläche) installiert werden.

9.6.4 Kalte Nahwärme mit Geothermie

Kalte Nahwärme ist eine technische Variante eines Wärmeversorgungsnetzes, das mit niedrigen Übertragungstemperaturen in der Nähe der Umgebungstemperatur arbeitet und daher sowohl Wärme als auch Kälte bereitstellen kann. Üblich sind mit Erdwärmesonden Übertragungstemperaturen im Bereich von ca. 10 C, wodurch diese Systeme mit Temperaturen deutlich unterhalb herkömmlicher Wärmenetzsysteme arbeiten. Die Rohrleitungen sind ungedämmt, sodass beim Kalten Wärmenetz sogar Wärmegewinne durch das Erdreich entstehen.

Abbildung 102: Systematik Kalte Nahwärme



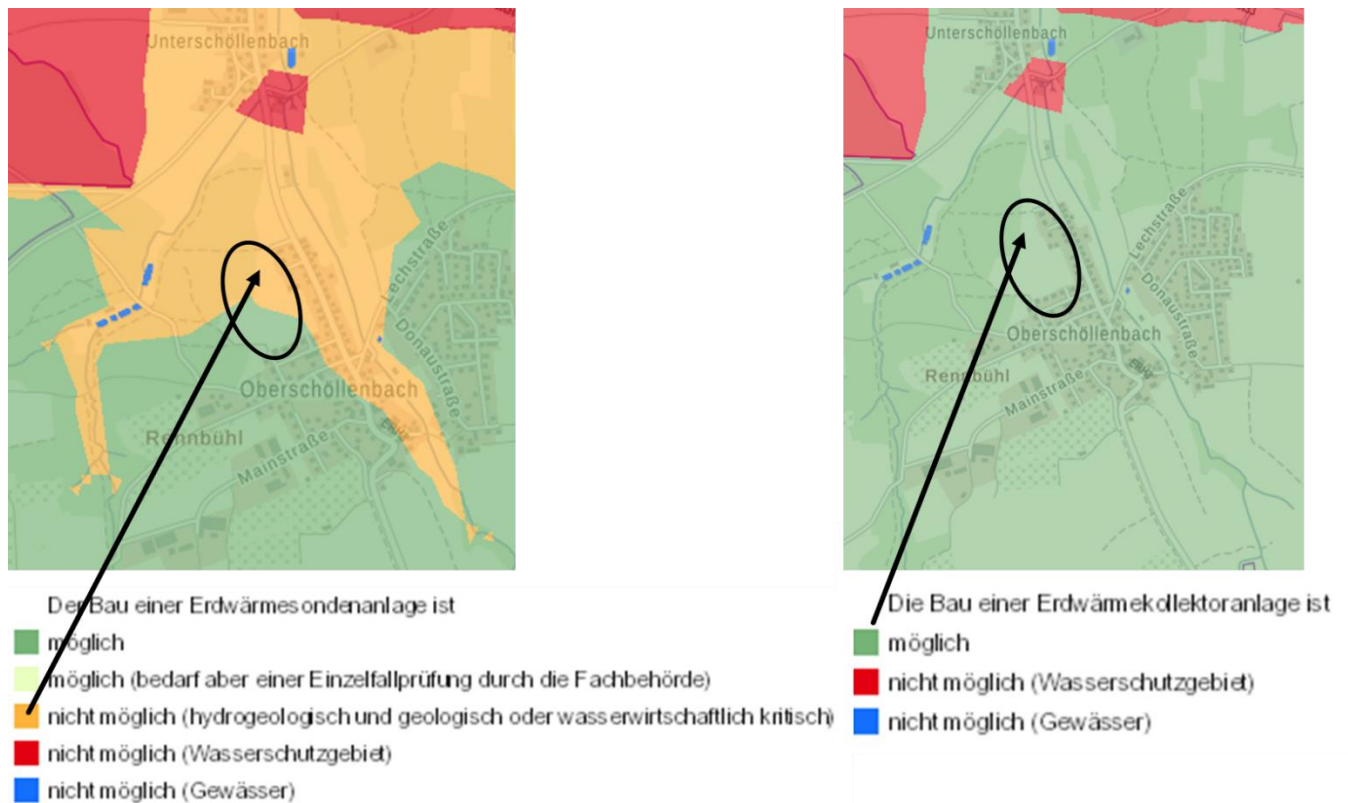
Quelle: BauGrund Süd GmbH

Im Gegensatz zu herkömmlichen Wärmenetzen erfolgen Warmwassererzeugung und Gebäudeheizung nicht über herkömmliche Hausübergabestationen, sondern durch Sole-Wasser-Wärmepumpen, die aufgrund der konstanten Temperatur im Wärmenetz deutlich effizienter arbeiten können als Luft-Wasser-Wärmepumpen. Der Betrieb und der Stromeinkauf für die Wärmepumpe bleibt üblicherweise in der Verantwortung des Wärmenetzbetreibers. Der Gebäudeeigentümer kauft vom Wärmenetzbetreiber die Wärme, die anhand eines Wärmemengenzählers abgerechnet wird. Grundsätzlich sind unterschiedliche Betreibermodelle möglich.

Bei diesem System kann die Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl von ca. 4,5 erreichen.

Im Energieatlas Bayern kann eine Ersteinschätzung über eine mögliche Nutzung der oberflächennahen Geothermie abgefragt werden.

Abbildung 103: Nutzung oberflächennahe Geothermie Eckental/Oberschöllnbach



Quelle: Energieatlas Bayern

Im Bereich des geplanten Heizhauses, im Norden des Neubaugebietes sind nach erstem Kenntnisstand keine Erdwärmesonden möglich, für die Nutzung von Grundwasserwärme ist eine Einzelfallprüfung nötig. Erdwärmekollektoren sind flächig, mindestens in Frosttiefe zu verbauen.

Ausgehend vom gesamten Wärmebedarf im Neubaugebiet ergibt sich mit einer Jahresarbeitszahl von 4,5 der nötige Strombedarf für die Sole-Wasser-Wärmepumpen in den Gebäuden. Die Differenz ist der nötige Wärmeentzug. Hiervon können rund 5 % als Wärmegewinn aus dem Erdreich durch das Leitungsnetz aufgenommen werden. Die restliche Wärmemenge muss durch die Erdkollektoren zur Verfügung gestellt werden.

Mit einem spezifischen Wärmeentzug von durchschnittlich 25 m²/MWh ergibt sich der nötige Flächenbedarf für das Kollektorfeld.

Tabelle 26: Dimensionierung Kalte Nahwärme

Überschlägige Dimensionierung	Oberschöllnbach
Heizlast	296 kW
Wärmebedarf	340 MWh
Jahresarbeitszahl WP	4,5
Strombedarf WP	76 MWh
Nötiger Wärmeentzug	264 MWh
Wärmeentzug Netz	5%
Wärmeentzug Netz	13,2 MWh
Wärmeentzug Geothermie	95%
Wärmeentzug Geothermie	251 MWh
Spez. Wärmeentzug Kollektoren	25 m ² /MWh
Flächenbedarf Kollektoren	6.281 m²

Anhand einer ersten Abschätzung ist ein Kollektorfeld von rund 6.000 m² nötig. Die geologischen Untergrundverhältnisse sind im Detail durch Probegrabungen zu erkunden. Der genaue Flächenbedarf ist von den geologischen Bodenverhältnissen abhängig.

Abbildung 104: Nötiges Kollektorfeld Oberflächennahe Geothermie



9.6.5 Wirtschaftlichkeitsvergleich Wärmeversorgung Neubaugebiet

Im Folgenden wird der Wirtschaftlichkeitsvergleich für die zentralen Wärmeversorgungsvarianten des Neubaugebietes Oberschöllnbach berechnet. Demgegenüber wird eine Einzelversorgung der Wohngebäude mit Luft-Wärmepumpen dargestellt.

9.6.5.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode die Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten ermittelt.

Die Wärmegestehungskosten geben die Summe der Kosten an, welche bei der Erzeugung einer Wärmeinheit MWh bzw. kWh entstehen. Hierdurch sind dann verschiedene Wärmeversorgungsvarianten vergleichbar. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird mit Nettokosten erstellt.

Folgende Kosten werden berücksichtigt:

- **Kapitalgebundene Kosten** auf Basis durchschnittlicher Marktpreise für die einzelnen Anlagenkomponenten. Hierbei wird die Nutzungsdauer der einzelnen Anlagenbestandteile sowie der sich aus Fremdkapitalzinssatz und Zinserwartungen für eingesetztes Eigenkapital ergebende Kapitalzinssatz berücksichtigt. Die kapitalgebundenen Kosten entstehen unabhängig davon, ob die Anlage in Betrieb ist oder stillsteht.
- **Verbrauchsgebundene Kosten (Stand 06/2023)**
 - Hackschnitzel 100 €/Tonne 3,23 ct/kWh (Quelle: C.A.R.M.E.N)
 - Hilfsstrom 37,5 ct/kWh
 - Wärmepumpenstrom 30,0 ct/kWh

Für die Energiekosten wird folgende jährliche Preissteigerung angesetzt:

- Hackschnitzel: 1,5 %
- Strom: 2,5 %
- **Betriebsgebundene Kosten** der einzelnen Anlagenkomponenten für Wartung, Instandsetzung und Betrieb.
- **Sonstige Kosten** für z.B.: Versicherung, Steuern und Verwaltung.

Die Kostenermittlung entspricht keiner detaillierten Planungsleistung, sondern einer ersten Vorabschätzung.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende weitere Grundannahmen:

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre
- Bei den Varianten mit Wärmepumpen (Kalte Nahwärme mit Sole-WP und dezentrale Luft-WP) wird eine Eigenstromdeckung durch Photovoltaik in Höhe von 35 % angesetzt.

Förderung Wärmenetze:

Seit September 2022 steht für Wärmenetze mit Erneuerbarer Wärmeerzeugung die Bundesförderung Energieeffiziente Wärmenetze (BEW) zur Verfügung. Ein förderfähiges Wärmenetz liegt ab mindestens 17 Anschlussnehmern vor. Hier sind investive Maßnahmen mit bis zu 40 % Zuschuss möglich.

Alle drei zentralen Wärmeversorgungsvarianten entsprechen den aktuellen Förderbedingungen (Stand 08/2023) Quelle:

www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermeneetze

Für die dezentralen Wärmepumpen sind im Neubau keine Förderung möglich.

9.6.5.2 Jahresgesamtkosten zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse-Hackschnitzel

Für das Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und die Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 27: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	160.000 €	40	0,0398	6.374 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	64.000 €	25	0,0543	3.474 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 20 m ³	14.000 €	25	0,0543	760 €/a
Hackschnitzelkessel 120 kW	25.000 €	20	0,0641	1.604 €/a
Hackschnitzelkessel 90 kW	20.000 €	20	0,0641	1.283 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	34.000 €	20	0,0641	2.181 €/a
Wärmenetz-Pumpen	12.000 €	15	0,0808	969 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	108.000 €	40	0,0398	4.302 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 20 (ohne Tiefbau)	30.000 €	40	0,0398	1.195 €/a
Wärmeübergabestationen 45 Gebäude	270.000 €	20	0,0641	17.320 €/a
Baunebenkosten 15%	111.000 €	30	0,0478	5.303 €/a
Gesamtinvestitionen	848.000 €			
Abzüglich BEW-Zuschuss 40 %	-339.200 €	50	0,0353	-11.960 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	508.800 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				32.800 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	14.835 €/a	1,50	1,1444	17.000 €/a
Hilfsenergie Strom	2.344 €/a	2,50	1,2557	2.900 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten	17.179 €/a			19.900 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	2.875 €/a	1,00	1,0934	3.100 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	2.220 €/a	1,00	1,0934	2.400 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	930 €/a	1,00	1,0934	1.000 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	8.100 €/a	1,00	1,0934	8.900 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	3.685 €/a	1,00	1,0934	4.000 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten	17.810 €/a			19.400 €/a
Jahresgesamtkosten netto	67.789 €/a			72.100 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	334 MWh/a			334 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	203 €/MWh	über 20 Jahre:		216 €/MWh

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich auf rund 510.000 €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 32.800 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen rund 17.200 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 1,5 % (Hackschnitzel) steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 19.900 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 17.800 bzw. 19.400 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 203 €/MWh, im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 216 €/MWh.

9.6.5.3 Jahresgesamtkosten zentrale Wärmeversorgung mit Biomasse und Solarthermie

Für das Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale und 150 m² Freiflächen-Solarthermie ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und die Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 28: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Freiflächen-Solarthermie

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	155.000 €	40	0,0398	6.175 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	62.000 €	25	0,0543	3.365 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 20 m ³	20.000 €	25	0,0543	1.086 €/a
Hackschnitzelkessel 120 kW	25.000 €	20	0,0641	1.604 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	34.000 €	20	0,0641	2.181 €/a
Wärmenetz-Pumpen	12.000 €	15	0,0808	969 €/a
Hauptleitung, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	108.000 €	40	0,0398	4.302 €/a
Anschlussleitung, Duo DN 20 (ohne Tiefbau)	30.000 €	40	0,0398	1.195 €/a
Wärmeübergabestationen 45 Gebäude	270.000 €	20	0,0641	17.320 €/a
Freiflächen Solarthermie 300 m ²	105.000 €	20	0,0641	6.735 €/a
Baunebenkosten 15 %	126.000 €	30	0,0478	6.020 €/a
Gesamtinvestitionen	947.000 €			
Abzüglich BEW-Zuschuss 40 %	-378.800 €	50	0,0353	-13.356 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	568.200 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				37.600 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	9.369 €/a	1,50	1,1444	10.700 €/a
Hilfsenergie Strom	2.344 €/a	2,50	1,2557	2.900 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten netto	11.713 €/a			13.600 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	2.455 €/a	1,00	1,0934	2.700 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	3.265 €/a	1,00	1,0934	3.600 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	930 €/a	1,00	1,0934	1.000 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	8.100 €/a	1,00	1,0934	8.900 €/a
Sonstige Kosten (Solarthermie, Versicherung, Verwaltung, ...)	4.205 €/a	1,00	1,0934	4.600 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten netto	18.955 €/a			20.800 €/a
Jahresgesamtkosten netto	68.268 €/a			72.000 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	334 MWh/a			334 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	204 €/MWh	über 20 Jahre:		216 €/MWh

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich hier auf rund 570.000 €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 37.600 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen rund 11.700 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 1,5 % steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 13.600 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 19.000 bzw. 20.800 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 204 €/MWh, im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 216 €/MWh.

9.6.5.4 Jahresgesamtkosten Kalte Nahwärme mit Geothermie

Für die Wärmeversorgung mit einem kalten Wärmenetz und Geothermienutzung ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und die Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 29: Jahresgesamtkosten Kalte Nahwärme mit Geothermie

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Kollektorfeld / Anbindung Netz	123.000 €	50	0,0353	4.337 €/a
Kaltes Nahwärmnetz Hauptleitung	87.000 €	50	0,0353	3.067 €/a
Kaltes Nahwärmnetz Anbindeleitung	24.000 €	50	0,0353	846 €/a
Sole-Wärmepumpen+Speicher 45 EFH	900.000 €	20	0,0641	57.732 €/a
Baunebenkosten 20 %	227.000 €	30	0,0478	10.846 €/a
Gesamtinvestitionen	1.361.000 €			
Abzüglich BEW-Zuschuss 40 %	-544.400 €	50	0,0353	-19.194 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	817.000 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				57.600 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Arbeitspreis Strom Wärmepumpen	22.200 €/a	2,50	1,2557	27.900 €/a
Stromdeckung durch PV-Anlage 35 %	-7.770 €/a	2,50	1,2557	-9.800 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten	14.400 €/a			18.100 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Erdsonden	246 €/a	1,00	1,0934	300 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	435 €/a	1,00	1,0934	500 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmepumpen	18.000 €/a	1,00	1,0934	19.700 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	2.835 €/a	1,00	1,0934	3.100 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten	21.500 €/a			23.600 €/a
Jahresgesamtkosten netto	93.500 €/a			99.300 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	334 MWh/a			334 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	280 €/MWh		über 20 Jahre:	297 €/MWh

Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich auf rund 820.000 €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 57.600 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen rund 14.400 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 2,5 % steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 18.100 € pro Jahr. Hier ist ein Deckungsanteil durch PV-Anlagen in Höhe von 35 % berücksichtigt. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 21.500 bzw. 23.600 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 280 €/MWh, im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 297 €/MWh.

9.6.5.5 Jahresgesamtkosten dezentrale Luft-Wärmepumpen

Für die dezentrale Wärmeversorgung mit je einer Luft-Wärmepumpe in jedem Wohngebäude ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und die Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 30: Jahresgesamtkosten dezentrale Luft-Wärmepumpen

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Luft-Wärmepumpen+Speicher 45 EFH	1.125.000 €	20	0,0641	72.166 €/a
Baunebenkosten 10 %	0 €	30	0,0478	0 €/a
Gesamtinvestitionen	1.125.000 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				72.200 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Arbeitspreis Strom Wärmepumpen	32.100 €/a	2,50	1,2557	40.300 €/a
Stromdeckung durch PV-Anlage 35 %	-11.235 €/a	2,50	1,2557	-14.100 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten	20.900 €/a			26.200 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandsetzung, Erdsonden	0 €/a	1,00	1,0934	0 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	0 €/a	1,00	1,0934	0 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmepumpen	16.875 €/a	1,00	1,0934	18.500 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	0 €/a	1,00	1,0934	0 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten	16.900 €/a			18.500 €/a
Jahresgesamtkosten netto	110.000 €/a			116.900 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	334 MWh/a			334 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	329 €/MWh	über 20 Jahre:		350 €/MWh

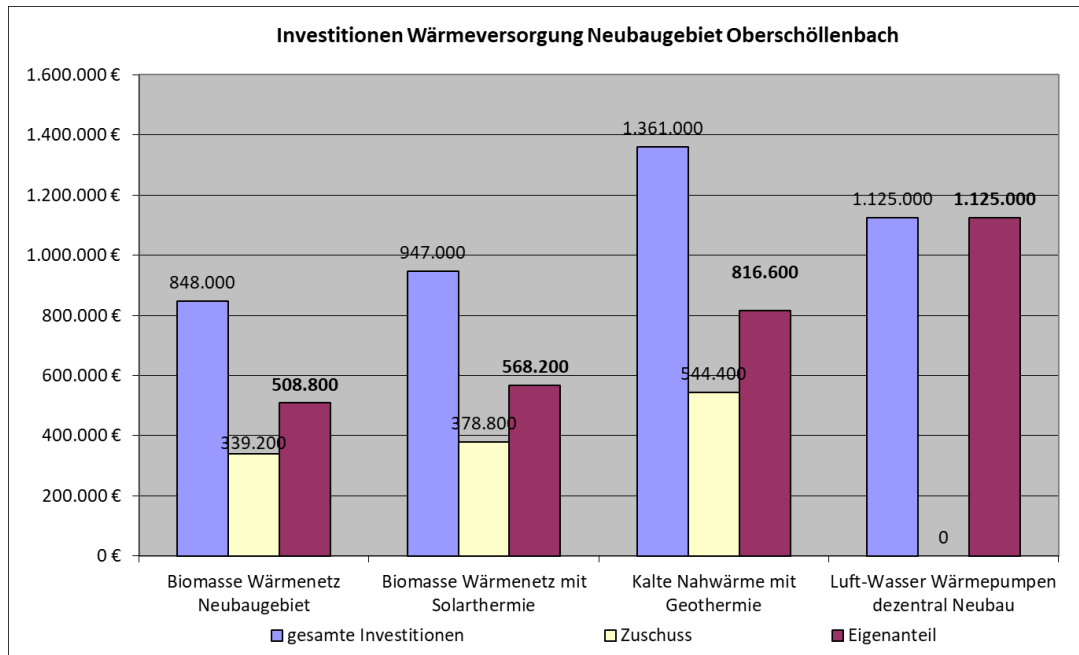
Die Gesamtinvestitionen für 45 Wärmepumpen belaufen sich auf 1,125 Mio. €, im Neubau ist keine Heizungsförderung möglich. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer kapitalgebundene Kosten in Höhe von 72.200 €/a.

Für die Luft-Wärmepumpen wird eine Jahresarbeitszahl von 3,1 angenommen. Aus dem Wärmebedarf der Gebäude in Höhe von 334 MWh/a ergibt sich somit ein jährlicher Strombedarf von 107 MWh. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen dann rund 20.900 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 2,5 % steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 26.200 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 16.900 bzw. 18.500 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen dann aktuell 329 €/MWh und im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 350 €/MWh.

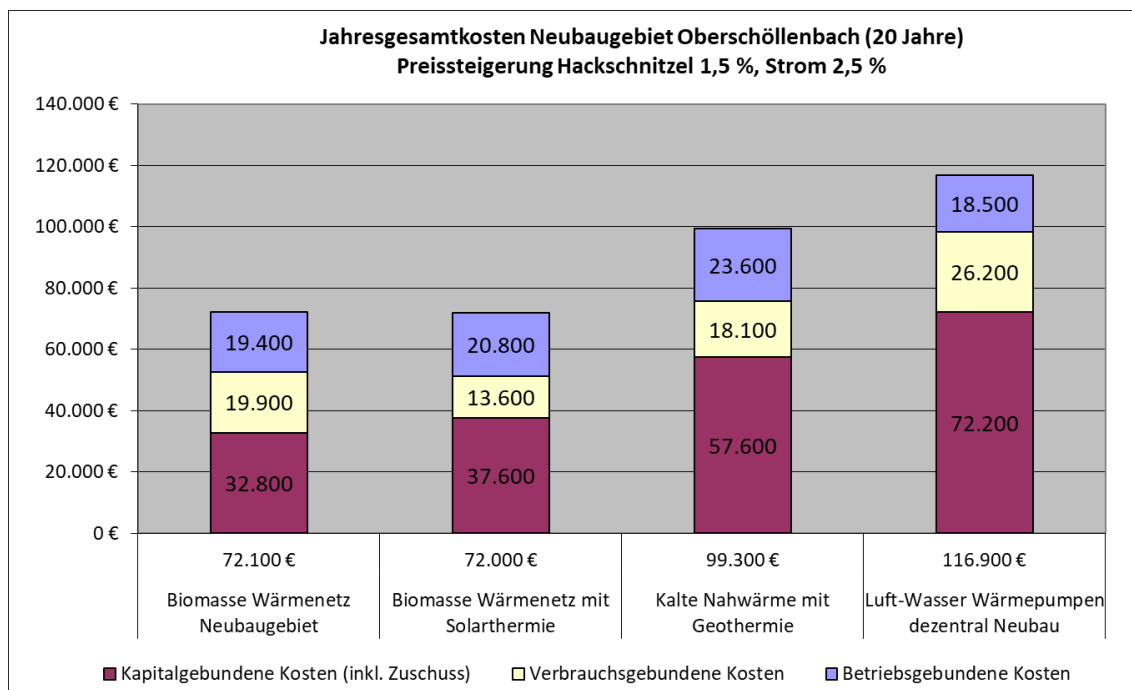
9.6.6 Variantenvergleich Wärmeversorgung Neubaugebiet Oberschöllnbach

Abbildung 105: Investitionen Wärmeversorgung Neubaugebiet

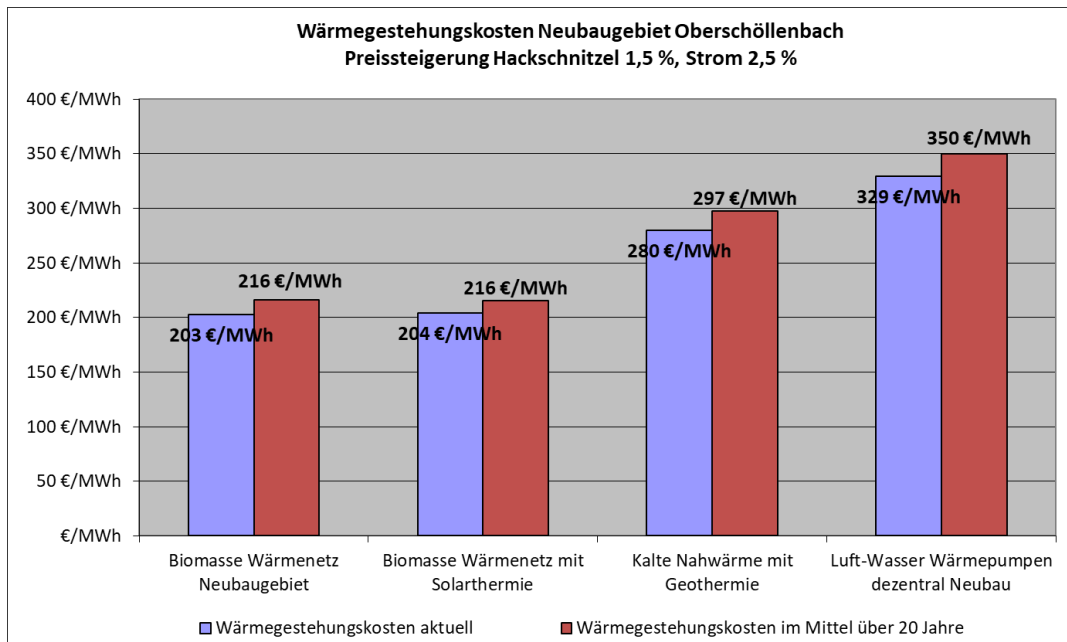


Die Investitionen abzüglich der möglichen 40-Prozent Förderung sind bei der Kalten Nahwärme um 66 % höher als bei der Biomassevariante und um 44 % höher als bei Biomasse mit Solarthermie.

Abbildung 106: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Neubaugebiet



Die Jahresgesamtkosten sind in der 20-Jahresbetrachtung bei der reinen Biomasse-Variante und der Variante mit Freiflächen-Solarthermie beinahe gleich hoch. Die Kalte Nahwärmeversorgung ist um knapp 40 % teurer und die dezentrale Wärmeversorgung mit Luft-Wärmepumpen um ca. 63 %.

Abbildung 107: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Neubaugebiet

Dementsprechend sind auch die Wärmegestehungskosten der Varianten mit Biomasse-Wärmeerzeugung am geringsten. Hier kann sich durch geringe Verschiebung der Kosten und/oder sonstiger Rahmenbedingungen des Ergebnis ändern.

Fazit:

Stehen in der Region ausreichend Hackschnitzel zur Verfügung, ist eine zentrale Wärmeversorgung mit einem Biomasse-Wärmenetz aus ökonomischer und ökologischer Sicht sinnvoll.

Eine Fläche von rund 600 m² für die Freiflächen-Solarthermieanlage ist auf der Regenrückhaltung beim Heizhaus vorhanden. Hierdurch können bis zu 40 % Hackschnitzel reduziert werden, im Sommerbetrieb kann der Hackschnitzelkessel ohne Einschränkung gewartet werden und mögliche Preiserhöhungen im Hackschnitzelmarkt werden dadurch abgedeckt.

9.6.7 Wärmeversorgung Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden

Als Erweiterungsoption werden die nördliche Oberschöllbacher Hauptstr. und die Moselstr. mit 55 Einfamilienhäusern berücksichtigt.

Abbildung 108: Entwurf Wärmenetz Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden Oberschöllbach



Quelle. Eigene Darstellung auf Grundlage Rahmenplan (Maßstabsgerechter Plan im Anhang)

Insgesamt wird der Wärmebedarf aller Bestandsgebäude auf 1.353 MWh/a geschätzt. Bei 460 lfm Wärmenetz-Hauptleitung und maximal 920 m Anschlussleitung ergibt sich eine Wärmebelegungsichte von 979 kWh/lfm (Anschlussquote 100 %).

Dass sich alle Anwohner des Betrachtungsgebietes an das Wärmenetz anschließen, ist aus Erfahrung unrealistisch. Für die weitere Bewertung einer Wärmenetzerweiterung wird eine Anschlussquote von 60 % der Bestandsgebäude angesetzt.

Tabelle 31: Wärmebedarf, Wärmebelegungsichte Bestandsgebäude

Anschlussquote	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Wärme (kWh)	135.262	270.525	405.787	541.050	676.312	811.574	946.837	1.082.099	1.217.362	1.352.624
Wärmenetz (l/m)	554	646	738	830	922	1.014	1.106	1.198	1.290	1.382
Wärmebelegungsichte (kWh/l/m)	244	419	550	652	734	800	856	903	944	979
Gebäude	6	11	17	22	28	34	39	45	50	56

Bei 812 MWh Wärmebedarf und bei einer Länge des Wärmenetzes von knapp über einem Kilometer ergibt sich eine Wärmebelegungsichte von 800 kWh/l/m.

Mit Bestandsgebäuden und dem Neubaugebiet beträgt der Jahreswärmebedarf der Wärmeabnehmer dann rund 1.140 MWh. Folgende Tabelle zeigt die Energiebilanz der Hackschnitzel-Heizzentrale mit dem Wärmenetz:

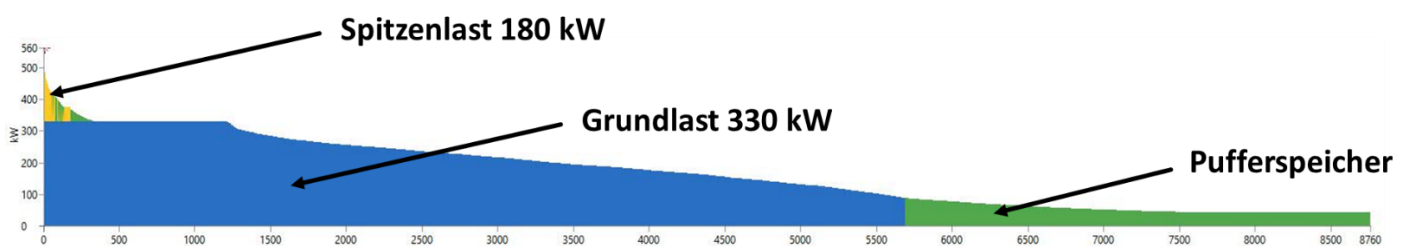
Tabelle 32: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste

	kWh/a	Verluste
Brennstoffenergie Hack	1.397.216	
Erzeugungsverluste	98.390	7%
Erzeugte Wärme im Netz	1.298.826	
Netzverluste	150.130	12%
Pufferspeicherverluste	10.000	1%
Lieferung Wärmeabnehmer	1.138.696	

Für die Brennstoffenergie werden ca. 450 Tonnen (t), bzw. 1.700 Schüttraummeter (Srm) Hackschnitzel benötigt. Die Erzeugungsverluste durch die Kessel betragen 7 %, die Wärmenetzverluste betragen 12 % der erzeugten Wärme im Netz und haben sich somit um 6 % reduziert.

Aus den oben genannten Eingangsdaten ergibt sich im Simulationsprogramm Sophena 2.0* folgende Jahresdauerlinie:

Abbildung 109: Jahresdauerlinie Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden



Quelle: Sophena 2.0

*Die Auslegung erfolgt mit der Berechnungssoftware Sophena 2.0 von C.A.R.M.E.N. e.V. und muss durch ein geeignetes Planungsbüro detailliert berechnet werden.

Der Grundlastkessel mit 330 kW kann den Großteil des Wärmebedarfs decken. Der Pufferspeicher leistet einen Deckungsbeitrag von 14 % am Wärmebedarf.

9.6.7.1 Jahresgesamtkosten Neubau mit Bestand Biomasse-Hackschnitzel

Für das erweiterte Wärmenetz mit der Hackschnitzel-Heizzentrale ergeben sich folgende Investitionen, Jahresgesamtkosten und die Wärmegestehungskosten je MWh:

Tabelle 33: Jahresgesamtkosten Neubau mit Bestand Biomasse Hackschnitzelzentrale

Jährliche durchschnittliche Aufwendungen				
Kapitalgebundene Kosten				
	Investition	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Baukosten Heizhaus	240.000 €	40	0,0398	9.561 €/a
Heizraum Technik/Hydraulik	96.000 €	25	0,0543	5.210 €/a
Pufferspeicher Heizhaus 40 m³	28.000 €	25	0,0543	1.520 €/a
Hackschnitzelkessel 350 kW	55.000 €	20	0,0641	3.528 €/a
Hackschnitzelkessel 180 kW	35.000 €	20	0,0641	2.245 €/a
Zubehör Hackschnitzelkessel / Montage	68.000 €	20	0,0641	4.362 €/a
Wärmenetz-Pumpen	16.000 €	15	0,0808	1.292 €/a
Hauptleitung Neubau, Duo DN 50 (ohne Tiefbau)	108.000 €	40	0,0398	4.302 €/a
Anschlussleitung Neubau, Duo DN 20 (ohne Tiefbau)	30.000 €	40	0,0398	1.195 €/a
Hauptleitung Bestand, Duo DN 63 (ohne Tiefbau)	78.000 €	40	0,0398	3.107 €/a
Anschlussleitung Bestand, Duo DN 25 (ohne Tiefbau)	44.000 €	40	0,0398	1.753 €/a
Hauptleitung Tiefbau Bestand	124.000 €	40	0,0398	4.940 €/a
Anschlussleitung Tiefbau Bestand	99.000 €	40	0,0398	3.944 €/a
Wärmeübergabestationen 79 Gebäude	474.000 €	20	0,0641	30.406 €/a
Baunebenkosten 15%	224.000 €	30	0,0478	10.702 €/a
Gesamtinvestitionen	1.719.000 €			
Abzüglich BEW-Zuschuss 40 %	-687.600 €	50	0,0353	-24.243 €/a
Gesamtinvestition abzüglich Zuschuss	1.031.400 €			
Summe der kapitalgebundenen Kosten (gerundet)				63.800 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten				
	Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Verbrauchgebundene Kosten Hackschnitzel	45.249 €/a	1,50	1,1444	51.800 €/a
Hilfsenergie Strom	7.369 €/a	2,50	1,2557	9.300 €/a
Summe der verbrauchsgebundenen Kosten	52.618 €/a			61.100 €/a
Betriebsgebundene Kosten				
	Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Kosten pro Jahr
Wartung, Instandhaltung, Hackschnitzelkessel	5.750 €/a	1,00	1,0934	6.300 €/a
Wartung, Instandsetzung, Heiztechnik	3.400 €/a	1,00	1,0934	3.700 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmenetz	1.620 €/a	1,00	1,0934	1.800 €/a
Wartung, Instandsetzung, Wärmeübergabestationen	14.220 €/a	1,00	1,0934	15.500 €/a
Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, ...)	7.475 €/a	1,00	1,0934	8.200 €/a
Summe der betriebsgebundenen Kosten	32.465 €/a			35.500 €/a
Jahresgesamtkosten netto	148.883 €/a			160.400 €/a
Jahreswärmebedarf Abnehmer	1.150 MWh/a			1.150 MWh/a
Wärmegestehungskosten netto	129 €/MWh		über 20 Jahre:	139 €/MWh

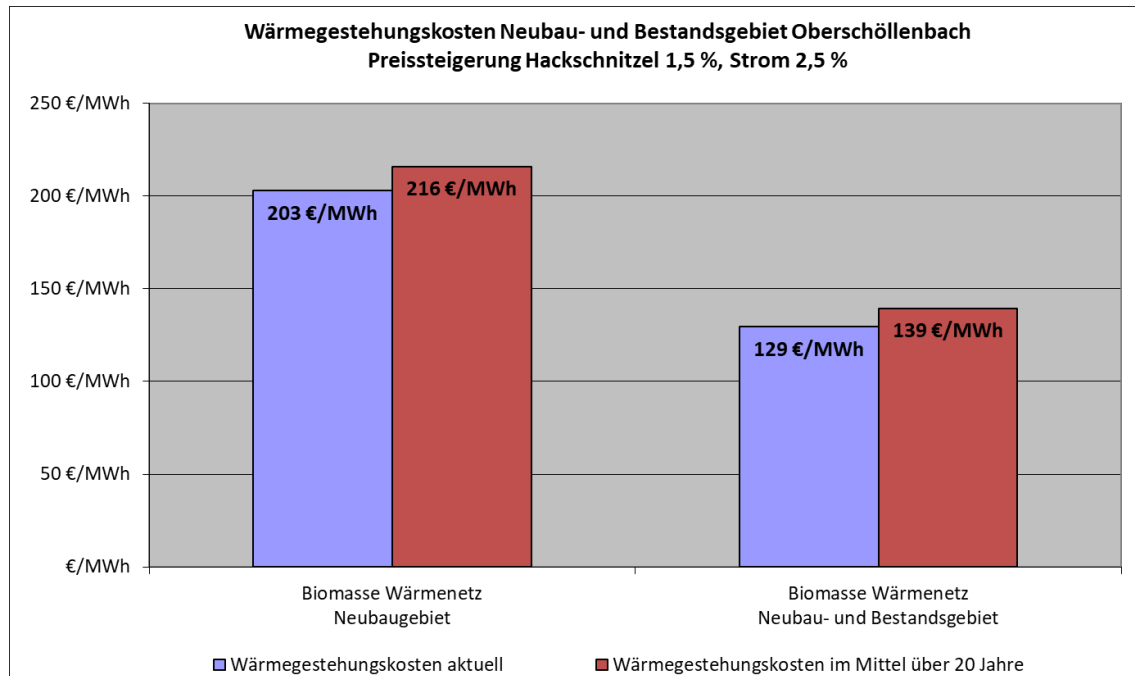
Die Gesamtinvestitionen abzüglich BEW-Zuschuss belaufen sich auf rund 1 Mio. €. Hieraus ergeben sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauer der Komponenten kapitalgebundene Kosten in Höhe von 63.800 €/a. Die aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten betragen rund 52.600 €. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von jährlich 1,5 % für die Hackschnitzel steigen diese in der 20-Jahresbetrachtung auf durchschnittlich 61.100 € pro Jahr. Die betriebsgebundenen Kosten für Wartung, Instandsetzung und sonstiges belaufen sich jährlich auf 32.500 bzw. 35.500 €.

Die Wärmegestehungskosten betragen aktuell 129 €/MWh, im 20-Jahresdurchschnitt ergeben sich 139 €/MWh.

9.6.7.2 Gegenüberstellung Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten reduzieren sich durch die Erweiterung des Wärmenetzes in das Bestandsgebiet um rund 35 % gegenüber der ausschließlichen Wärmeversorgung im Neubaugebiet.

Abbildung 110: Gegenüberstellung Wärmegestehungskosten Neubaugebiet / Neubau und Bestand



Fazit:

Durch die deutlich höhere Wärmeabnahme und Wärmebelegungsichte mit den Bestandsgebäuden erhöht sich die Wirtschaftlichkeit der zentralen Wärmeversorgung deutlich und sollte in der Form angestrebt werden.

Auch leistet der Umstieg bestehender Gebäude mit ihrem hohen Wärmebedarf auf erneuerbare Energieträger einen erheblichen Beitrag zur Wärmewende und zum Klimaschutz.

9.7 Wasserversorgung Pumpwerke - PV-Anlagen zur Stromeigennutzung

Die Wasserversorgung verursacht knapp 50 % am kommunalen Stromverbrauch im Markt Eckental. Im Folgenden werden Effizienzpotenziale insbesondere durch PV-Nutzung dargestellt. Am 30.05.2023 hatte für das Wasserwerk und die Pumpwerke im Gemeindegebiet eine Vorort-Begehung durch Herrn Weber vom Wasserzweckverband (WZV) und Herrn Stenglein von der Energieagentur Nordbayern (EAN) stattgefunden.

9.7.1 Stromverbrauch

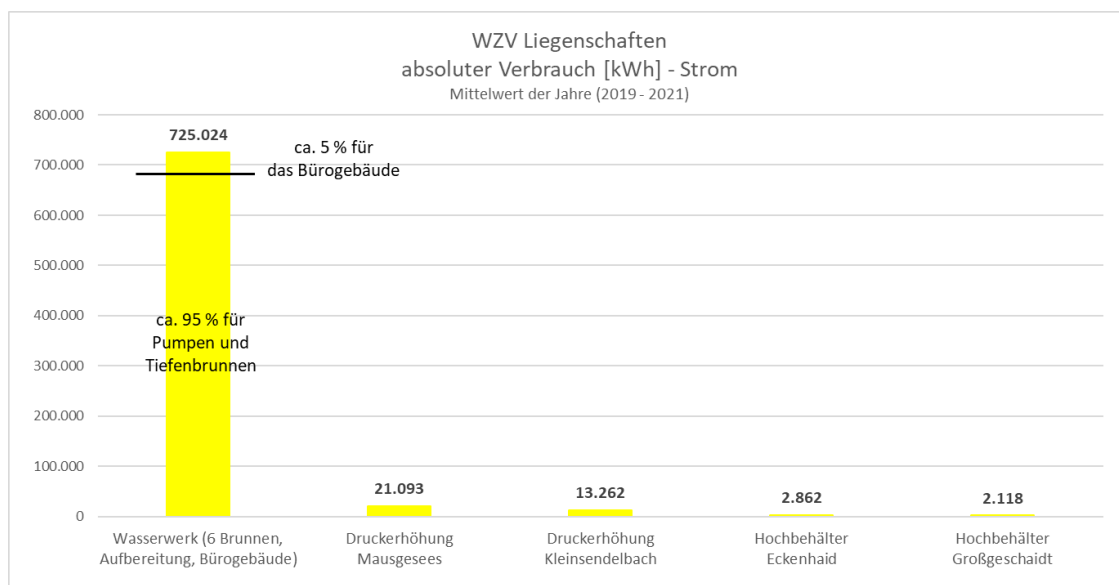
Die Stromverbräuche der Jahre 2019 bis 2021 wurden durch den Markt Eckental zur Verfügung gestellt.

Tabelle 3: Wasserzweckverband Stromverbrauch

Liegenschaften WZV	2.019	2.020	2.021	Mittelwert kWh/a
Wasserwerk (6 Brunnen, Aufbereitung, Bürogebäude)	728.239	744.503	702.329	725.024
Druckerhöhung Mausgesees	25.226	18.016	20.036	21.093
Druckerhöhung Kleinsendelbach	13.061	13.235	13.491	13.262
Hochbehälter Eckenhaid	2.849	2.032	3.704	2.862
Hochbehälter Großgeschaidt	2.370	1.855	2.129	2.118
WZV gesamt	771.745	779.641	741.689	764.358

95 % des Stromverbrauchs entfallen auf die 6 Brunnen und das Wasserwerk, mit weitem Abstand gefolgt von der Druckerhöhung in Mausgesees und in Kleinsendelbach. Die Hochbehälter sind als untergeordnete Stromverbraucher zu sehen.

Abbildung 111: Wasserzweckverband Stromverbrauch Mittelwert



Neben den Pumpen im Wasserwerk selbst laufen auch die 6 Tiefenbrunnen über den Stromzähler im Wasserwerk. Anhand der zur Verfügung gestellten Pumpen/Brunnendaten benötigen diese mindestens 95 % des gesamt gemessenen Stromverbrauchs.

9.7.2 Wasserwerk

Abbildung 112: Zufahrt Aufbereitung und Bürogebäude



Standort Wasserwerk 1, Nähe Fliederstr. 14

Abbildung 113: Gebäude Aufbereitung



Die Dächer der Aufbereitung sind ca. 30 – 40 Jahre alt und mit Betonziegeln eingedeckt.

Abbildung 114: Bürogebäude

Bei dem Dach des Bürogebäudes gibt es derzeit ein Problem mit Ungeziefer. Aus diesem Grund wird dieses Dach neu aufgebaut werden müssen.

Abbildung 115: Bürogebäude

In der Styropordämmung hat sich einiges eingenistet.

Abbildung 116: Wasser-Wasser-Wärmepumpe

Ursprünglich sollte die Beheizung des Bürogebäudes über eine Wärmepumpe erfolgen. Dafür wurde in der Trinkwasserzuleitung ein Wärmetauscher verbaut, der die Grundwärme für die WP liefern sollte. Aus hygienischen Gründen musste das System stillgelegt werden.

Abbildung 117: Wasser-Wasser-Wärmepumpe

Da die Wärmepumpe stillgelegt wurde, erfolgt die „Ersatzbeheizung“ mittels Heizstäben (2 x 6 kW).

Abbildung 118: Regelung Fußbodenheizung

Ein Großteil des Bürogebäudes wird über Fußbodenheizung mit Einzelraumregelung beheizt.

Abbildung 119: Pumpen in der Aufbereitungsanlage

Die Pumpen sind neuerer Generation und bereits mit Frequenzumrichtern ausgestattet. Die Anschlussleistung der Pumpen liegt zwischen 40 kW und 55 kW.

Abbildung 120: Kompressor

Es sind 2 x Kompressor /Belüfter Baujahr 2016 mit einer Leistung von 5,5 kW im Einsatz.

Abbildung 121: Notstromaggregat

Das Notstromaggregat wird alle 6 Monate testweise in Betrieb genommen.

Abbildung 122: Pumpen

Der Betrieb der Großverbraucher wird einzeln überwacht und erfasst.

Handlungsempfehlung:

Der Bau von Photovoltaikanlagen sollte kurzfristig erfolgen. Davor müssen allerdings die Dächer neu gedeckt werden.

Die jetzige Wasser-Wasser-Wärmepumpe sollte durch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe ersetzt werden. Dabei könnte die eigentliche Wärmepumpe wieder auf den Dachboden gestellt werden und an der Außenfassade ein Splitt-Wärmetauscher installiert werden. Der Stromverbrauch für die Zentralheizung wäre somit nur noch 1/3 so hoch.

9.7.2.1 PV-Anlage Wasserwerk

Für das Wasserwerk werden zwei unterschiedliche PV-Anlagengrößen simuliert und gegenübergestellt:

- Variante 1: Eine Vollbelegung der geeigneten Dächer
- Variante 2: Anlagenoptimierung hinsichtlich Verschattung

Rahmenbedingungen:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Im EEG wird die Höhe der Vergütung für den eingespeisten Strom festgelegt. Seit dem EEG 2023 wird zwischen Teil- und Volleinspeisung unterschieden. Bei Gebäuden mit hoher Stromeigennutzung ist die Teileinspeisung die richtige Wahl.

Tabelle 34: EEG Einspeisevergütung

Leistungsanteil ²		Anzulegender Wert	Fester Vergütungssatz ³	Aufschlag	Anzulegender Wert	Fester Vergütungssatz ³
größer	bis einschl.	Teileinspeisung	Teileinspeisung	Volleinspeisung	Volleinspeisung	Volleinspeisung
0 kW	10 kW	8,6 ct/kWh	8,2 ct/kWh	4,8 ct/kWh	13,4 ct/kWh	13,0 ct/kWh
10 kW	40 kW	7,5 ct/kWh	7,1 ct/kWh	3,8 ct/kWh	11,3 ct/kWh	10,9 ct/kWh
40 kW	100 kW	6,2 ct/kWh	5,8 ct/kWh	5,1 ct/kWh	11,3 ct/kWh	10,9 ct/kWh
100 kW	400 kW	6,2 ct/kWh		3,2 ct/kWh	9,4 ct/kWh	
400 kW	1.000 kW	6,2 ct/kWh		1,9 ct/kWh	8,1 ct/kWh	

² Vergütung der Strommengen leistungsanteilig gemäß §23c EEG 2023: Für den jeweiligen Leistungsanteil der Anlage wird die entsprechende Vergütung angewandt.

³ Anzuwenden ist bei Direktvermarktung (Marktprämienmodell) der anzulegende Wert, bei Anlagen bis 100 kW ohne Direktvermarktung der feste Vergütungssatz. Anlagen über 100 kW müssen zwingend in die Direktvermarktung.

- Grundlegende Parameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Simulation erfolgte mit der Software „Valentin PV*SOL Premium“.

Die Ergebnisse von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen hängen zu einem großen Teil von der Definition der Ausgangsparameter ab. Bei einer Betrachtung über einen Zeitraum von 20+1 Jahren handelt es sich naturgemäß immer um Abschätzungen. Inwieweit sich diese mit der zukünftigen Entwicklung decken, muss sich erst noch zeigen. Deshalb sind Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen immer unter einem gewissen Vorbehalt zu sehen.

Tabelle 35: Parameter der Anlagensimulation

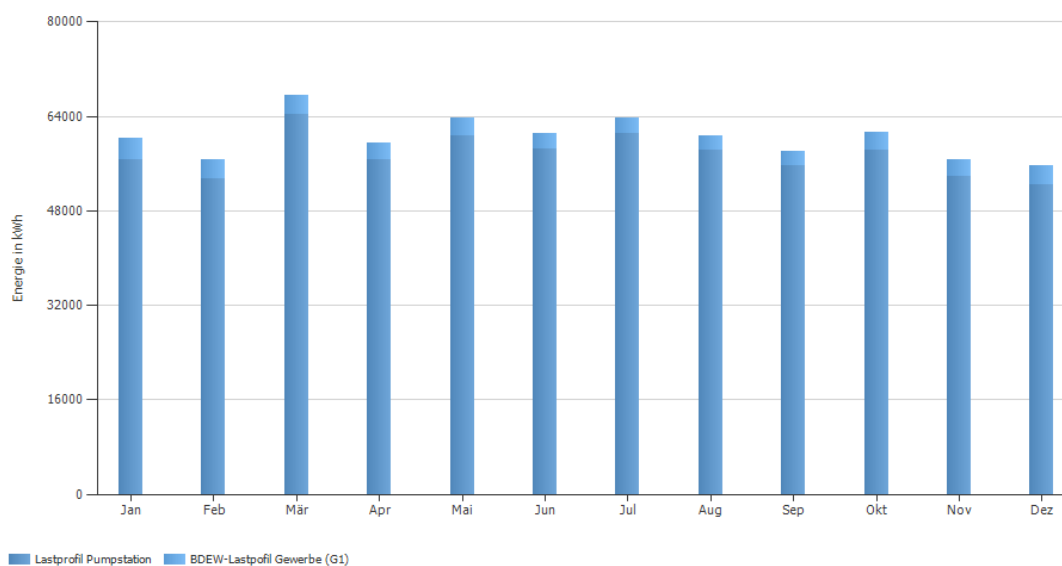
Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	
Arbeitspreis Strom Netzbezug	37,5 ct/kWh
Preissteigerung Strom	1 % p.a.
Jährliche Kosten (Betriebskosten)	1-2 % der Investitionen
kalkulierte Moduldegradation	85% Mindestleistung nach 25 Jahren

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird ohne Inanspruchnahme eines Kredites berechnet (100% Eigenkapital). Die Preissteigerung für den ersetzten Strom wird eher defensiv mit jährlich 1% berechnet. Die jährlichen Betriebskosten werden mit 1 bis % der Investitionen beziffert. Somit sind anfallende Kosten wie Wartung, Messstellenbetrieb, das Ersetzen defekter Anlagenteile o.ä., über die Nutzungsdauer ansatzweise einkalkuliert.

- Stromverbrauch Wasserwerk

Für das Wasserwerk wird der mittlere Stromverbrauch von 725.000 kWh/a angesetzt. Dies entspricht aktuell Stromkosten von jährlich 271.875 €. Nach der aktuellen Stromabrechnung vom Mai 2023 entfallen 23 % auf HT-Strom (tagsüber) und 77 % auf NT-Strom.

Da laut Datenerhebung keine Lastgangmessung stattfindet, werden für die Simulation Standard Lastgänge hinterlegt. Für das Bürogebäude (5 % des Stromverbrauchs) der Lastgang Gewerbe „G1 BDEW“, Stromverbrauch überwiegend tagsüber. Für die Pumpen und Tiefenbrunnen (95 % des Stromverbrauchs) der gemessene Lastgang eines realen Pumpwerkes. Hieraus ergibt sich folgender Stromverbrauch im Monatsverlauf:

Abbildung 123: Stromverbrauch im Monatsverlauf

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Um mit dem exakten Lastgang des Wasserwerkes zu simulieren, müsste vor Ort eine Lastgangmessung erfolgen.

Variante 1: PV-Anlage 70 kWp

Die Variante 1 ist eine Vollbelegung der geeigneten Südost und Südwest Dächer. Bei insgesamt 163 Modulen ergibt sich eine PV-Generatorfläche von knapp 340 m² mit einer Leistung von 70 kWp.

Abbildung 124: Dachbelegung Wasserwerk Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Anlage kann jährlich rund 65.350 kWh Strom erzeugen. Bei einer Ertragsminderung durch Abschattung von 11,7 % erreicht die Anlage einen spezifischen Jahresertrag von 931 kWh/kWp.

Abbildung 125: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	70,09 kWp
Spez. Jahresertrag	931,17 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	84,36 %
Ertragsminderung durch Abschattung	11,7 %

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	65.346 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	62.237 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	3.109 kWh/Jahr

Eigenverbrauchsanteil	95,2 %
-----------------------	--------

Vermiedene CO ₂ -Emissionen	30.675 kg/Jahr
--	----------------

PV-Generatorenergie (AC-Netz)



■ Eigenverbrauch
■ Abregelung am Einspeisepunkt
■ Netzeinspeisung

Verbraucher

Verbraucher	725.000 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	80 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	725.080 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	62.237 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	662.843 kWh/Jahr

Solarer Deckungsanteil	8,6 %
------------------------	-------

Gesamtverbrauch



■ gedeckt durch PV
■ gedeckt durch Netz

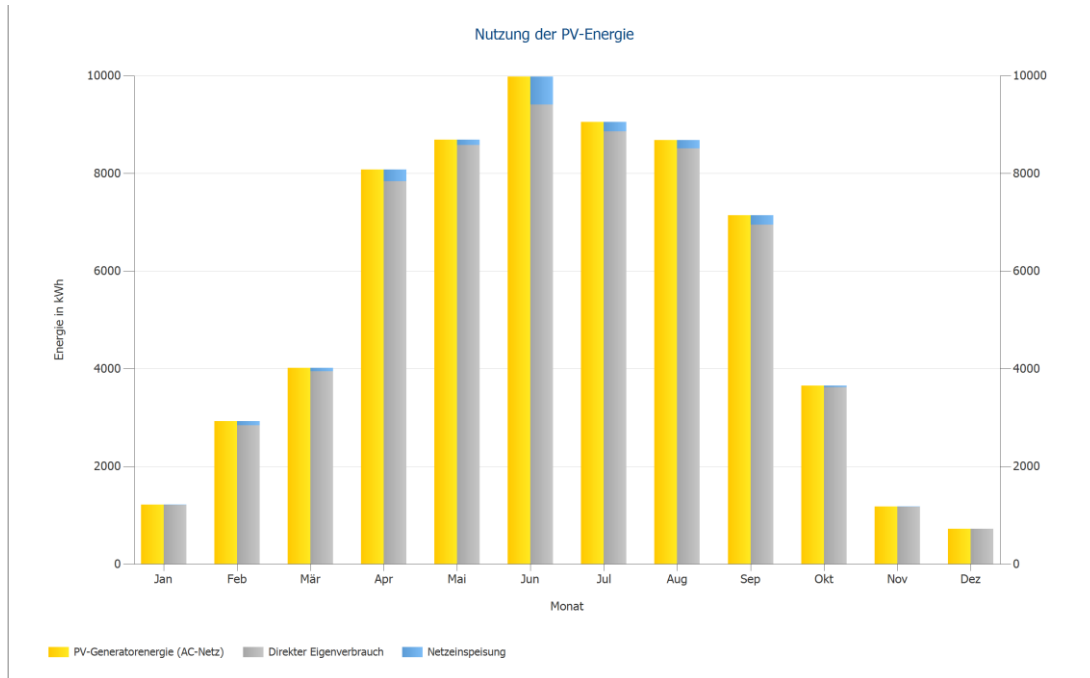
Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommen Lastprofil wird 95 % des erzeugten Stroms direkt im Wasserwerk verbraucht (direkter Eigenverbrauch), dies entspricht Stromvermeidungskosten von derzeit 23.340 €.

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Wasserwerk beträgt knapp 9 % (Autarkiegrad). D.h.: Die Anlage könnte auch noch größer sein, die anderen Dächer sind jedoch von der Ausrichtung her ungeeignet.

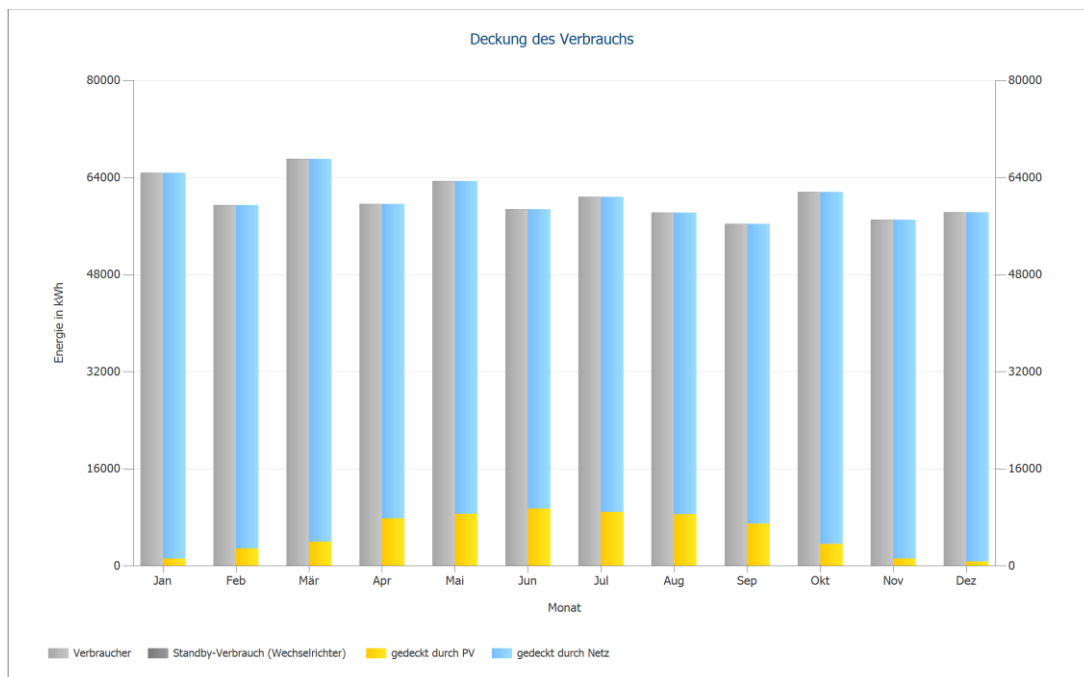
Folgende Abbildungen zeigen die simulierten Monatswerte für die 70 kWp Anlage:

Abbildung 126: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Abbildung 127: Deckung des Stromverbrauchs im Wasserwerk Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 128: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	3.101 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	70,1 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	22,88 %
Kumulierter Cashflow	342.181,45 €
Amortisationsdauer	4,5 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0981 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.400,00 €/kWp
Investitionskosten	98.126,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	981,26 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	207,74 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	23.247,61 €/Jahr

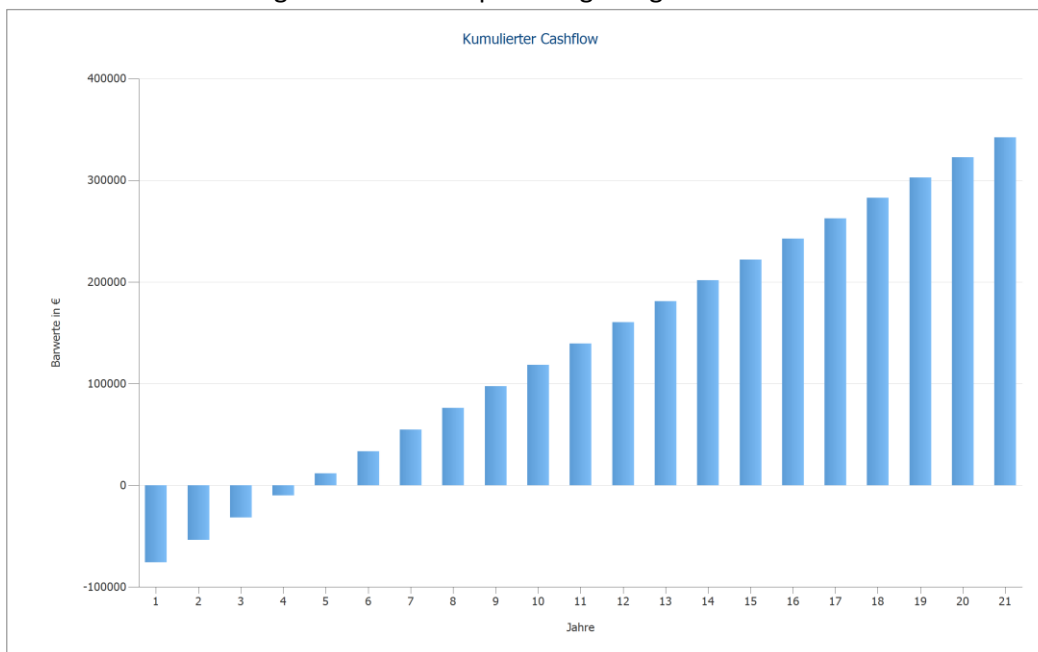
EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	01.01.2024 - 31.12.2044
Spezifische Einspeisevergütung	0,067 €/kWh
Einspeisevergütung	207,737 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

Der jährlich dargestellte Barwert ergibt sich aus den Gesamtinvestitionen zu Beginn sowie der jährlichen Betriebskosten abzüglich der Einspeisevergütung und der vermiedenen Strombezugskosten.



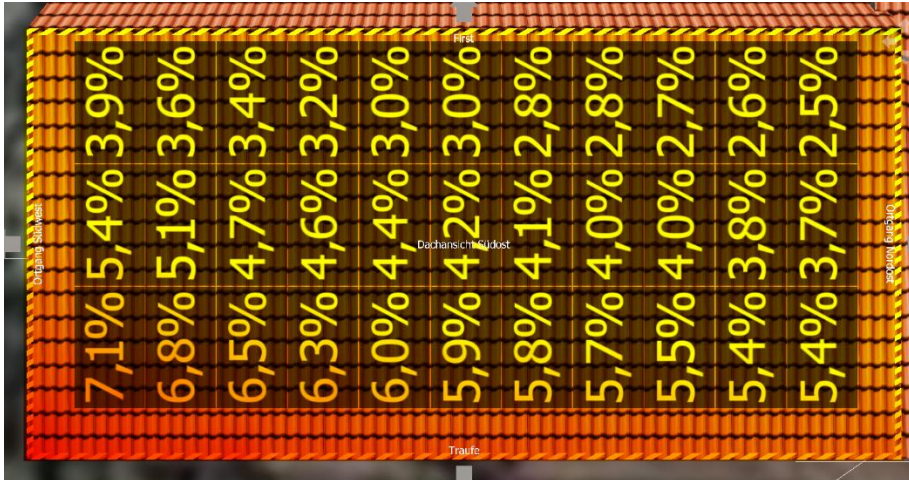
Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von 98.000 € (netto) für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) in Höhe von rund 340.000 €. Die Anlage amortisiert sich nach 4,5 Jahren.

Variante 2: PV-Anlage 50 kWp

Die Variante 2 wird hinsichtlich der Verschattungsanalyse optimiert. Hier am Beispiel des Südost Daches wird die unterste Reihe mit den höchsten Verschattungseinbußen entfernt.

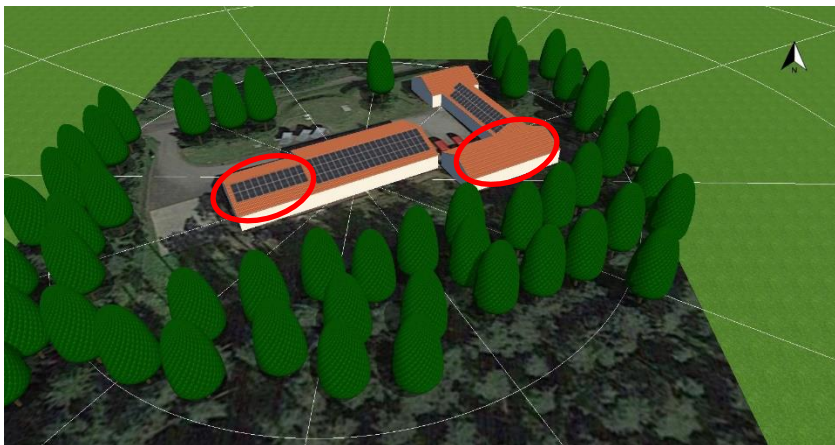
Abbildung 129: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Das Südost Dach, mit der höchsten Verschattung (rechts) bleibt komplett unbelegt. Die Belegung reduziert sich dadurch auf 115 Modul mit einer PV-Generatorfläche von knapp 240 m² und einer Leistung von 50 kWp.

Abbildung 130: Dachbelegung Wasserwerk Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Anlage kann jährlich rund 47.500 kWh Strom erzeugen. Die Ertragsminderung durch Abschattung reduziert sich von 11,7 % auf 8,5 %. Die Anlage erreicht einen spezifischen Jahresertrag von 960 kWh/kWp.

Abbildung 131: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	49,45 kWp
Spez. Jahresertrag	959,70 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,28 %
Ertragsminderung durch Abschattung	8,5 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	47.509 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	46.031 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	1.478 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	96,9 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	22.305 kg/Jahr

PV-Generatorenergie (AC-Netz)



■ Eigenverbrauch
■ Abregelung am Einspeisepunkt
■ Netzeinspeisung

Verbraucher

Verbraucher	725.000 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	51 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	725.051 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	46.031 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	679.021 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	6,3 %

Gesamtverbrauch



■ gedeckt durch PV
■ gedeckt durch Netz

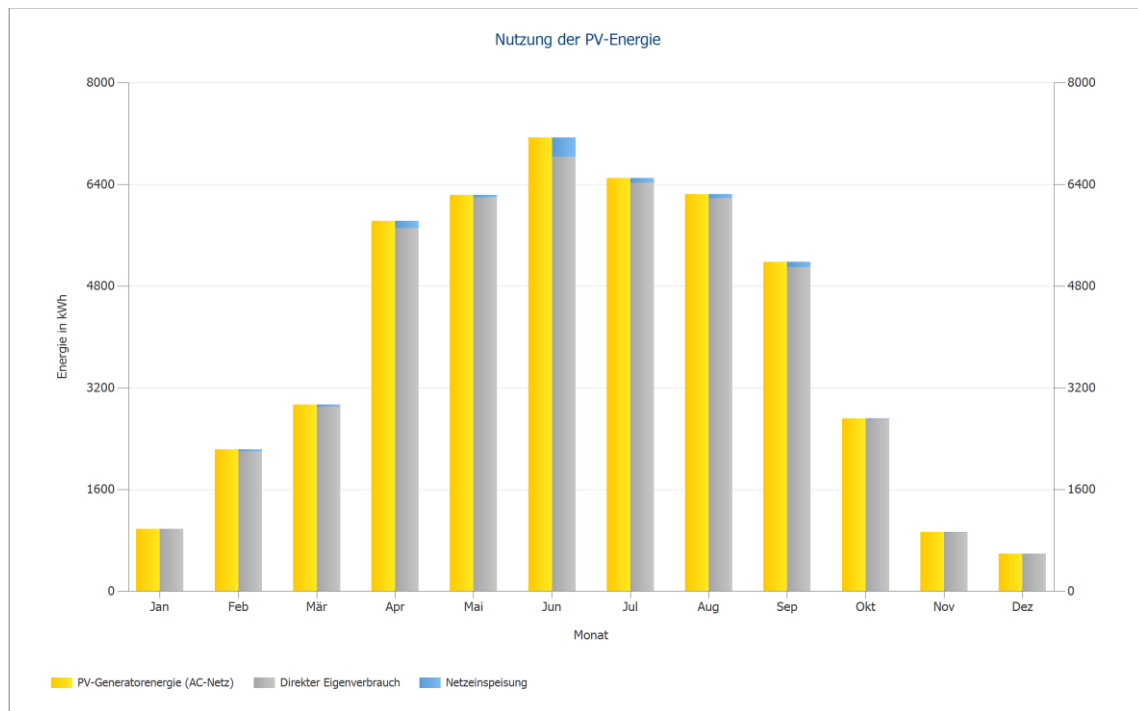
Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommenen Lastprofil wird 97 % des erzeugten Stroms direkt im Wasserwerk verbraucht (direkter Eigenverbrauch), dies entspricht Stromvermeidungskosten von derzeit 17.260 €.

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs im Wasserwerk beträgt 6,3 % (Autarkiegrad).

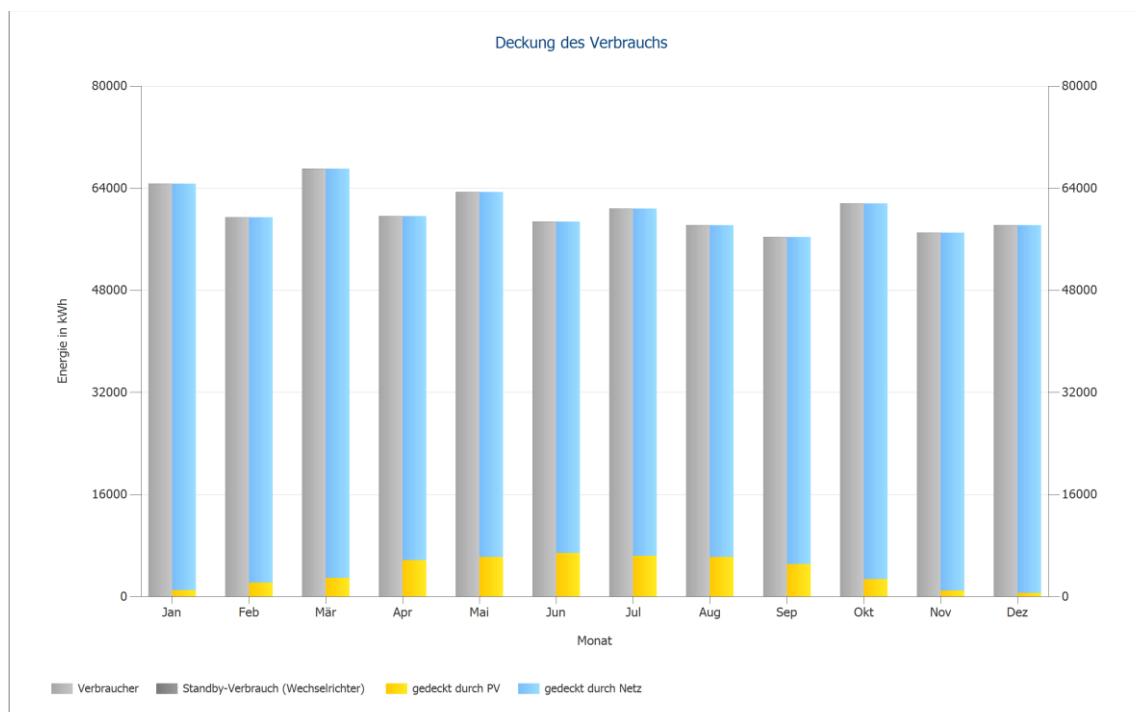
Folgende Abbildungen zeigen die simulierten Monatswerte für die 50 kWp Anlage:

Abbildung 132: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Abbildung 133: Deckung des Stromverbrauchs im Wasserwerk Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 134: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 2

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	1.475 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	49,4 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	20,74 %
Kumulierter Cashflow	244.126,08 €
Amortisationsdauer	4,9 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1087 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.600,00 €/kWp
Investitionskosten	79.120,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	791,20 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

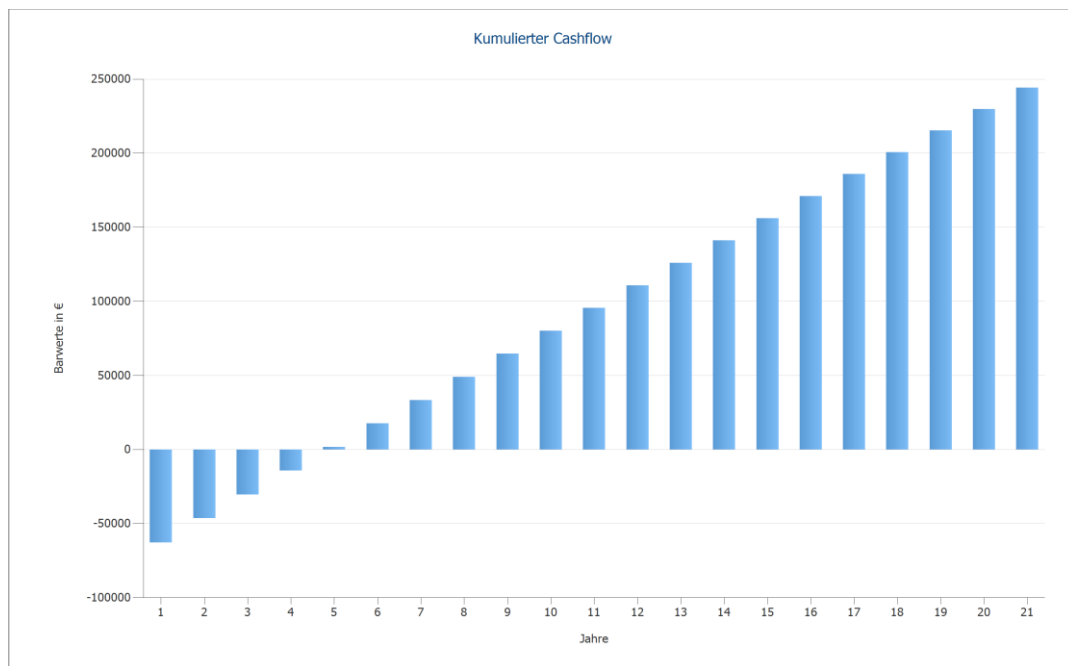
Gesamtvergütung im ersten Jahr	104,31 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	17.197,01 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	13.07.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0707 €/kWh
Einspeisevergütung	104,3123 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

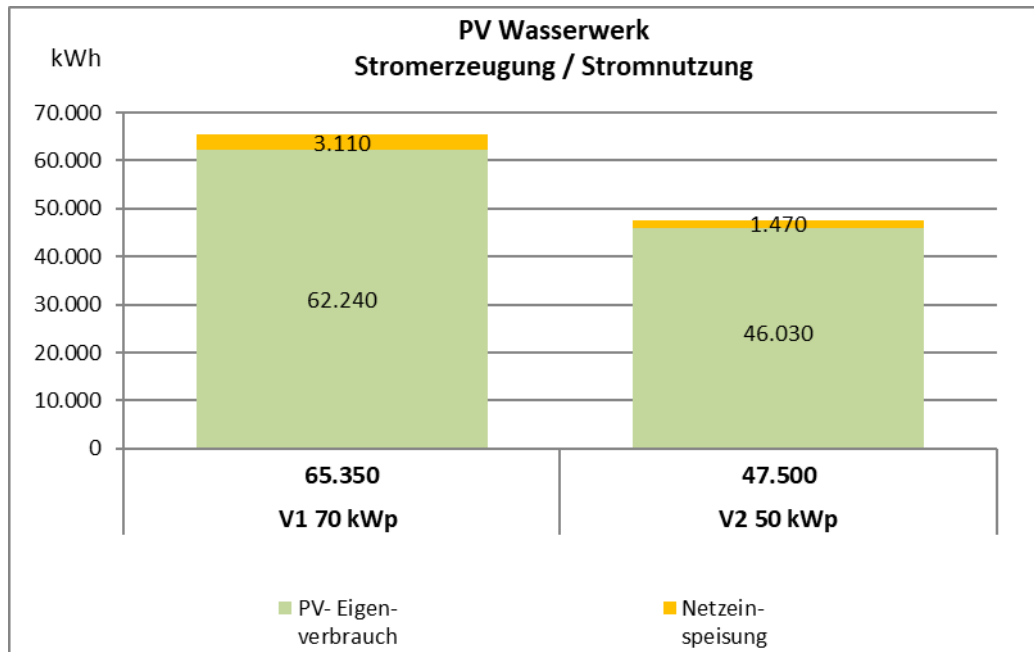


Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von 79.000 € (netto) für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) in Höhe von rund 245.000 €. Die Anlage amortisiert sich nach 4,9 Jahren.

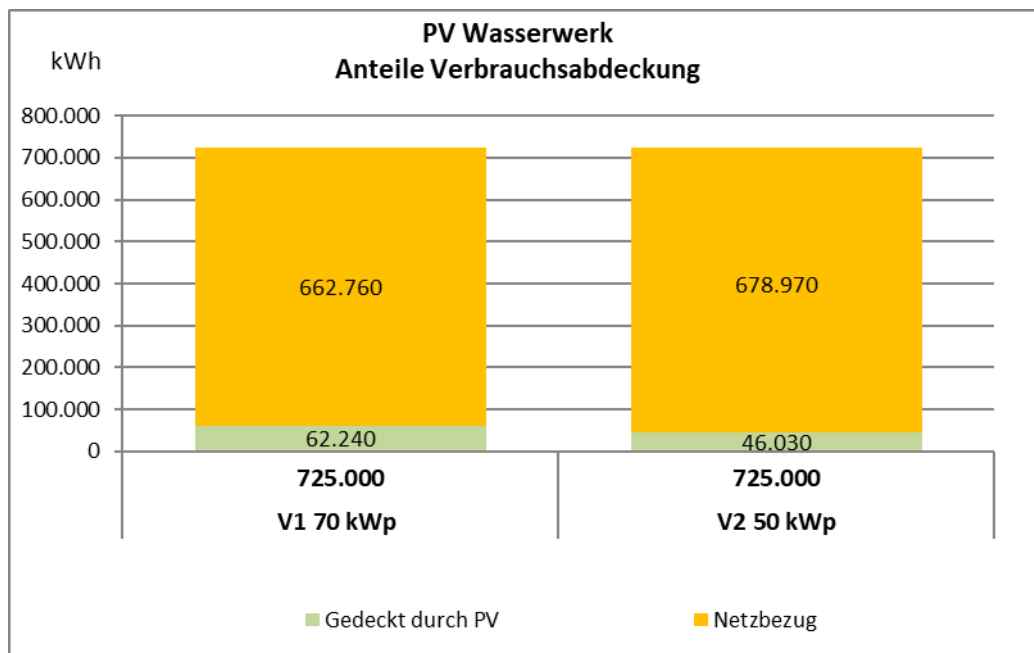
Variantenvergleich

Abbildung 135: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung



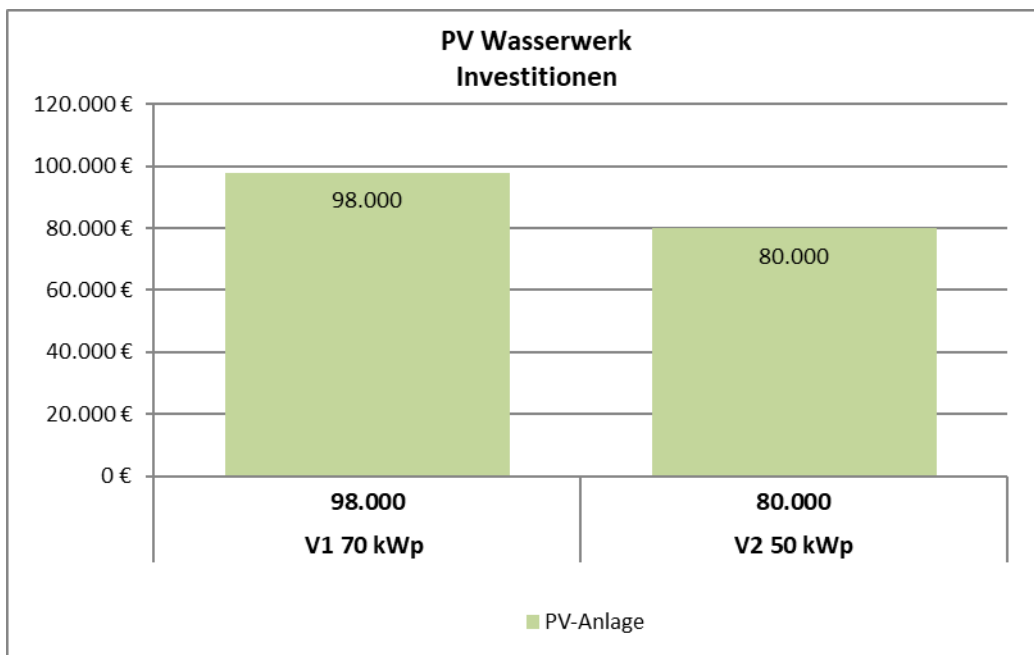
Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt im Wasserwerk genutzt. Dies ist auch plausibel, da der HT-Strom (Tagesnutzung) pro Jahr rund 170.000 kWh beträgt (Hochrechnung aus Stromabrechnung Mai 2023 mit Abgleich Mittelwert 2019-2021). Eine Lastgangmessung vor Ort könnte das Ergebnis konkretisieren.

Abbildung 136: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung



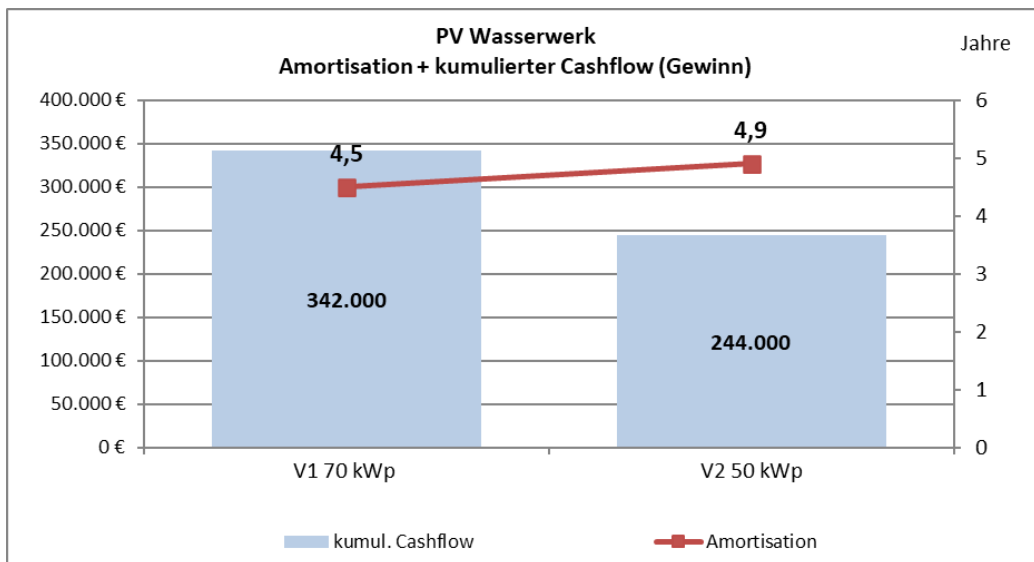
Am gesamten Stromverbrauch werden im Wasserwerk 9 % bei Variante 1 und 6 % bei Variante 2 durch die PV-Anlage gedeckt.

Abbildung 137: Variantenvergleich Investitionen



Die größere Anlage hat spezifische Investitionen von ca. 1.400 €/kWp, bei der kleineren Anlage sind es in etwa 1.600 €/kWp.

Abbildung 138: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit



Beide Anlagen sind aufgrund der Stromeigennutzung/Reduktion Stromeinkauf sehr wirtschaftlich.

Trotz der höheren Verschattungsverluste erwirtschaftet die größere Anlage nach 20 Jahren einen deutlich höheren Gewinn.

9.7.3 Druckerhöhung bei Mausgesees

Abbildung 139: Gebäude Druckerhöhung Mausgesees



Das Gebäude liegt unverschattet an der St2236.

Abbildung 140: Pumpen Druckerhöhung Mausgesees



Die zwei „Hauptpumpen“ sind Baujahr 1992 mit einer Leistung von je 8,6 kW und einer jährlichen Laufzeit von knapp über 700 h. Die Löschwasser-Pumpe von 1980 (18,5 kW) hat eine Laufzeit von 21 h/a, die Kompressor-Pumpe von 1995 lediglich 3 h/a.

Abbildung 141: Pumpen Druckerhöhung Mausgesees

Zur Effizienzsteigerung wurden für die Pumpen nachträglich Frequenzumrichter installiert.

Handlungsempfehlung:

Die Pumpen haben eine relativ geringe Leistung und Laufzeit. Ein Pumpentausch wird hier nicht wirtschaftlich sein.

Der Bau einer Photovoltaikanlage kann wie beim Wasserwerk die Strombezugskosten deutlich reduzieren.

9.7.3.1 PV-Anlage Druckerhöhung Mausgesees

Für die Druckerhöhung Mausgesees werden zwei unterschiedliche PV-Anlagengrößen simuliert und gegenübergestellt:

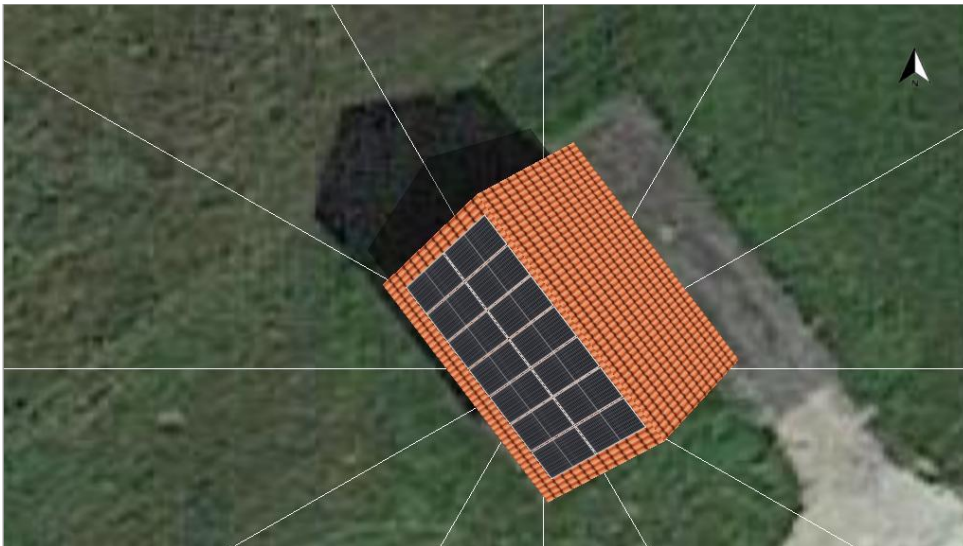
- Variante 1: 6 kWp, Südwest Dach
- Variante 2: 12 kWp, Südwest und Nordost Dach

Es gelten die gleichen Rahmenbedingungen wie beim Wasserwerk.

Variante 1: PV-Anlage 6 kWp

Bei Variante 1 Südwest Dach mit 14 PV-Modulen belegt mit insgesamt 6 kWp belegt.

Abbildung 142: Dachbelegung Mausgesees Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

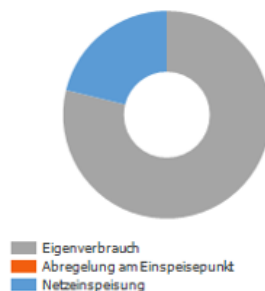
Die PV-Anlage kann jährlich rund 6.200 kWh Strom erzeugen, dies entspricht einem spezifischen Jahresertrag von 1.027 kWh/kWp.

Abbildung 143: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	6,02 kWp
Spez. Jahresertrag	1.026,95 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	91,52 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	6.200 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	4.887 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	1.313 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	78,8 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.906 kg/Jahr

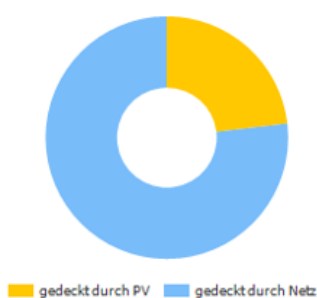
PV-Generatorenergie (AC-Netz)



Verbraucher

Verbraucher	21.100 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	18 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	21.118 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	4.887 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	16.231 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	23,1 %

Gesamtverbrauch



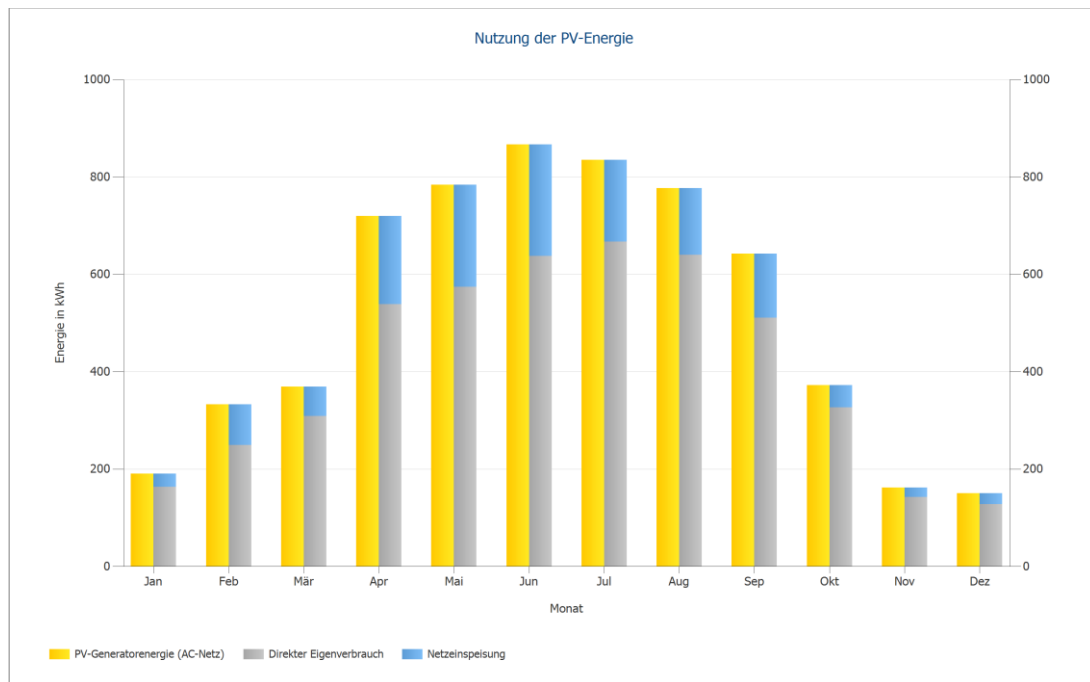
Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommenen Lastprofil wird knapp 80 % des erzeugten Stroms direkt in der Druckerhöhung verbraucht (direkter Eigenverbrauch).

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs beträgt 23 % (Autarkiegrad).

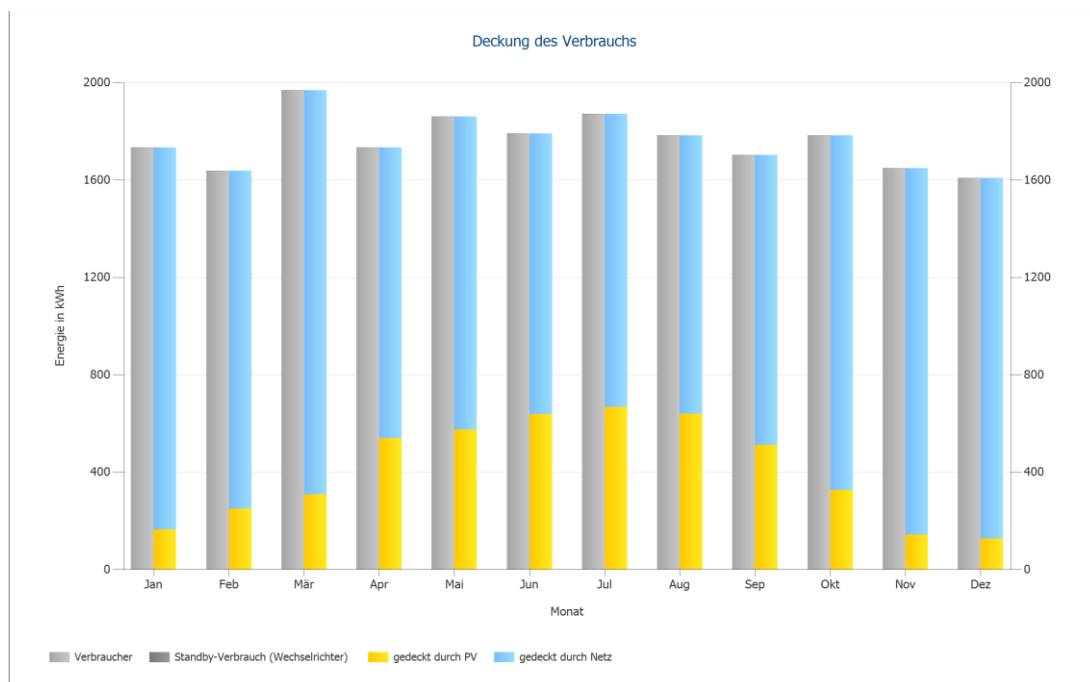
Folgende Abbildungen zeigen die simulierten Monatswerte für die 6 kWp Anlage:

Abbildung 144: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Abbildung 145: Deckung des Stromverbrauchs in der Druckerhöhung Variante 1



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 146: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	1.309 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	6 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	20.07.2023
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	12,21 %
Kumulierter Cashflow	19.901,82 €
Amortisationsdauer	7,8 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1535 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	2.100,00 €/kWp
Investitionskosten	12.642,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	252,84 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	107,34 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	1.821,13 €/Jahr

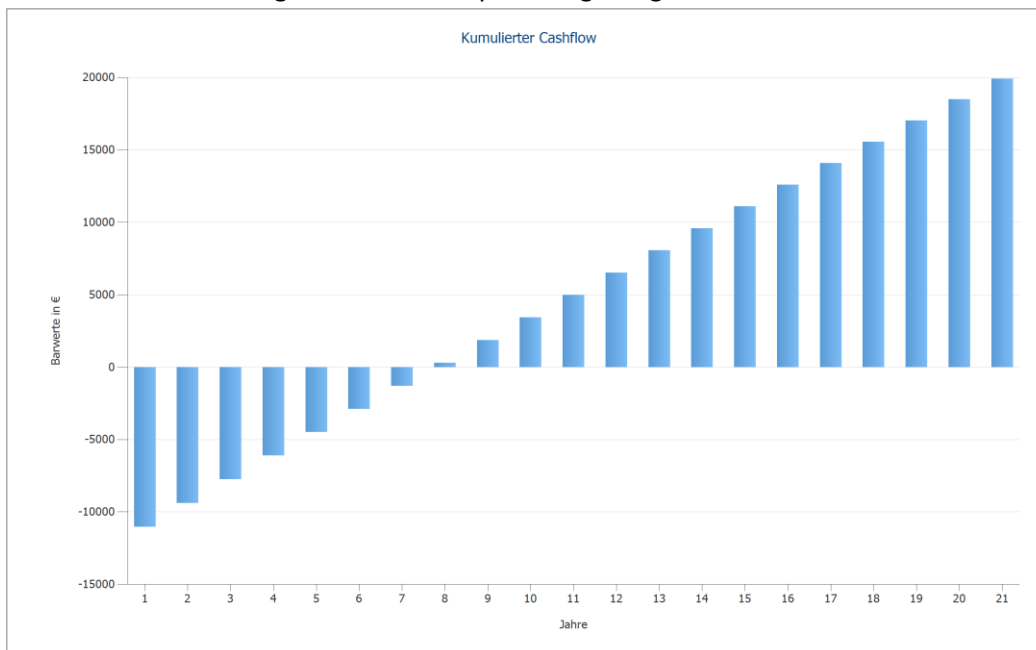
EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	20.07.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,082 €/kWh
Einspeisevergütung	107,3386 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

Der jährlich dargestellte Barwert ergibt sich aus den Gesamtinvestitionen zu Beginn sowie der jährlichen Betriebskosten abzüglich der Einspeisevergütung und der vermiedenen Strombezugskosten.



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von rund 13.000 € (netto) für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) in Höhe von knapp 20.000 €. Die Anlage amortisiert sich nach 7,8 Jahren.

Variante 2: PV-Anlage 12 kWp

Bei Variante 2 wird auch das Nordost Dach mit 6 kWp belegt. Die Dachausrichtung ist zwar nicht optimal geeignet, kann aber trotzdem einen Beitrag zur PV-Eigenstromnutzung in den frühen Vormittagsstunden leisten.

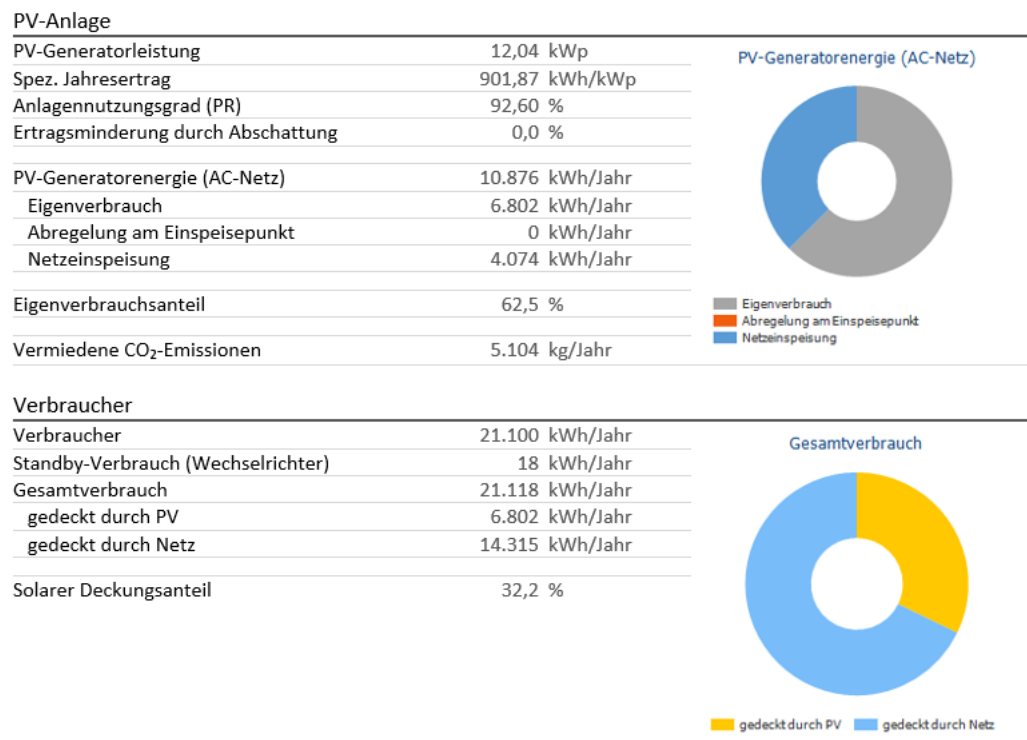
Abbildung 147: Dachbelegung Mausgesees Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Anlage kann jährlich knapp 10.900 kWh Strom erzeugen. Dies entspricht einem spezifischen Jahresertrag von 902 kWh/kWp, 125 kWh/kWp weniger als Variante 1.

Abbildung 148: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2

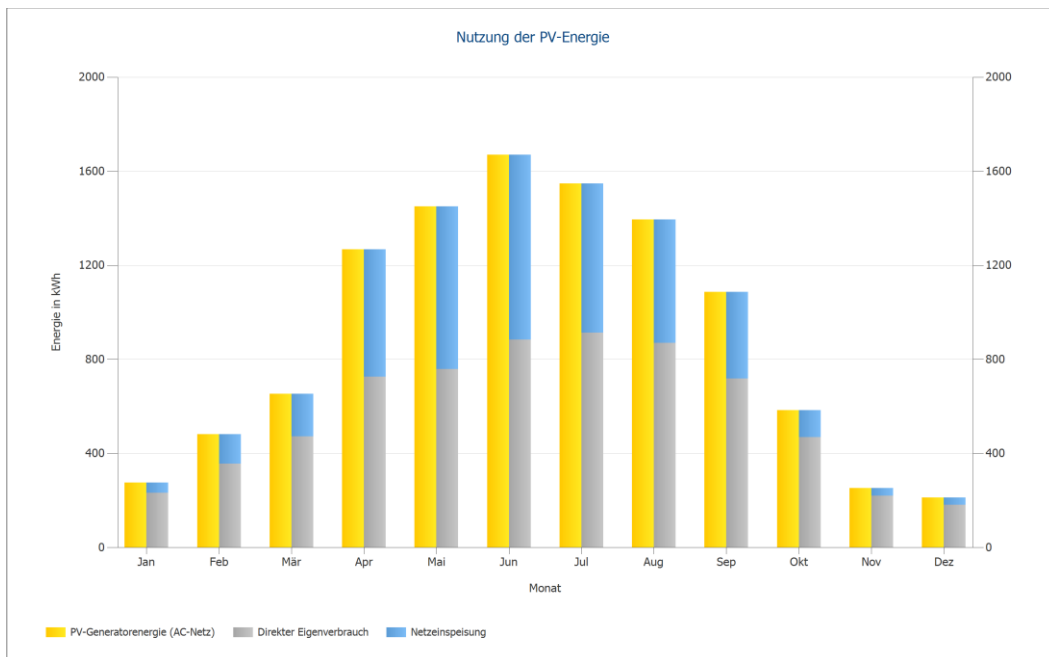


Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommenen Lastprofil wird 63 % des erzeugten Stroms direkt in der Druckerhöhung verbraucht (direkter Eigenverbrauch). Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs (Autarkiegrad) in der Druckerhöhung steigt auf 32 %, dies sind 9 % mehr als bei Variante 1.

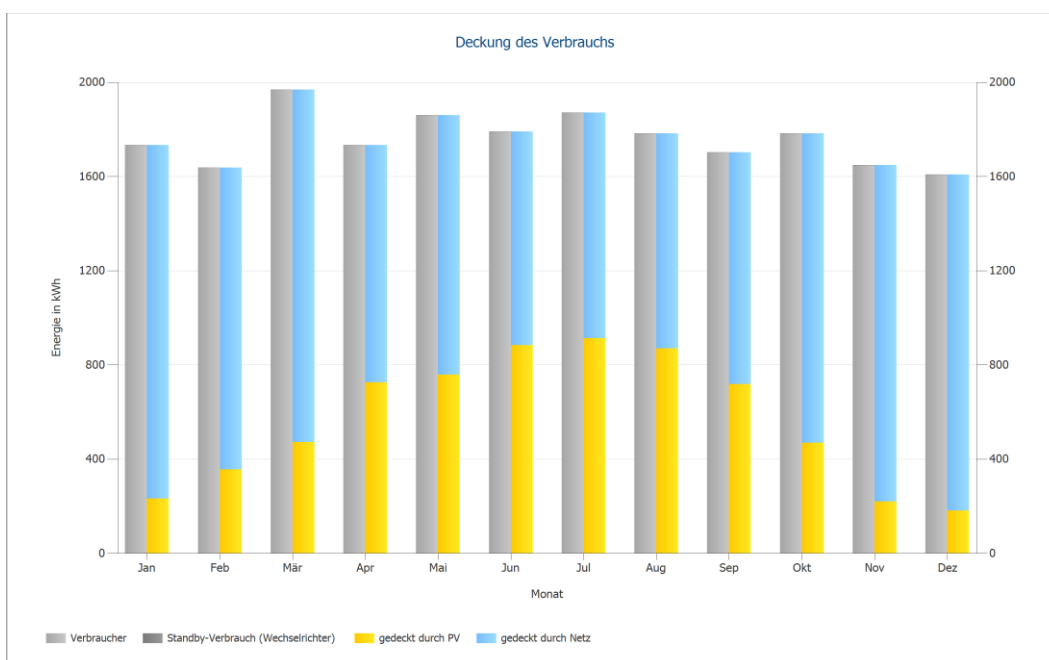
Folgende Abbildungen zeigen die simulierten Monatswerte für die 12 kWp Anlage:

Abbildung 149: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Abbildung 150: Deckung des Stromverbrauchs in der Druckerhöhung Variante 2



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 151: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 2

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	4.062 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	12 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	20.07.2023
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	8,76 %
Kumulierter Cashflow	23.346,40 €
Amortisationsdauer	10,0 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1582 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1.900,00 €/kWp
Investitionskosten	22.876,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	457,52 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	325,48 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	2.537,52 €/Jahr

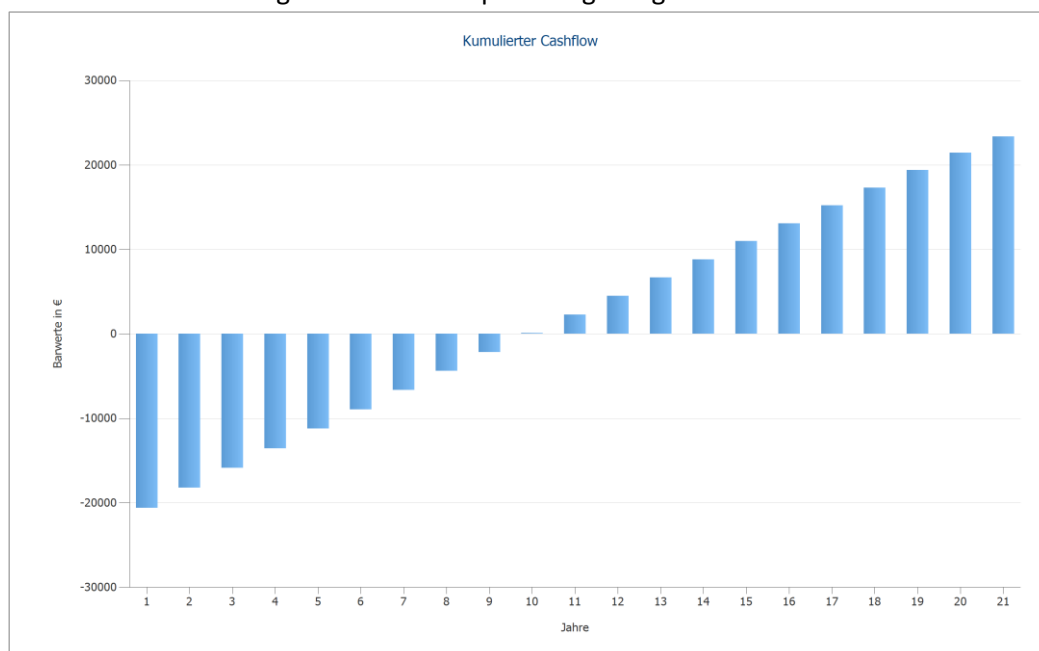
EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	20.07.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,0801 €/kWh
Einspeisevergütung	325,4849 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

Der jährlich dargestellte Barwert ergibt sich aus den Gesamtinvestitionen zu Beginn sowie der jährlichen Betriebskosten abzüglich der Einspeisevergütung und der vermiedenen Strombezugskosten.

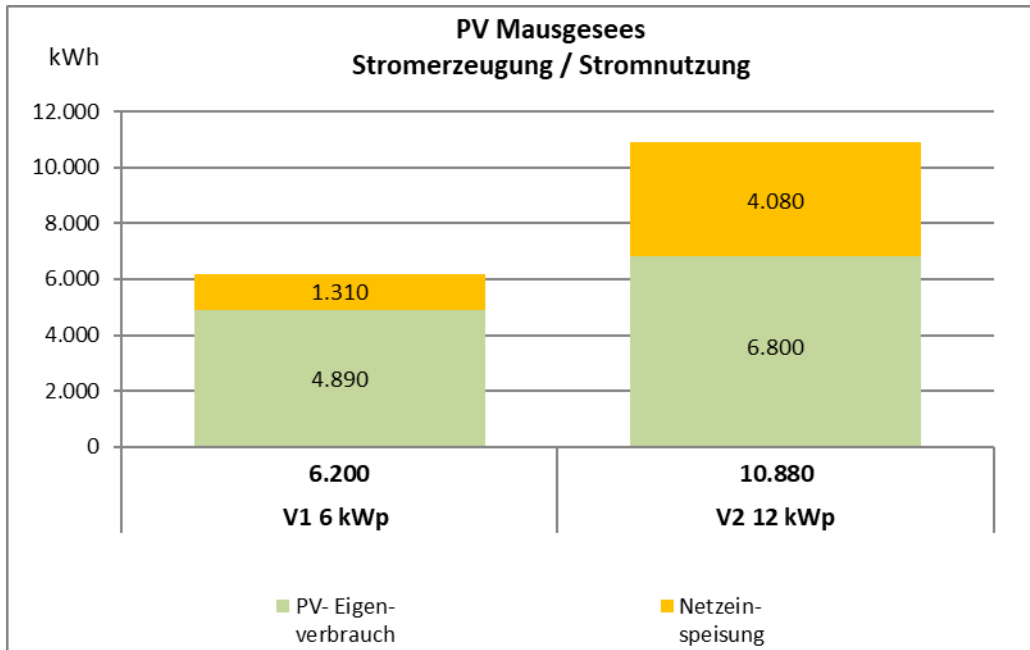


Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von rund 23.000 € (netto) für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren ein kumulierter Cashflow (Gewinn) in Höhe von knapp 23.000 €. Die Anlage amortisiert sich nach 10 Jahren.

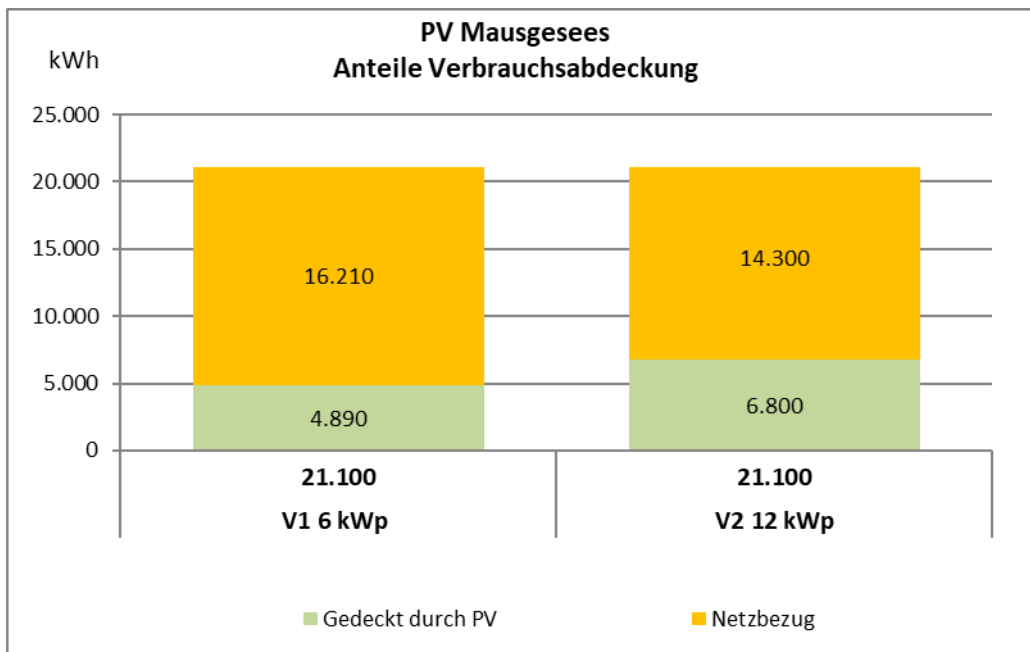
Variantenvergleich

Abbildung 152: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung



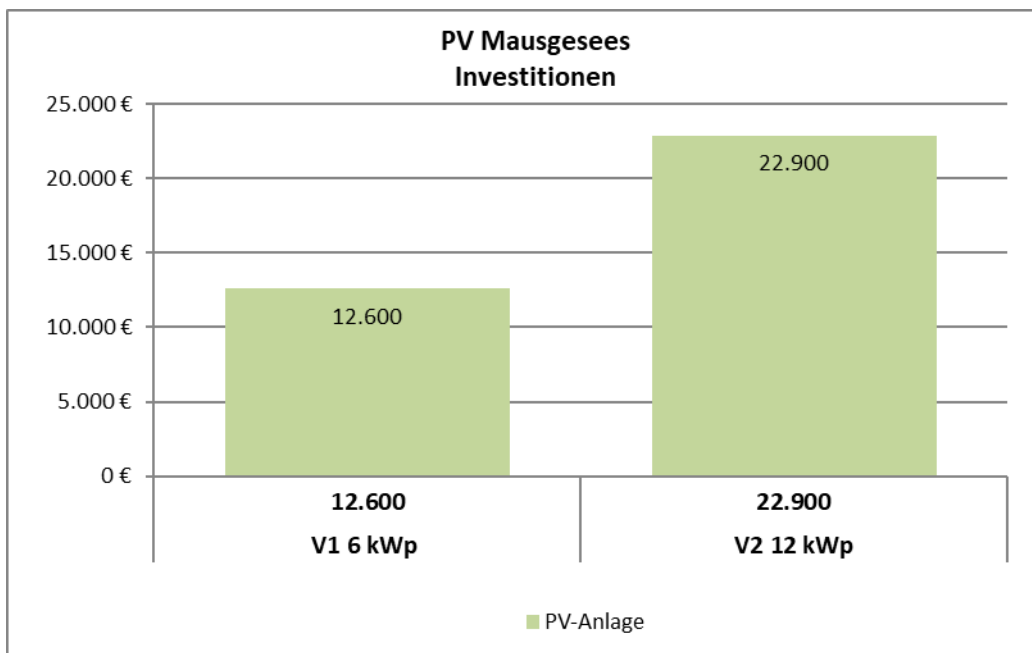
Aufgrund der ungünstigeren Dachausrichtung nach Nordost erhöht sich bei Variante 2 die Stromerzeugung „nur“ um 75 % und nicht um 100%.

Abbildung 153: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung



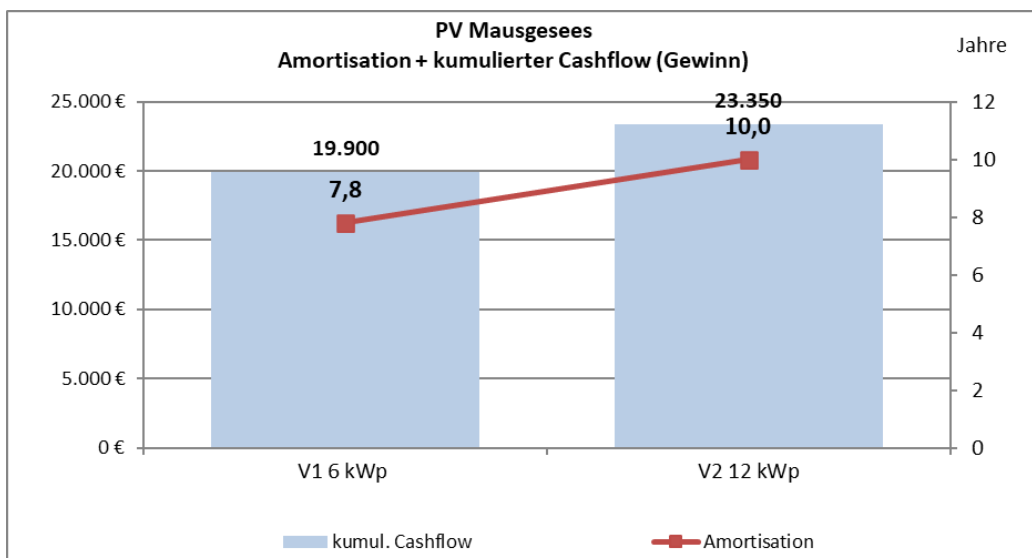
Am gesamten Stromverbrauch werden in der Druckerhöhung Mausees 23 % bei Variante 1 und 32 % bei Variante 2 durch die PV-Anlage gedeckt.

Abbildung 154: Variantenvergleich Investitionen



Bei 6 kWp liegen die spezifischen Investitionen in etwa bei 2.100 €/kWp, bei 12 kWp sind es ca. 1.900 €/kW.

Abbildung 155: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit



Beide Anlagen können ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen.

Die 12 kWp-Anlage amortisiert sich zwar erst 2 Jahre später, der erzielte Gewinn kann aber um knapp 20 % höher sein.

9.7.4 Druckerhöhung bei Kleinsendelbach

Abbildung 156: Gebäude Druckerhöhung Kleinsendelbach



Die Druckerhöhungsanlage liegt am Ortsausgang von Kleinsendelbach in Richtung Schellenberg. Die größere Pumpe mit 4 KW wurde 2022 eingebaut. Ein Austausch bei den anderen Pumpen ist erst im Falle eines Defektes sinnvoll.

Aufgrund der Verschattungslage ist eine PV-Anlage nicht lohnenswert.

9.7.5 Tiefenbrunnen

Abbildung 157: Brunnengebäude Tiefenbrunnen 1 „Altes Wasserwerk“



Der Brunnen „Altes Wasserwerk“ soll in der nächsten Zeit komplett saniert werden. Momentan wird das Gebäude (links) als Lager genutzt. Um neue Brunnenpumpen zu installieren, wird dieses aber vermutlich abgerissen werden müssen.

Abbildung 158: Gebäude Tiefenbrunnen 4



Wie auch die Tiefenbrunnen 2 bis 6 befindet sich das kleine Gebäude auf einer Lichtung im Wald. Aufgrund der kleinen Dachflächen und der Verschattung sind PV-Anlage kaum lohnenswert.

9.7.6 Hochbehälter

Für die Hochbehälter Eckenhaid und Großgeschaidt werden PV-Analysen erstellt.

Hierfür werden die gleichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie für das Wasserwerk und die Druckerhöhung Mausgesees angesetzt. Für folgenden Stromverbräuche wird auch wieder das Standardlastprofil Pumpwerk angesetzt:

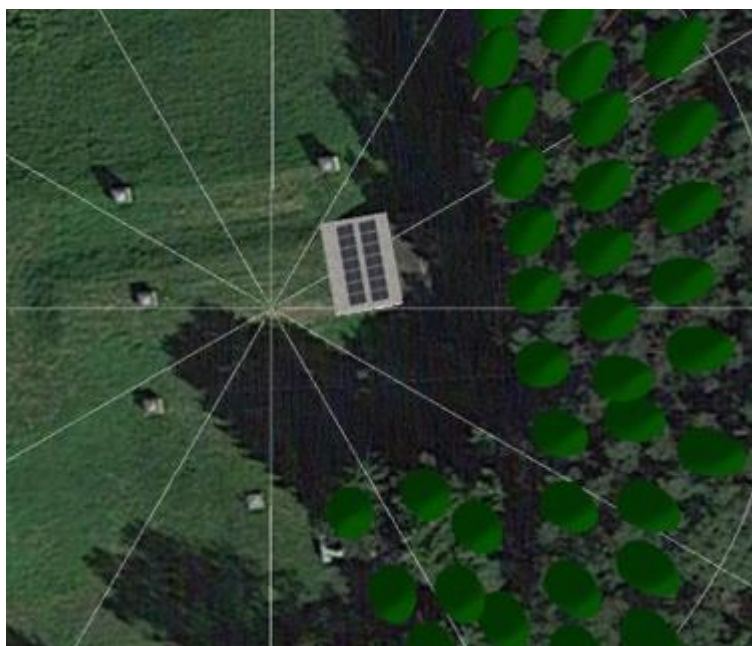
Tabelle 3: Stromverbrauch Hochbehälter

Stromverbrauch Hochbehälter	2020	2021	2022	Mittelwert
Hochbehälter Eckenhaid	2.032	3.704	2.923	2.886
Hochbehälter Großgeschaidt	1.855	2.129	1.995	1.993

9.7.6.1 Hochbehälter Eckenhaid

Der Hochbehälter Eckenhaid liegt am Waldrand und ist östlich und südlich stark verschattet, deswegen werden die 14 Module nach Westen ausgerichtet. Da das Dach des Hochbehälters ein Flachdach ist, werden die Module aufgeständert.

Abbildung 159: Dachbelegung Hochbehälter Eckenhaid

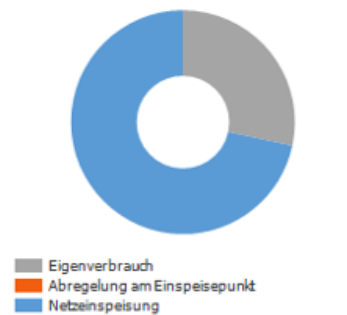


Quelle: Valentin PV*SOL Premium

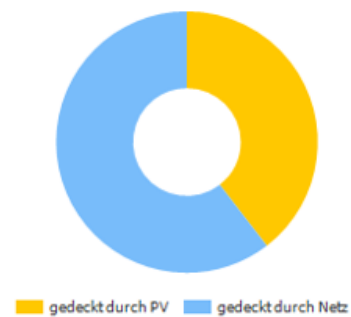
Die PV-Anlage mit 6 kWp kann jährlich rund 4.050 kWh Strom erzeugen, dies entspricht aufgrund der hohen Ertragsminderung durch Abschattung einem spezifischen Jahresertrag von lediglich 672 kWh/kWp.

Abbildung 160: Detaillierte Simulationsergebnisse Eckenhaid**PV-Anlage**

PV-Generatorleistung	6,02 kWp
Spez. Jahresertrag	672,22 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	66,73 %
Ertragsminderung durch Abschattung	29,2 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	4.054 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	1.150 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	2.904 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	28,2 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.902 kg/Jahr

PV-Generatorenergie (AC-Netz)**Verbraucher**

Verbraucher	2.900 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	7 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	2.907 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	1.150 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	1.757 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	39,6 %

Gesamtverbrauch

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommenen Lastprofil wird 28 % des erzeugten Stroms direkt in der Druckerhöhung verbraucht (direkter Eigenverbrauch).

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs beträgt knapp 40 % (Autarkiegrad).

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 161: Wirtschaftlichkeitsanalyse Eckenhaid

Anlagendaten

Netzspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	2.896 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	6 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	0,00 %
Kumulierter Cashflow	-4.921,44 €
Amortisationsdauer	Mehr als 20 Jahre
Stromgestehungskosten	0,2287 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	2.400,00 €/kWp
Investitionskosten	14.448,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	144,48 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

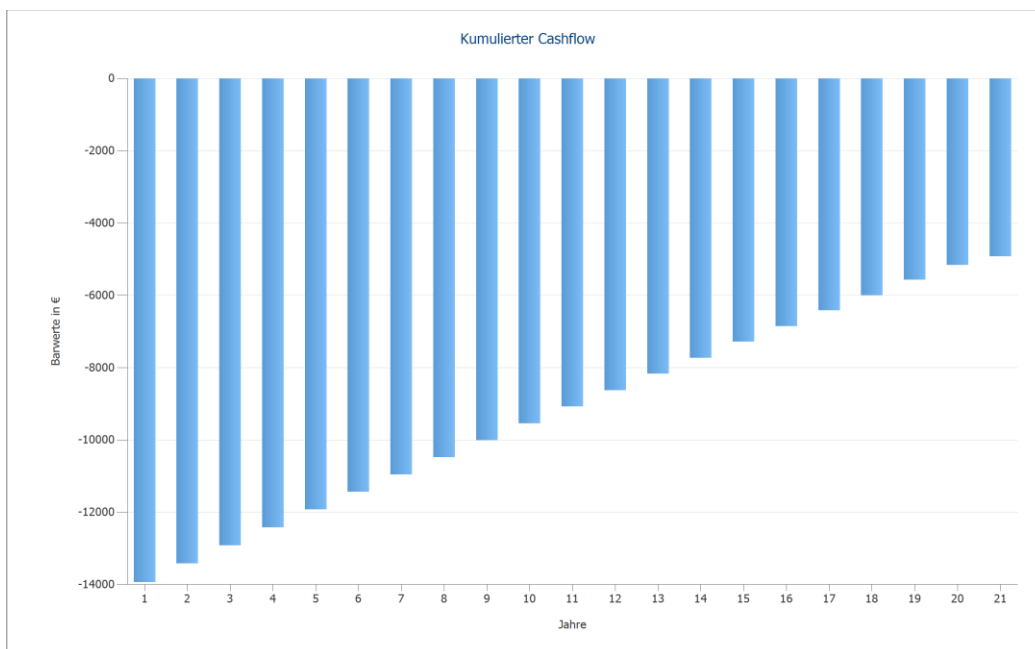
Gesamtvergütung im ersten Jahr	237,50 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	427,44 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	26.07.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,082 €/kWh
Einspeisevergütung	237,496 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von rund 14.500 € für die PV-Anlage (erhöhter Invest wegen Aufständigung) ergibt sich nach 20 Jahren ein negativer kumulierter Cashflow von knapp 5.000 €. Aufgrund der Verschattung und dem daraus resultierenden Minderertrag kann die Anlage nicht wirtschaftlich sein!

9.7.6.2 Hochbehälter Großgeschaidt

Der Hochbehälter liegt am Ortsrand von Großgeschaidt in der Marktgemeinde Heroldsberg.

Für den Hochbehälter werden zwei Belegungsvarianten simuliert:

- PV-Anlage 3,9 kWp Dachflächen Ost+Süd+West
- PV-Anlage 1,5 kWp Dachfläche Süd

PV-Anlage 3,9 kWp Dachflächen Ost+Süd+West

Das Zeltdach des Gebäudes wird auf drei Dachflächen mit je drei Modulen belegt.

Abbildung 162: Dachbelegung Hochbehälter Großgeschaidt 3,9 kWp



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

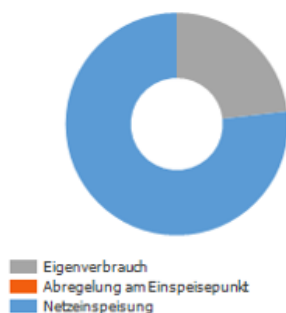
Die PV-Anlage mit 3,9 kWp kann jährlich ca. 3.600 kWh Strom erzeugen, dies entspricht einem spezifischen Jahresertrag von 932 kWh/kWp.

Abbildung 163: Detaillierte Simulationsergebnisse Großgeschaidt 3,9 kWp

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	3,87 kWp
Spez. Jahresertrag	931,75 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	88,97 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0,0 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	3.607 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	836 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	2.771 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	23,1 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	1.695 kg/Jahr

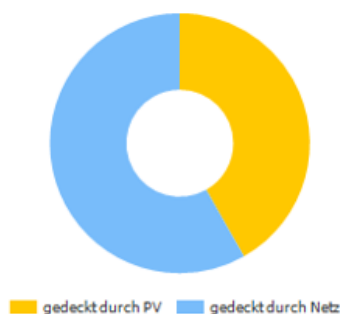
PV-Generatorenergie (AC-Netz)



Verbraucher

Verbraucher	2.000 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	1 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	2.001 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	836 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	1.165 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	41,8 %

Gesamtverbrauch



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Mit dem angenommenen Lastprofil wird 23 % des erzeugten Stroms direkt in der Druckerhöhung verbraucht.

Der solare Deckungsanteil des Stromverbrauchs beträgt 42 % (Autarkiegrad).

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 164: Wirtschaftlichkeitsanalyse Großgeschaidt 3,9 kWp

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	2.764 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	3,9 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	0,65 %
Kumulierter Cashflow	-216,85 €
Amortisationsdauer	Mehr als 20 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1512 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	2.200,00 €/kWp
Investitionskosten	8.514,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	85,14 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

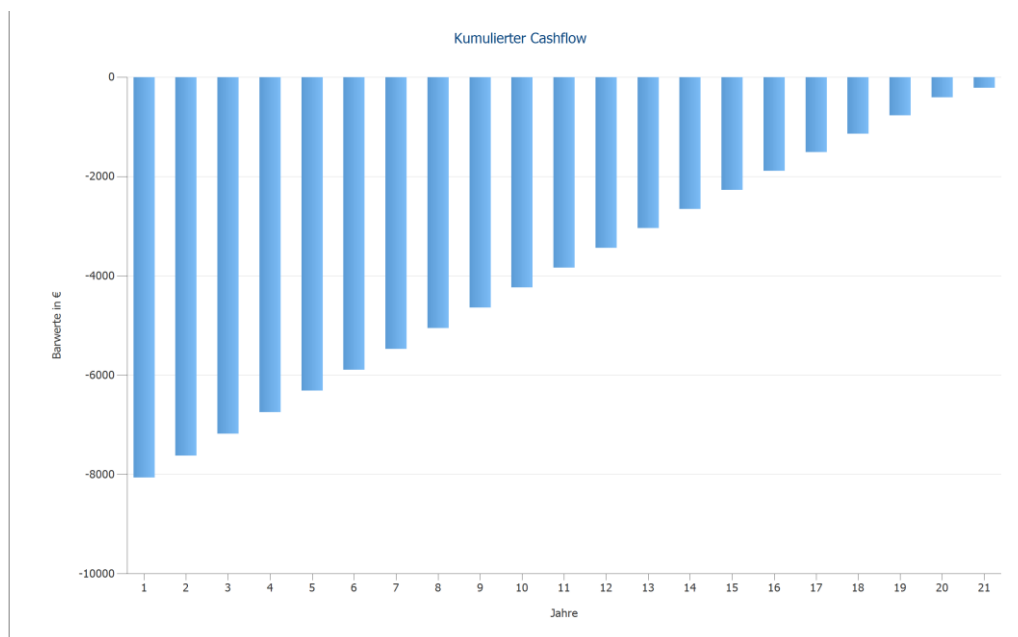
Gesamtvergütung im ersten Jahr	226,66 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	312,17 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	26.07.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,082 €/kWh
Einspeisevergütung	226,6592 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr

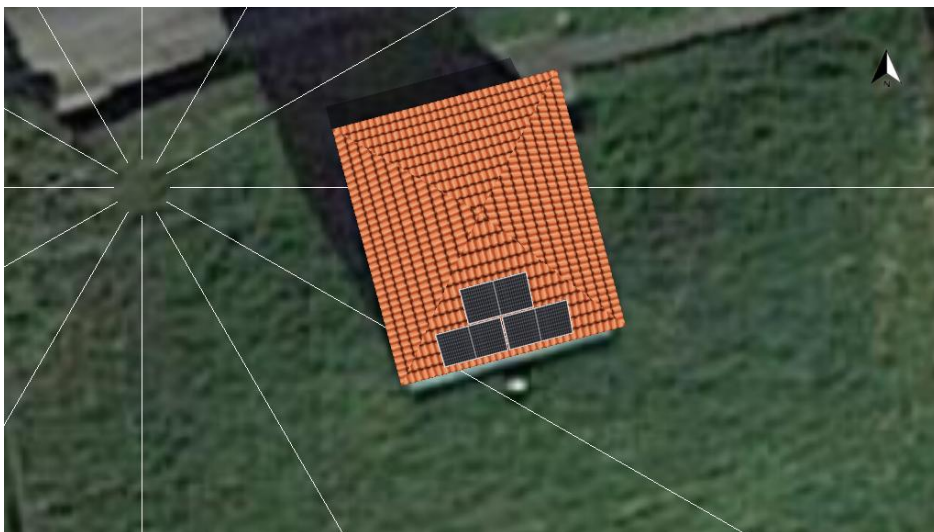


Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von ca. 8.500 € für die PV-Anlage ergibt sich nach 20 Jahren kein positives Ergebnis, da der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms zu gering ist. Erst ab dem 21. Jahr kann ein Gewinn erzielt werden.

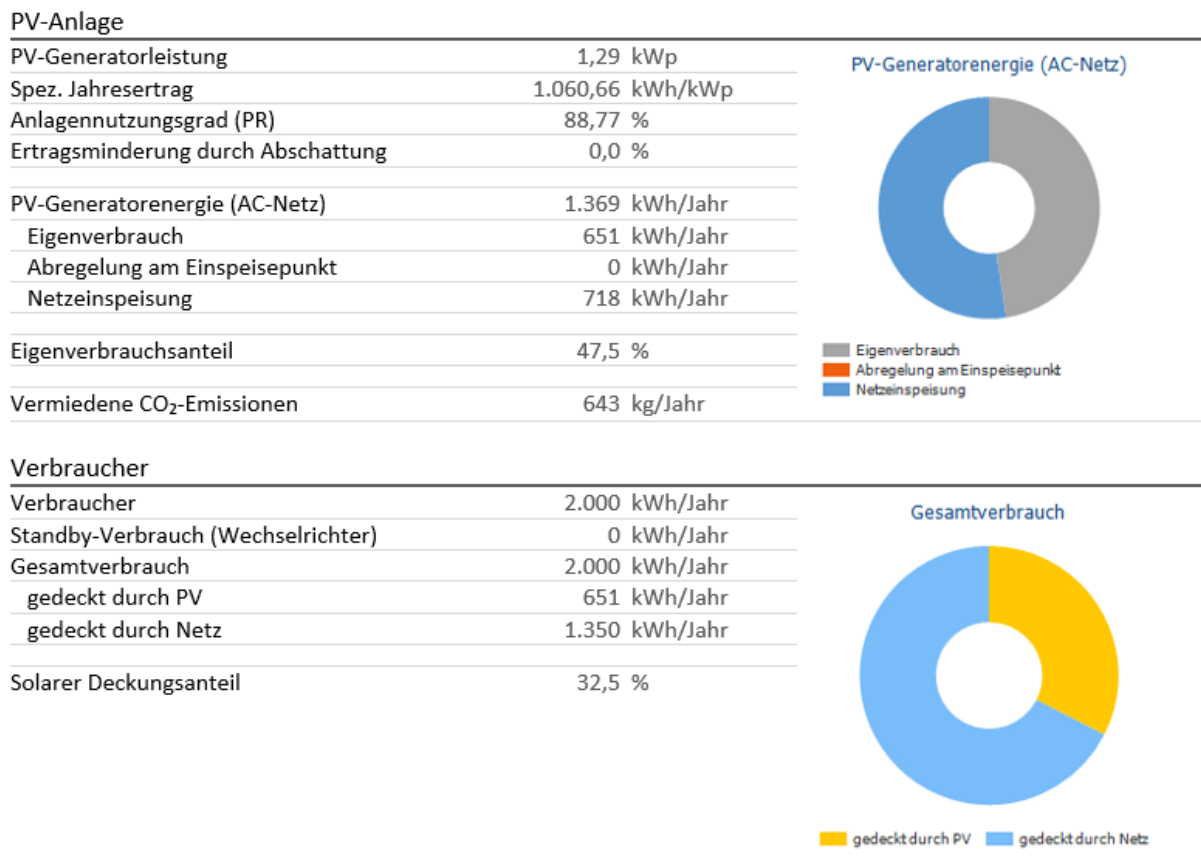
PV-Anlage 1,36 kWp Dachflächen Süd

Als zweite Variante wird lediglich das Süddach mit drei PV-Modulen belegt.

Abbildung 165: Dachbelegung Hochbehälter Großgeschaidt 1,3 kWp

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Die PV-Anlage mit 1,3 kWp kann jährlich ca. 1.370 kWh Strom erzeugen, dies entspricht einem spezifischen Jahresertrag von 1.060 kWh/kWp. Der spezifische Ertrag ist somit um rund 130 kWh/kWp höher als bei der vorherigen Variante.

Abbildung 166: Detaillierte Simulationsergebnisse Großgeschaidt 1,3 kWp

Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Da nicht so viel Strom erzeugt wird wie mit der 3,9 kWp Anlage, steigt der direkte Eigenverbrauch von 23 % auf 48 %.

Der Autarkiegrad beträgt 33 %.

Folgende Abbildungen zeigen das wirtschaftliche Gesamtergebnis der nächsten 20 Jahre:

Abbildung 167: Wirtschaftlichkeitsanalyse Großgeschaidt 1,3 kWp

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	716 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	1,3 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2024
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	1 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	6,98 %
Kumulierter Cashflow	2.230,74 €
Amortisationsdauer	11,5 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1389 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	2.300,00 €/kWp
Investitionskosten	2.967,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	29,67 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

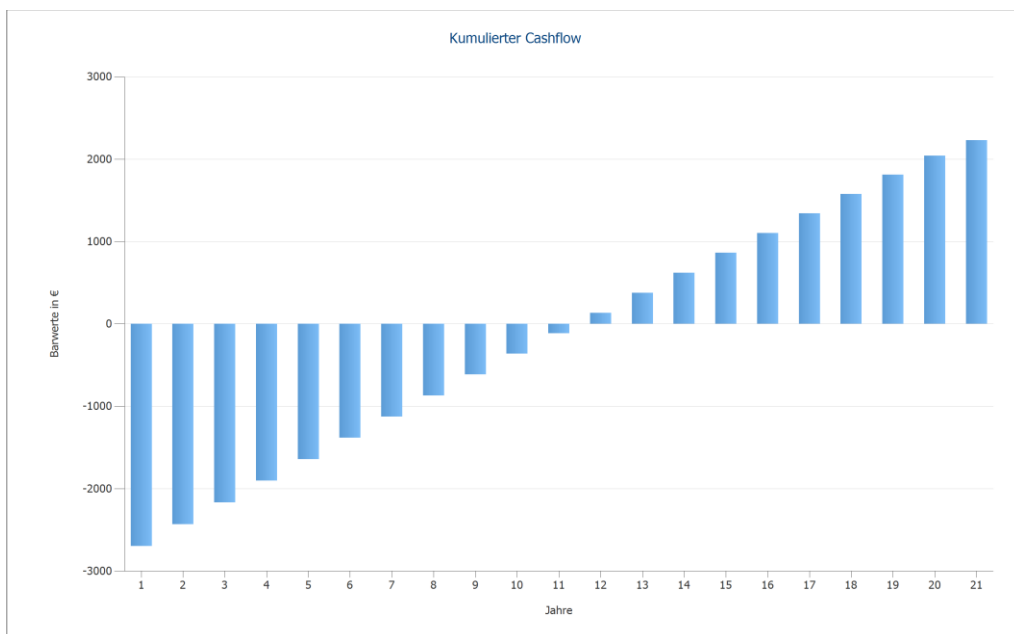
Gesamtvergütung im ersten Jahr	58,72 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	243,23 €/Jahr

EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen

Gültigkeit	26.07.2023 - 31.12.2043
Spezifische Einspeisevergütung	0,082 €/kWh
Einspeisevergütung	58,7204 €/Jahr

Eckental Wasserwerk (Example)

Arbeitspreis	0,375 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	1 %/Jahr



Quelle: Valentin PV*SOL Premium

Bei Investitionen von rund 3.000 € für die PV-Anlage kann sich nach 20 Jahren ein Gewinn von 2.230 € ergeben. Hier stellt sich aber die Frage, ob für so eine kleine Anlage derzeit überhaupt eine Installationsfirma zu finden ist, oder nur zu einem deutlich überhöhten Preis.

10 Anhang

10.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtskarte Markt Eckental	8
Abbildung 2: Einwohnerentwicklung 2010 bis 2021	9
Abbildung 3: Sozialversicherungspflichtige Beschäftigte 2021	9
Abbildung 4: Flächennutzung	10
Abbildung 5: Gebäudenutzung	11
Abbildung 6: Heizwärmebedarf für Wohngebäude nach Ausführungsstandard	12
Abbildung 7: Altersstruktur des Wohnraums	13
Abbildung 8: Entwicklung Wohnfläche und Heizwärmebedarf	14
Abbildung 9: Entwicklung Endenergiebedarf Wohngebäude	14
Abbildung 10: Erdgasverbrauch Eckental	15
Abbildung 11: Erdgasversorgte Gebiete	15
Abbildung 12: Installierte Solarthermieanlagen	16
Abbildung 13: Geförderte Biomasseanlagen	17
Abbildung 14: Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen	18
Abbildung 15: Aufteilung Wärmebedarf nach Verbrauchern gesamtes Gemeindegebiet	19
Abbildung 16: Aufteilung Wärmebereitstellung nach Energieträgern und THG-Emissionen	19
Abbildung 17: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Trend 2045	21
Abbildung 18: Reduktionspotenzial Endenergiebedarf Klimaschutz 2045	21
Abbildung 19: Reduktionspotenzial gesamter Wärmebedarf Klimaschutz-Szenario	22
Abbildung 20: Jahreswärmebedarf je Gebäude	23
Abbildung 21: Gebäudebestand Wärmekataster	24
Abbildung 22: Klimaschutz-Szenario Wärmekataster	25
Abbildung 23: Klimaschutz-Szenario Wärmeplan	26
Abbildung 24: Stromverbrauch Eckental	28
Abbildung 25: Stromverbrauch nach Sektoren	28
Abbildung 26: Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen Bestand	29
Abbildung 27: PV-Dachanlagen	30
Abbildung 28: Biomasse KWK-Anlagen	30
Abbildung 29: Stromverbrauch und Stromerzeugungspotenzial in Eckental	31
Abbildung 30: Reduktionspotenzial „Allgemeinstrom“ Klimaschutz-Szenario 2045	32
Abbildung 31: Entwicklung Strombedarf Klimaschutz-Szenario 2045	33
Abbildung 32: Endenergiebilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045	34
Abbildung 33: Treibhausgasbilanz mit Klimaschutz-Szenario 2045	35
Abbildung 34: Kommunaler Eigenverbrauch	36
Abbildung 35: PV-Freifläche Ausbaupotenzial	39
Abbildung 36: Windkraft Ausbaupotenzial	41
Abbildung 37: Ausbaupotenzial Erneuerbare Stromerzeugung	42
Abbildung 38: Potenzial Biomasse Waldholz in Eckental	43
Abbildung 39: Biomassebedarf in Eckental	44
Abbildung 40: Luftbild Grundschule Eckenhaid	45
Abbildung 41: Anteile Stromverbrauch	46
Abbildung 42: Haupteingang Grundschule Ansicht Nord mit Flur	47

Abbildung 43: Ansicht West Eingang Umkleiden mit Sporthalle	47
Abbildung 44: Ansicht Nord-Ost Sporthalle	48
Abbildung 45: Ansicht Ost Hort	48
Abbildung 46: Innenansicht Klassenraum Grundschule	49
Abbildung 47: Heizkörper Klassenräume Grundschule	49
Abbildung 48: Detailansicht Kunststofffenster	50
Abbildung 49: Heizung Flur Grundschule	50
Abbildung 50: Innenansicht Aula/Pausenhalle	51
Abbildung 51: Heizkörper Zimmer Aulabereich	51
Abbildung 52: Innenansicht Sporthalle	52
Abbildung 53: Heizkörper Sporthalle	52
Abbildung 54: Kraftraum Untergeschoss	53
Abbildung 55: Gruppenraum Hort	53
Abbildung 56: Klassenzimmer mit Leuchtstoffröhren	55
Abbildung 57: Hort mit Leuchtstoffröhren	55
Abbildung 58: Sporthalle mit Leuchtstoffröhren	56
Abbildung 59: Wärmeverteilung / Heizungspumpen Grundschule	57
Abbildung 60: Heizkessel Sporthalle	57
Abbildung 61: Heizungsverteilung Sporthalle	58
Abbildung 62: Heizungsregelung	58
Abbildung 63: Warmwasserspeicher	59
Abbildung 64: Lüftungsanlage Sanitärräume	59
Abbildung 65: Sanitäranlagen	60
Abbildung 66: 3D-Simulation Grundschule Eckenheid	62
Abbildung 67: Einsparpotenzial Einzelmaßnahmen Gebäudehülle	64
Abbildung 68: Möglicher Standort Hackschnitzbunker	73
Abbildung 69: Investitionen Einzelmaßnahme Wärmeversorgung	76
Abbildung 70: Jahresgesamtkosten Einzelmaßnahme Wärmeversorgung	76
Abbildung 71: THG-Emissionen Einzelmaßnahme Wärmeversorgung	77
Abbildung 72: Einsparpotenzial Energieverbrauch Effizienzgebäude 70 im Vergleich	79
Abbildung 73: Einsparpotenzial Energiekosten Effizienzgebäude 70 im Vergleich	79
Abbildung 74: Investitionen Sanierung Effizienzgebäude 70 im Vergleich	81
Abbildung 75: Jahresgesamtkosten Sanierung Effizienzgebäude 70 Vollkostenansatz im Vergleich	82
Abbildung 76: Jahresgesamtkosten Sanierung Effizienzgebäude 70 energiebedingte Mehrkosten	82
Abbildung 77: THG-Emissionen Heizöl-Brennwert / Effizienzgebäude 70	83
Abbildung 78: Investitionen Effizienzgebäude 70	84
Abbildung 79: Energiekosteneinsparung Effizienzgebäude 70	85
Abbildung 80: Mögliches Erschließungsgebiet Areal Brand-Süd	86
Abbildung 81: Anschlussquote, Wärmebelegungsdichte Brand-Süd	87
Abbildung 82: Jahresdauerlinie Areal Brand-Süd	90
Abbildung 83: Deckungsanteil Freiflächen-Solarthermie	92
Abbildung 84: Flächenbedarf Freiflächen-Solarthermieanlage	92
Abbildung 85: Deckungsanteil Geothermie-Wärmepumpen	94
Abbildung 86: Flächenbedarf Erdsondenfeld	95
Abbildung 87: PV-Nutzung für Geothermie-Wärmepumpen	97
Abbildung 88: Flächenbedarf Erdsondenfeld Freiflächen-PV	98

Abbildung 89: PV-Nutzung mit Batteriespeicher für Geothermie-Wärmepumpen	100
Abbildung 90: Investitionen Wärmeversorgung Brand-Süd	102
Abbildung 91: Investitionen mit BEW-Zuschuss Wärmeversorgung Brand-Süd	102
Abbildung 92: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Brand-Süd	103
Abbildung 93: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Brand-Süd	103
Abbildung 94: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Brand-Süd mit Betriebskostenförderung	105
Abbildung 95: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Neubaugebiet	105
Abbildung 96: Mögliche Ladepunktverteilung 2030	110
Abbildung 97: Mögliche Ladepunktverteilung 2045	111
Abbildung 98: Rahmenplan Neubaugebiet Oberschöllnbach	112
Abbildung 99: Entwurf Neubaugebiet Oberschöllnbach mit Wärmenetz	113
Abbildung 100: Jahresdauerlinie Neubaugebiet	115
Abbildung 101: Deckungsanteil Freiflächen-Solarthermie	116
Abbildung 102: Systematik Kalte Nahwärme	117
Abbildung 103: Nutzung Oberflächennahe Geothermie Eckental/Oberschöllnbach	118
Abbildung 104: Nötiges Kollektorfeld Oberflächennahe Geothermie	119
Abbildung 105: Investitionen Wärmeversorgung Neubaugebiet	126
Abbildung 106: Jahresgesamtkosten Wärmeversorgung Neubaugebiet	126
Abbildung 107: Wärmegestehungskosten Wärmeversorgung Neubaugebiet	127
Abbildung 108: Entwurf Wärmenetz Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden Oberschöllnbach	128
Abbildung 109: Jahresdauerlinie Neubaugebiet mit Bestandsgebäuden	129
Abbildung 110: Gegenüberstellung Wärmegestehungskosten Neubaugebiet / Neubau und Bestand	131
Abbildung 111: Wasserzweckverband Stromverbrauch Mittelwert	132
Abbildung 112: Zufahrt Aufbereitung und Bürogebäude	133
Abbildung 113: Gebäude Aufbereitung	133
Abbildung 114: Bürogebäude	134
Abbildung 115: Bürogebäude	134
Abbildung 116: Wasser-Wasser-Wärmepumpe	135
Abbildung 117: Wasser-Wasser-Wärmepumpe	135
Abbildung 118: Regelung Fußbodenheizung	136
Abbildung 119: Pumpen in der Aufbereitungsanlage	136
Abbildung 120: Kompressor	137
Abbildung 121: Notstromaggregat	137
Abbildung 122: Pumpen	138
Abbildung 123: Stromverbrauch im Monatsverlauf	140
Abbildung 124: Dachbelegung Wasserwerk Variante 1	141
Abbildung 125: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1	141
Abbildung 126: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 1	142
Abbildung 127: Deckung des Stromverbrauchs im Wasserwerk Variante 1	142
Abbildung 128: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1	143
Abbildung 129: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2	144
Abbildung 130: Dachbelegung Wasserwerk Variante 2	144
Abbildung 131: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2	145
Abbildung 132: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 2	146
Abbildung 133: Deckung des Stromverbrauchs im Wasserwerk Variante 2	146
Abbildung 134: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 2	147

Abbildung 135: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung	148
Abbildung 136: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung	148
Abbildung 137: Variantenvergleich Investitionen	149
Abbildung 138: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit	149
Abbildung 139: Gebäude Druckerhöhung Mausgesees	150
Abbildung 140: Pumpen Druckerhöhung Mausgesees	150
Abbildung 141: Pumpen Druckerhöhung Mausgesees	151
Abbildung 142: Dachbelegung Mausgesees Variante 1	152
Abbildung 143: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 1	153
Abbildung 144: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 1	154
Abbildung 145: Deckung des Stromverbrauchs in der Druckerhöhung Variante 1	154
Abbildung 146: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 1	155
Abbildung 147: Dachbelegung Mausgesees Variante 2	156
Abbildung 148: Detaillierte Simulationsergebnisse Variante 2	156
Abbildung 149: Nutzung der erzeugten PV-Energie Variante 2	157
Abbildung 150: Deckung des Stromverbrauchs in der Druckerhöhung Variante 2	157
Abbildung 151: Wirtschaftlichkeitsanalyse Variante 2	158
Abbildung 152: Variantenvergleich PV-Stromerzeugung / Stromnutzung	159
Abbildung 153: Variantenvergleich Stromverbrauch / Verbrauchsabdeckung	159
Abbildung 154: Variantenvergleich Investitionen	160
Abbildung 155: Variantenvergleich Wirtschaftlichkeit	160
Abbildung 156: Gebäude Druckerhöhung Kleinsendelbach	161
Abbildung 157: Brunnengebäude Tiefenbrunnen 1 „Altes Wasserwerk“	162
Abbildung 158: Gebäude Tiefenbrunnen 4	162
Abbildung 159: Dachbelegung Hochbehälter Eckenheid	163
Abbildung 160: Detaillierte Simulationsergebnisse Eckenheid	164
Abbildung 161: Wirtschaftlichkeitsanalyse Eckenheid	165
Abbildung 162: Dachbelegung Hochbehälter Großgeschaidt 3,9 kWp	166
Abbildung 163: Detaillierte Simulationsergebnisse Großgeschaidt 3,9 kWp	167
Abbildung 164: Wirtschaftlichkeitsanalyse Großgeschaidt 3,9 kWp	168
Abbildung 165: Dachbelegung Hochbehälter Großgeschaidt 1,3 kWp	169
Abbildung 166: Detaillierte Simulationsergebnisse Großgeschaidt 1,3 kWp	170
Abbildung 167: Wirtschaftlichkeitsanalyse Großgeschaidt 1,3 kWp	171

10.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bewertungsmatrix PV-Freiflächenanlagen	40
Tabelle 2: Maßnahmen Gebäudehülle Einzelmaßnahmen und energetische Bewertung	65
Tabelle 3: Investitionen Einzelmaßnahmen Gebäudehülle.....	66
Tabelle 4: Einzelmaßnahmen Energie- und Kosteneinsparung.....	67
Tabelle 5: Maßnahmen Umstellung Beleuchtung auf LED.....	69
Tabelle 6: Investitionen Einzelmaßnahme Beleuchtung	70
Tabelle 7: Jahresgesamtkosten Erdgas-Brennwertkessel Sporthalle Einzelmaßnahme	72
Tabelle 8: Jahresgesamtkosten Hackschnitzelzentrale Einzelmaßnahme	75
Tabelle 9: Nachweis Effizienzgebäude-Stufen.....	78
Tabelle 10: Jahresgesamtkosten Effizienzgebäude 70 mit Hackschnitzelzentrale	80
Tabelle 11: Anschlussquote, Wärmebedarf, Wärmebelegungsichte Brand-Süd.....	87
Tabelle 12: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste.....	90
Tabelle 13: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale	91
Tabelle 14: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Freiflächen-Solarthermie	93
Tabelle 15: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Geothermie-Wärmepumpen	96
Tabelle 16: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen-PV	99
Tabelle 17: Gegenüberstellung PV-Nutzung Geothermie-Wärmepumpen	100
Tabelle 18: Jahresgesamtkosten Biomasse mit Geothermie-Wärmepumpen und Freiflächen-PV+ Batteriespeicher	101
Tabelle 19: Kraftfahrzeugzulassungszahlen Markt Eckental (Stand 01.01.2023)	106
Tabelle 20: Zulassungszahlen von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben in Deutschland nach dem Netzentwicklungsplan	107
Tabelle 21: Zulassungszahlen von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben in Eckental.....	107
Tabelle 22: Elektrischer Energieverbrauch der Fahrzeugflotte in Eckental	108
Tabelle 23: Wohnflächen, und Wärmebedarfsermittlung Neubaugebiet Oberschöllnbach	113
Tabelle 24: Wärmebelegungsichte Neubaugebiet Oberschöllnbach.....	114
Tabelle 25: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste.....	115
Tabelle 26: Dimensionierung Kalte Nahwärme.....	119
Tabelle 27: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale	122
Tabelle 28: Jahresgesamtkosten Biomasse Hackschnitzelzentrale mit Freiflächen-Solarthermie	123
Tabelle 29: Jahresgesamtkosten Kalte Nahwärme mit Geothermie.....	124
Tabelle 30: Jahresgesamtkosten dezentrale Luft-Wärmepumpen	125
Tabelle 31: Wärmebedarf, Wärmebelegungsichte Bestandsgebäude	129
Tabelle 32: Energiebereitstellung Hackschnitzelkessel/Netzverluste.....	129
Tabelle 33: Jahresgesamtkosten Neubau mit Bestand Biomasse Hackschnitzelzentrale.....	130
Tabelle 34: EEG Einspeisevergütung	139
Tabelle 35: Parameter der Anlagensimulation.....	140

10.3 Abkürzungen

AELF	Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten
AG	Aktiengesellschaft
BEG	Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung Energieeffiziente Wärmenetze
BGF	Bruttogeschossfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ in t /a	Kohlenstoffdioxidemissionen in Tonnen pro Jahr
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENP	Energienutzungsplan
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FM	Festmeter
GEG	Gebäude-Energie-Gesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GOK	Geländeoberkante
HKW	Heizkraftwerk
H _o	oberer Heizwert
H _t	Transmissionswärmeverluste nach EnEV
H _u	unterer Heizwert
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
KEM	Kommunales Energiemanagement
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
LfU	Landesamt für Umwelt
NF	Nutzfläche

NGF	Nettogrundfläche
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plug-in Hybriden
PV	Photovoltaik
Q _p	Jahresprimärenergiebedarf nach EnEV
RLT-Anlage	Raumlufttechnische Anlage
Srm	Schüttraummeter
THG	Treibhausgas
TWW	Trinkwarmwasser
UBA	Umweltbundesamt
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
WRG	Wärmerückgewinnung
WSVO	Wärmeschutzverordnung
wb	witterungsbereinigt, Witterungsbereinigung
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

10.4 Einheiten

°C	Grad Celsius
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
ha	Hektar
kg	Kilogramm
kg/kWh _{el}	Kilogramm pro Kilowattstunde elektrisch
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch
kW _{Peak}	Kilowattpeak: Maßeinheit für die genormte Leistung (Nennleistung) einer Solarzelle.
m ²	Quadratmeter
m ³ /h	Volumenstrom in Kubikmeter pro Stunde
mWs	Meter Wassersäule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch
MWh _{th}	Megawattstunden thermisch
Nm ³	Normkubikmeter
Pkm	Personenkilometer
t	Tonne

10.5 Pläne

1. Gemeindegebiet Flächennutzung
2. Gebäudebestand – Nutzung nach digitaler Flurkarte
3. Energieinfrastruktur – Erdgasversorgte Bereiche
4. Gebäudebestand – Jahreswärmebedarf nach Kennwerten
5. Wärmekataster – Bestand
6. Wärmekataster – Klimaschutz-Szenario
7. Wärmeplan – Klimaschutz-Szenario
8. Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen Bestand
9. Ausbaupotenzial Freiflächen-PV
10. Ausbaupotenzial Windkraft
11. Mögliche Ladepunktverteilung
12. Wärmenetz Neubaugebiet Oberschöllnbach
13. Wärmenetz Brand-Süd

