

Abschlussbericht

Weiterentwicklung und Optimierung des Konzepts einer solaren Nahwärmeversorgung für ländliche Gebiete am Beispiel von Bracht-Dorf

| | |
|---|--|
| Zuwendungsempfänger: Universität Kassel | Förderkennzeichen: EF960 0039/2021 20008503 |
| Monat der Erstellung: 06/2022 Letzte Änderung: 12/2022 | |
| Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2021 bis 31.12.2021 | |

Projektförderung:

HESSEN



EUROPÄISCHE UNION:
Investition in Ihre Zukunft
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

**U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T**

Universität Kassel

Fachbereich Maschinenbau

Institut für Thermische Energietechnik

Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik

34109 Kassel

Autoren/innen:

Jan Kelch

Dr. Oleg Kusyy

Dr. Janybek Orozaliev

Prof. Dr. Klaus Vajen

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|---|--|----|
| 1. | Einleitung | 5 |
| 2. | Anpassung und weitere Variationen des Anlagenkonzeptes | 6 |
| 2.1. | Rückblick auf das Anlagenkonzept Stand März 2020 | 6 |
| 2.2. | Änderungen der Randbedingungen des technischen Konzepts geg. Stand März 2020 | 7 |
| 3. | Ermittlung weiterer Randbedingungen und Kosten | 8 |
| 3.1. | AnschlussnehmerInnen und Wärmebedarf | 8 |
| 3.2. | Anlagenstandort | 9 |
| 3.3. | Trassenplan | 11 |
| 3.4. | Kostenannahmen | 12 |
| 3.5. | Förderung | 13 |
| 3.6. | Emissionsfaktoren | 13 |
| 4. | Untersuchte Anlagenkonzepte | 14 |
| 4.1. | Förderoptionen | 14 |
| 4.2. | Abgeleitete Konzepte | 14 |
| 4.3. | Anlagenschemata der Konzepte | 15 |
| 5. | Simulationsgestützte Optimierung | 17 |
| 5.1. | Simulation | 17 |
| 5.2. | Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierung | 18 |
| 5.3. | Betriebsgebundene CO ₂ -Emissionen | 18 |
| 5.4. | Optimierungsergebnisse | 18 |
| 6. | Fazit und Ausblick | 24 |
| Anhang 1 Literaturverzeichnis | | 26 |
| A 1.1 | Literaturverzeichnis | 26 |
| Anhang 2 Zusätzliche Daten und Ergebnisse | | 27 |
| A 2.1 | Kostenannahmen | 27 |
| A 2.2 | Annahmen zur Förderung | 29 |
| A 2.3 | Angenommene Nutzungsdauern | 31 |
| A 2.4 | Investitionskosten und Förderung für das Konzept MAP + Land C und Untervarianten | 31 |
| A 2.5 | Betriebskosten für das Konzept MAP + Land C und Untervarianten | 35 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Anlagenkonzept der solaren Nahwärmeversorgung (Stand März 2020) | 7 |
| Abbildung 2: Überarbeitetes Anlagenkonzept der solaren Nahwärmeversorgung (Stand Dezember 2021) | 8 |
| Abbildung 3: Potentielle Flächen für einen Anlagenstandort bei Bracht-Dorf | 10 |
| Abbildung 4: Potentielle Fläche für einen Anlagenstandort bei Bracht-Siedlung | 10 |
| Abbildung 5: Wärmenetzauslegung mit Duo-Rohren für 160 Anschlussnehmer | 12 |
| Abbildung 6: Angenommene Zeitreihe der Emissionsfaktoren für Netzstrom | 14 |
| Abbildung 7: Anlagenschema mit FG-BHKW und -Spitzenlastkessel (MAP+Land1) | 15 |
| Abbildung 8: Anlagenschema ohne FG-BHKW und mit FG-Spitzenlastkessel (MAP+Land 2, BEW und Mix)..... | 16 |
| Abbildung 9: Anlagenschema ohne FG-BHKW und -Spitzenlastkessel (Konzepte MAP+Land 3 und 4) | 16 |
| Abbildung 10: Stark vereinfachtes Simulationsdeck in TRNSYS zur Veranschaulichung | 17 |
| Abbildung 11: Zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten (LCoH) erforderliche Rechengrößen | 18 |
| Abbildung 12: Investitionskosten, Bundesförderung (MAP sowie BEW Investitions- bzw. Betriebskostenförderung) und Landesförderung jeweils für die sechs numerisch optimierten Konzepte | 21 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|----|
| Tabelle 1: Technische Unterschiede der kostenoptimierten Konzepte im Überblick | 15 |
| Tabelle 2: Optimierungsergebnisse der auf Förderoptionen ausgerichteten Konzepte | 20 |
| Tabelle 3: Ausgewähltes Konzept MAP+Land 3 sowie drei Untervarianten | 23 |
| Tabelle 4: Kostenannahmen für Investitionskosten | 27 |
| Tabelle 5: Kostenannahmen für Energieträger | 28 |
| Tabelle 6: Kostenannahmen für Wartungs- und Instandhaltungskosten der einzelnen Komponenten | 28 |
| Tabelle 7: Angenommene Förderung durch KfW EE-Premium (MAP) | 29 |
| Tabelle 8: Förderung durch die geplante Bundesförderung Effiziente Wärmenetze | 30 |
| Tabelle 9: Angenommene Nutzungsdauer der Komponenten | 31 |
| Tabelle 10: Konzept MAP + Land C (160 Anschlussnehmer) | 32 |
| Tabelle 11: Untervariante MAP + Land 3' (160 Anschlussnehmer, +5% Wärmebedarf) | 33 |
| Tabelle 12: Untervariante MAP + Land 3'' (180 Anschlussnehmer, +5% Wärmebedarf) | 34 |
| Tabelle 13: Betriebskosten der optimierten Konzeptes MAP + Land C und Untervarianten | 35 |

Abkürzungsverzeichnis

BEW: Bundesförderung Effiziente Wärmenetze

BHKW: Blockheizkraftwerk

EFH: Einfamilienhaus

FG: Flüssiggas

LCoH: Levelized Cost of Heat (Wärmegestehungskosten)

MAP: Marktanreizprogramm Wärme aus erneuerbaren Energien

SWS: Saisonalspeicher

THG: Treibhausgasemissionen

WP: Wärmepumpe

1. Einleitung

Knapp ein Fünftel der jährlichen CO₂-Emissionen sind in Deutschland auf den Bedarf an Wärme und Kühlung bei Gebäuden zurückzuführen (BDEW 2021), wobei Wärme (Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitstellung) hier mit Abstand den Großteil ausmacht. Die direkten und temperaturbereinigten CO₂-Emissionen bei der Wärmebereitstellung in Gebäuden (Raumheizung und Warmwasser) blieben in den vergangenen Jahren laut Daten des Statistischen Bundesamtes (2021) nahezu unverändert auf hohem Niveau (2005: 124 Mio t_{CO2/a}, 2018: 123 Mio t_{CO2/a}), es sind also deutlich stärkere Anstrengungen nötig als bisher. Eine denkbare Dekarbonisierungsstrategie für die Wärmeversorgung von Gebäuden im ländlichen Raum besteht darin, tiefgreifende energetische Sanierungen durchzuführen und die fossile Heizung im Idealfall im Anschluss durch eine Wärmepumpe zu ersetzen. Angesichts derzeitiger Sanierungsraten von schätzungsweise etwa 1 bis 2% pro Jahr sind die offiziellen politischen Ziele „...bis 2030 50 Prozent der Wärme klimaneutral erzeugen.“ (derzeitiger Wert laut UBA 2022 ca. 16,5%) und „...Klimaneutralität spätestens 2045 technologieoffen ausgestalten“ (Koalitionsvertrag 2021), jedoch höchstwahrscheinlich nicht zu erreichen. In Rauschenberg-Bracht wird mit einer größtenteils solaren Nahwärmeversorgung ein anderer Ansatz verfolgt. Wie sich bereits in dem vorangegangenen F&E-Vorhaben Erstellung eines optimierten Konzeptes für die solare Nahwärmeversorgung in Bracht, Stadt Rauschenberg, 2019-A-0056 („Bracht1“) gezeigt hat, führt dieser Ansatz zu ähnlichen Wärmekosten je Gebäude wie eine dezentrale Sanierung des Großteils der Gebäude mit Einsatz von Luft-Wärmepumpen. Dies gilt sowohl für den Fall ohne jegliche Förderung als auch unter Berücksichtigung aktuell verfügbarer Zuschüsse durch Bund und Land. Für einen aussagekräftigen Kostenvergleich waren beide Ansätze so ausgelegt, dass die Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber dem Ist-Stand nach Fertigstellung der Maßnahmen jeweils 80% betrug. Außerdem war die Holzmenge auf den derzeitigen Holzeinsatz (=Holzbudget) begrenzt und für ungenutztes Holz wurde eine CO₂-Gutschrift berücksichtigt. Die zugrundeliegende Annahme der Gutschrift ist, dass Holz ein gefragter Energieträger ist und ungenutztes Holz andernorts Wärme aus Ölheizungen ersetzen könnte. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Dekarbonisierungsansätzen besteht darin, dass die volle CO₂-Reduktion mit der solaren Nahwärmeversorgung mit der Inbetriebnahme innerhalb weniger Jahre erreicht werden kann, während dies bei der dezentralen Sanierung angesichts realistischer Sanierungsraten Jahrzehnte dauern würde.

Für die Durchführung weiterer Vorarbeiten zur besseren Umsetzbarkeit der solaren Nahwärmeversorgung in Bracht gab es nach Abschluss des Projektes Bracht 1, trotz der bereits erreichten technischen und wirtschaftlichen Verbesserungen am Konzept, noch folgende Gründe:

- Der Holzeinsatz war für Bracht 1 durch die Aufgabenstellung begrenzt. Inwieweit sich ein höherer Holzeinsatz auf die Senkung der Wärmekosten auswirkt, war unklar.
- Innerhalb des Konzeptes wurde ein BHKW für die Stromversorgung der Wärmepumpe eingesetzt. Aufgrund der geplanten Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze (BEW), die neben einer Investitionskostenförderung Stand April 2022 auch eine Betriebskostenförderung für Wärmepumpen und für Solarthermie vorsieht, erschien es sinnvoll auch die Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen von Konzepten ohne BHKW zu untersuchen.
- Die Abschätzung des Wärmebedarfs und die Erstellung des Trassenplanes erfolgten in Bracht 1 anhand von im Jahr 2018 seitens der Bürgerinitiative durchgeführter Befragungen über das Anschlussinteresse Brachter Bürger an eine solare Nahwärmeversorgung. Diese Befragungsergebnisse waren jedoch aufgrund einiger Unentschlossener unscharf, unverbindlich und sind mittlerweile auch veraltet. Zudem war der Trassenverlauf aufgrund der eher unsicheren Datenlage zu den Anschlussnehmern bewusst noch nicht im Detail untersucht worden. Eine aktuelle Liste der Anschlussnehmer, mit verbindlichen Zusagen war daher erforderlich, um Wärmebedarf und Trassenplan auf einen aktuellen Stand zu bringen.
- Welche Standorte für Solaranlage und Speicher verfügbar sind und ob diese sich eignen, stand noch nicht fest. Für das Solarthermiefeld zählt vor Allem die verfügbare Fläche sowie deren Neigung und Orientierung. Insbesondere für die Errichtung des Saisonspeichers ist es erforderlich die Boden- und Grundwasserverhältnisse genauer zu untersuchen, um die mögliche Speichertiefe, die Speichergeometrie und die voraussichtlichen Kosten zu ermitteln.

- Die Investitionskosten wurden in Bracht 1 auf Basis umfangreicher Literaturrecherchen identifiziert. Um die Kostenannahmen weiter an aktuelle Marktpreise anzunähern, erschien außerdem eine Einbeziehung von Fachexperten aus der Wirtschaft erforderlich.
- Die Dimensionierung der Komponenten konnte bei Bracht 1 noch nicht systematisch optimiert, sondern nur „händisch“ vorgenommen werden. Es erschien daher sinnvoll noch eine numerische Optimierung durchzuführen, um mögliche Kostensenkungspotentiale vollständig auszuschöpfen.

Übergreifendes Ziel des vorliegenden F&E-Vorhabens „Weiterentwicklung und Optimierung des Konzepts einer solaren Nahwärmeversorgung für ländliche Gebiete am Beispiel von Bracht-Dorf“ („Bracht 2“) war es, die grundsätzliche Machbarkeit einer solaren Nahwärmeversorgung am Standort Rauschenberg-Bracht nachzuweisen und die notwendigen Daten zu ermitteln, damit eine noch zu gründende Bürgergenossenschaft weitergehende Umsetzungsmaßnahmen (Antragstellungen, Ausschreibungen, etc.) in Angriff nehmen kann.

2. Anpassung und weitere Variationen des Anlagenkonzeptes

2.1. Rückblick auf das Anlagenkonzept Stand März 2020

Ausgangspunkt für die vorliegende Studie ist das in Abbildung 1 dargestellte alte Anlagenkonzept Stand März 2020 (Bracht 1) für 159 Anschlüsse in Bracht-Dorf und -Siedlung auf der Grundlage von 2018 durchgeführten Befragungen zum Anschlussinteresse sowie für die Jahre 2014 bis 2016 erhobene Verbrauchsdaten. Eine ebenfalls diskutierte Variante mit 130 Anschlüssen nur in Bracht-Dorf wurde als Option verworfen, da für die Energiegenossenschaft die Versorgung beider Ortsteile in Bracht wichtig ist. Die Konzeptauslegung ist auf die folgende Zielsetzung ausgerichtet:

- Mindestens 80% der betriebsgebundenen CO₂-Emissionen sind gegenüber dem Ist-Stand einzusparen
- Der derzeitige jährliche Holzeinsatz der Anschlussnehmer darf auch für die solare Nahwärmeversorgung verwendet werden, allerdings nicht mehr.
- Der Solaranteil an der Wärmebereitstellung soll möglichst hoch sein.

Im Falle einer Unterschreitung der derzeitigen bzw. verfügbaren Holzmenge wird angenommen, dass ungenutztes Holz andernorts Heizöl verdrängt und die hierdurch eingesparten CO₂-Emissionen der solaren Nahwärmeversorgung als CO₂-Gutschrift anzurechnen sind. Dies dient der besseren Vergleichbarkeit mit Konzepten, die einen abweichendem Holzeinsatz aufweisen. Die Länge der Hausanschlussleitungen wurde in diesem Konzept mit 22 m bzw. bis zur jeweiligen Gebäudemitte bewusst konservativ abgeschätzt.

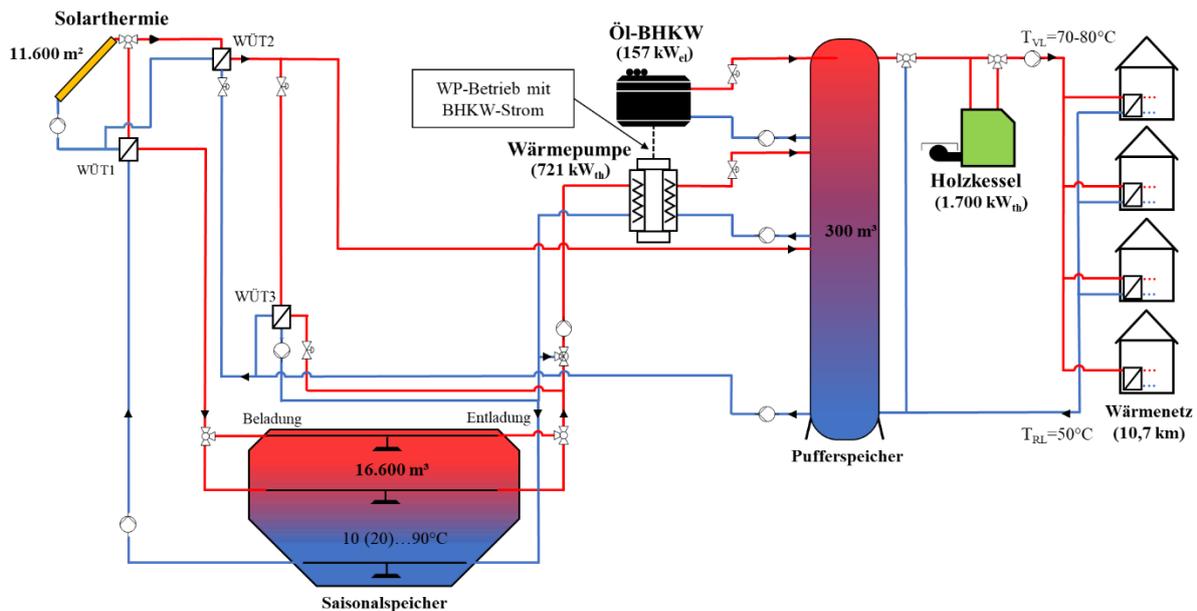


Abbildung 1: Anlagenkonzept der solaren Nahwärmeversorgung (Stand März 2020) für 159 Abnehmer in Bracht-Dorf und -Siedlung. Jahreswärmebedarf angenommen anhand von Verbrauchsdaten für die Jahre 2014 bis 2016 (Befragungsergebnisse durch die Bürgerinitiative in Bracht); Dimensionierungen der Komponenten wurden durch TRNSYS-Simulationen überprüft, jedoch nicht numerisch optimiert.

2.2. Änderungen der Randbedingungen des technischen Konzepts geg. Stand März 2020

Auswahl und Verschaltung der Komponenten aus Abbildung 1 wurden nochmal grundlegend durchdacht und nochmals mit externen Experten diskutiert. Folgende Anpassungen wurden danach vorgenommen, die zu dem überarbeiteten Anlagenkonzept in Abbildung 2 führen:

- Der Saisonspeicher wird nur noch bis auf maximal 85°C statt vorher 90°C aufgewärmt, da dies die Lebensdauer des Speicherdeckels, der einen relevanten Anteil der Speicherkosten ausmacht, erhöht. Außerdem wurde die Speichertiefe bzw. exakter, die Höhe der Wassersäule innerhalb des Speichers, auf der Basis vorhandener Bohrergebnisse in der näheren Umgebung zunächst vorsichtig mit 10 m statt im Anlagenkonzept Stand März 2020 mit 16 m angenommen. Für eine genauere Ermittlung der möglichen Speichertiefe müssen weitere Bohrungen an den potentiellen Standorten durchgeführt werden. Laut Expertenmeinung des Planungsbüros Planenergi (DK) sollte mindestens 15 m tief gebohrt werden, um eine mögliche Speichertiefe von bis zu 10 m Tiefe (unterhalb der Geländeoberkante) und die Grundwasserverhältnisse noch bis mindestens 5 m unterhalb des Speicherbodens zu untersuchen.
- Der Holzkessel war Stand März 2020 als Spitzenlastkessel (bzw. als Redundanz) dimensioniert und speiste direkt in das Wärmenetz ein. Aufgrund der im Vergleich zu einem Gaskessel hohen spez. Investitionskosten pro kW und des eher trägen Betriebsverhaltens, wird der Holzkessel zunächst auf 500 kW verkleinert (dies ist noch kein Optimierungsergebnis) und arbeitet auf den Pufferspeicher statt direkt ins Wärmenetz.
- Neben dem 1.700 kW Holzkessel in Abbildung 1, der auch als Spitzenlastkessel fungiert, war für das Konzept Stand März 2020 auch ein Öl-Kessel mit 1.700 kW als Notkessel in den Kosten berücksichtigt worden, der innerhalb des Anlagenkonzeptes jedoch nicht dargestellt ist. Dieser Öl-Kessel wird in dem überarbeiteten Konzept in Abbildung 2 durch einen Flüssiggas (FG)-Spitzenlastkessel gleicher Leistung und mit einem Deckungsbeitrag an der Wärmebereitstellung von weniger als 5% ersetzt.
- Solarthermie belädt den Pufferspeicher oben, sobald die Netzvorlauftemperatur direkt solar bereitgestellt werden kann. Andernfalls, wenn das Temperaturniveau dafür nicht ausreicht, wird die Solarwärme in den Saisonspeicher geladen.
- Die Entnahme- und Einspeisepunkte des Pufferspeichers werden für Wärmepumpe und BHKW so angeordnet, dass diese das gesamte Pufferspeichervolumen nutzen.

Das angepasste Anlagenkonzept ist in der Abbildung 2 dargestellt. Die angegebenen Dimensionierungen der Komponenten wurden mit Ausnahme des Holzkessels vom Anlagenkonzept Stand März übernommen und sind noch nicht numerisch optimiert.

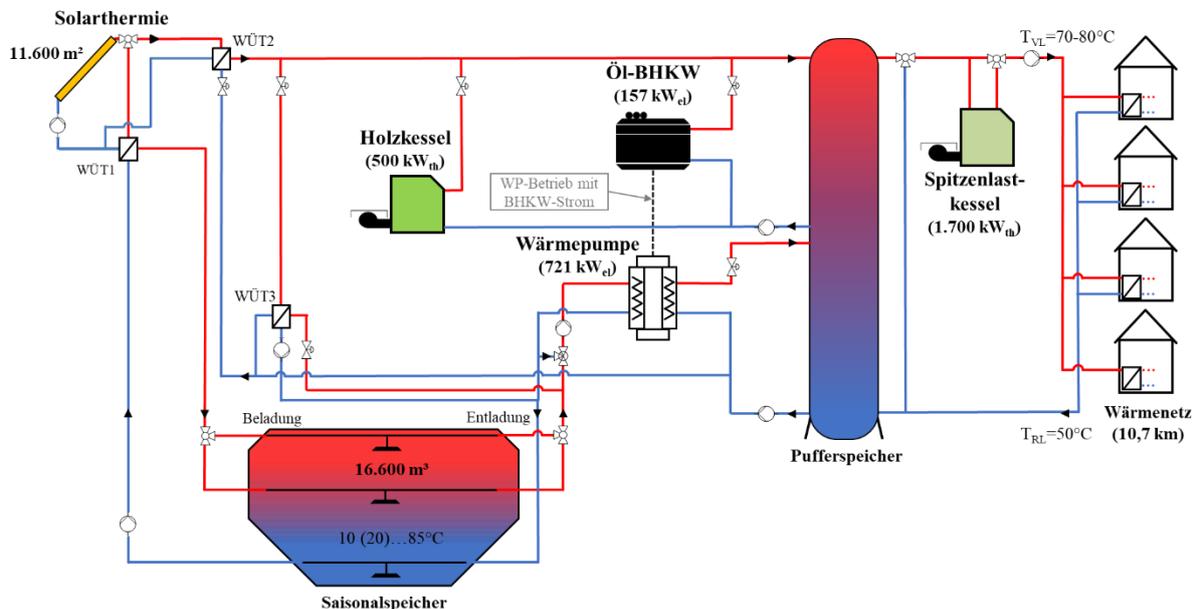


Abbildung 2: Überarbeitetes Anlagenkonzept der solaren Nahwärmeversorgung (Stand Dezember 2021) für 159 Abnehmer in Bracht-Dorf und -Siedlung. Jahreswärmebedarf angenommen anhand von Verbrauchsdaten für die Jahre 2014 bis 2016 (Befragungsergebnisse durch die Bürgerinitiative); Dimensionierungen der Komponenten wurden durch TRNSYS-Simulationen überprüft, jedoch nicht numerisch optimiert.

Ausgehend von diesem Grundkonzept werden, wie in Kapitel 5 beschrieben, Kostenoptimierungen für verschiedene Förderoptionen, teilweise mit Untervarianten unterschiedlicher technischer Ausrichtung, durchgeführt. Die verfeinerten Randbedingungen und Kostenannahmen werden im folgenden Kapitel 3 beschrieben.

3. Ermittlung weiterer Randbedingungen und Kosten

3.1. AnschlussnehmerInnen und Wärmebedarf

Der Wärmebedarf wurde anhand der aktuellen Anschlussnehmerzahl von 160 (Stand Februar 2022) neu abgeschätzt. Die Zahl setzt sich aus 136 Bestandsgebäuden von eingetragenen Genossenschaftsmitgliedern (Solarwärme Bracht eG, Gründungsdatum: 15.07.2021) sowie 24 Neubauplätzen mit vorgesehenem Wärmenetzanschluss zusammen. Durch den Vertragsabschluss mit der Genossenschaft handelt es sich bei den 160 Anschlussnehmern um verbindliche Wärmeabnehmer und nicht wie bei der Befragung durch die Bürgerinitiative in 2018 um unverbindliche Interessenten. Wichtig zu erwähnen ist, dass zwei weitere Anschlussinteressenten (Aussiedlerhöfe in Bracht-Siedlung) aufgrund ihrer verglichen mit dem jeweiligen Wärmebedarf überproportional langen Hausanschlussleitungen bei der Detailplanung des Netzverlaufs nicht berücksichtigt wurden. Für die Bestandsgebäude wurde die jeweilige jährliche Wärmeabnahme (ab Hausübergabestation) anhand der Verbrauchsdaten für die Jahre 2014 bis 2016 (Befragungsergebnisse durch die Bürgerinitiative in Bracht) berechnet, sofern diese vorliegen. Bei fehlenden Verbräuchen wurde eine jährliche Wärmeabnahme von 24,3 MWh/a (Durchschnittswert der Bestandsgebäude von Genossenschaftsmitgliedern (ohne Aussiedlerhöfe) mit bekanntem Verbrauch der Jahre 2014 bis 2016, erhoben durch die Bürgerinitiative) angenommen. Von den Neubauten liegen noch keine Daten vor, weshalb auch hier Annahmen getroffen wurden, woraus sich ein Wärmebedarf je Neubau-EFH von 13,6 MWh/a ergibt:

- beheizte Wohnfläche je Gebäude wie Brachter Durchschnitt,
- energetischer Standard: KfW 40,
- Raumtemperatur: 21°C,
- und Trinkwarmwasserbereitstellung mit Zirkulationsleitung.

Die voraussichtliche Wärmebedarfsreduktion durch die von der LEA empfohlen minimal-investiven Sanierungsmaßnahmen für 29 Gebäude mit aussagekräftigen Angaben (z.B. Angabe des Grundes, wenn keine Dämmung empfohlen wird) wurde innerhalb des Projektes Bracht 1 für 159 Anschlussnehmer abgeschätzt. Die Hochrechnung für die 159 Gebäude hat folgende Maßnahmenempfehlungen ergeben:

- nur Kellerdecken-Dämmung: 50 Gebäude
- nur Obergeschossdecken-Dämmung: 39 Gebäude
- Sowohl Keller- als auch Obergeschossdecken-Dämmung: 16 Gebäude

Die Berechnung der jeweiligen Wärmebedarfsreduktion für die Maßnahmen wurden anhand der Tabula-Berechnungsmethode (Loga et al. 2015) vorgenommen. Rebound-Effekte durch das veränderte Nutzerverhalten bei abnehmendem Wärmebedarf wurden dabei in Form von Korrekturfaktoren berücksichtigt, die seitens des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) in Feldtests ermittelt wurden (Loga et al. 2015). Insgesamt ergab sich für die 159 Anschlussnehmer des Konzeptes Stand März 2020 eine Wärmebedarfsreduktion von rund -2%. Diese Einsparung von -2% wurde pauschal für die 136 Bestandsgebäude unter den 160 Anschlussnehmer (Stand Januar 2022) übernommen. Insgesamt ergibt sich so ein Wärmebedarf für die 160 Gebäude von 3,5 GWh/a inkl. von der LEA empfohlener minimal-investiver Sanierungsmaßnahmen (ohne sind es 3,6 GWh/a).

3.2. Anlagenstandort

Für das Solarthermiefeld und den Saisonspeicher sind derzeit Flächen an zwei potentiellen Standorten in der Diskussion. Davon befindet sich der eine Standort in Bracht-Dorf (siehe Abbildung 3) mit einer Fläche von ca. 3,5 ha (Abschätzung der Uni Kassel anhand eines Flächenplanes der Genossenschaft vom 24.08.2021), unter Einhaltung des Mindestabstands zur Landstraße von 20 m (Hessisches Straßengesetz § 23). Der andere Standort mit einer Fläche von rund 3,86 ha (Angabe Genossenschaft vom 10.12.21) befindet sich bei Bracht-Siedlung (siehe Abbildung 4). Beide Standorte wurden durch das Unternehmen Planenergi (DK) im Rahmen eines Unterauftrags der Uni Kassel anhand aktuell vorliegender Bodenerkundungsdaten bewertet. Die vorhandenen Daten stammen einerseits von Bohrungen, die in der Vergangenheit im näheren Umfeld der potentiellen Standorte durchgeführt worden waren und durch das HNLUG in einem Projekttreffen im November 2021 vorgestellt wurden. Andererseits liegen Ergebnisse von Baggerschürfungen vor, welche beauftragt durch die Stadt Rauschenberg direkt an den potentiellen Standorten im März 2022 vorgenommen wurden. Die Schürfungen erfolgten bis zu einer Tiefe von maximal 5 m (unterhalb der Geländeoberkante). Angesichts der Grundfläche des Saisonspeicher, die von Planenergi unter den getroffenen Annahmen mit ca. 1 ha abgeschätzt wurde, erscheint der Standort in der Nähe der Siedlung besser geeignet zu sein. Weitere Details zu den Speicherberechnungen stehen im Bericht von Planenergi. In Absprache mit der Genossenschaft wurde für die Erstellung des Trassenplanes der Standort in der Nähe von Bracht-Siedlung angenommen. Hinsichtlich des Wärmenetzes wirkt sich die Standortwahl fast ausschließlich auf die Verbindungsleitung zwischen den Ortsteilen Dorf und Siedlung aus. Falls die Wärmeerzeugung in der Nähe der Siedlung erfolgt, wären sowohl Durchmesser als auch Kosten der Verbindungsleitung zum Dorf sowie der Bedarf an installierter Pumpenleistung und damit auch die entsprechenden Investitionskosten für die Pumpe etwas größer als bei einer Wärmeerzeugung in der Nähe des Dorfes. Dieser Kostenunterschied wird insgesamt jedoch als gering eingeschätzt. Grund hierfür ist, dass die Wärmeabnahme im Dorf in Summe höher ist als in der Siedlung und daher in beiden Fällen unterschiedlich viel Wärme über die Verbindungsleitung transportiert werden muss. Da die erreichbare Speichertiefe noch nicht bekannt ist, wird angenommen, dass für den Grubenspeicher eine Tiefe von 10m bezogen auf die Wassersäule im Speicher erreicht wird.

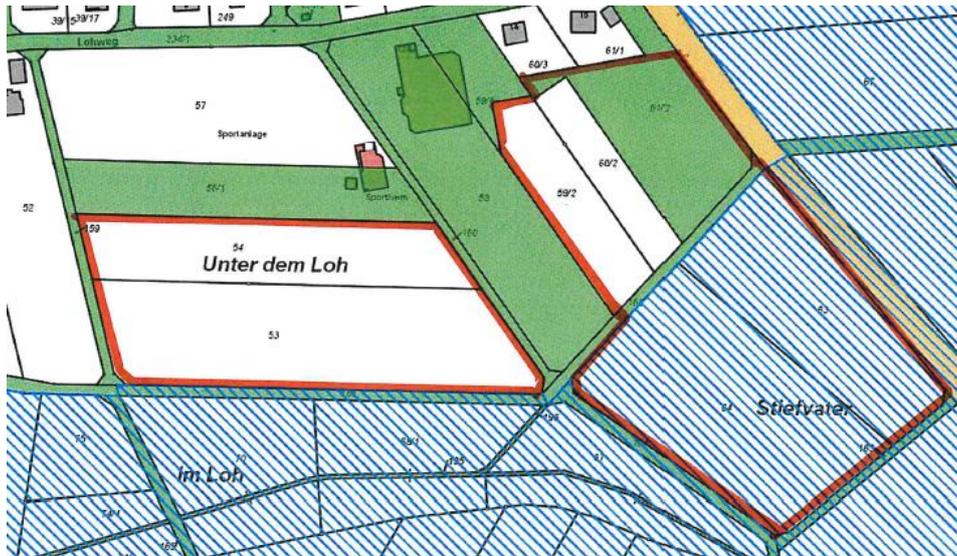


Abbildung 3: Potentielle Flächen für einen Anlagenstandort bei Bracht-Dorf (Mitteilung der Genossenschaft vom 24.08.21); Flächen sind laut Abschätzung der Uni Kassel insgesamt ca. 3,5 ha groß, unter Berücksichtigung, dass der vorgeschriebene Mindestabstand zur Landstraße von 20m (Hessisches Straßengesetz) eingehalten wird. Laut Aussage der Genossenschaft weist die Fläche „Unter dem Loh“ etwa 6° und die Fläche „Stiefvater“ etwa 3° Neigung jeweils in Richtung Süden auf. Beide Flächen würden sich daher gut für ein Solarthermiefeld eignen. Die dritte rot-umrandete Fläche ist laut Genossenschaft eben und ein potentieller Standort für den Saisonspeicher, sofern die Standortprüfung zu einem positiven Ergebnis kommt

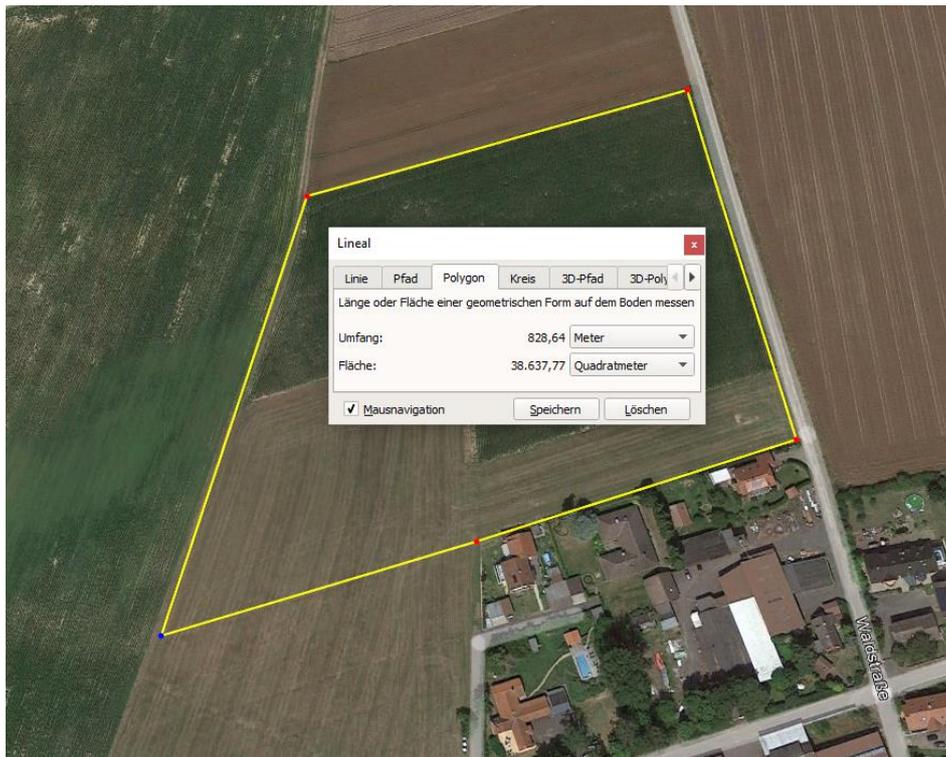


Abbildung 4: Potentielle Fläche für einen Anlagenstandort bei Bracht-Siedlung von rund 3,86 ha (Mitteilung der Genossenschaft vom 10.12.21); Fläche ist laut Genossenschaft nicht geneigt

3.3. Trassenplan

Ausgehend vom jeweiligen Wärmebedarf Stand Januar 2022 für zunächst noch 162 Anschlussinteressenten wurden folgende Vorarbeiten für die Nahwärmenetzauslegung durchgeführt:

- Auslegung des Wärmenetzes (Trassenverlauf und Leitungsdurchmesser der jeweiligen Trassenabschnitte) mit der Software STANET für eine Netzvorlauftemperatur von 80°C und Netzurücklauftemperatur von 50°C sowie einen maximalen Druckverlust von 250 Pa/m (im Auslegungszustand) jeweils mit Uno- und mit Duo-Rohren. Hausanschlussleitungen wurden dabei nicht mehr wie bei der Abschätzung vom März 2020 bis zur Hausmitte (durchschnittliche Länge 22 m), sondern nur noch bis zur nächstgelegenen Hauskante (durchschnittliche Länge 12,5 m) angenommenen. Diese Änderung verkürzt die Netzlänge um insgesamt ca. 1,5 km.
- Für den Trassenverlauf wurden in Zusammenarbeit mit der Genossenschaft mehrere Optimierungsvorschläge ermittelt, um die Trassenlänge beispielsweise durch eine Verlegung über Abnehmer-Grundstücken zu verkürzen und dadurch Investitionskosten sowie Wärmeverluste des Netzes tendenziell zu verringern und die Wärmebelegungsdichte weiter zu erhöhen.
- Um das Wärmenetz gefördert bekommen zu können, ist es erforderlich insgesamt eine Wärmebelegungsdichte von mindestens $500 \text{ kWh}/(\text{m}_{\text{Trasse}} \cdot \text{a})$ zu erreichen. Die Verbindungsleitung vom Wärmeerzeuger zum ersten Abnehmer kann jedoch zumindest beim Förderprogramm der KfW „EE Premium“ aus der Berechnung der Wärmebelegungsdichte unberücksichtigt bleiben, wird dann aber auch nicht gefördert. Es wurde für die Anschlussnehmer mit einer im Verhältnis zum Wärmebedarf langen Hausanschlussleitung untersucht, inwieweit sich die Wärmebelegungsdichte des Gesamtnetzes ohne diese Abnehmer erhöhen würde. Im Ergebnis wurden zwei Interessenten nicht für die Wärmenetzplanung berücksichtigt.

Anhand dieser Vorarbeiten wurde der Netzverlauf mit der Genossenschaft abgestimmt und die Genossenschaft entschied sich zudem die beiden Aussiedlerhöfe vorerst nicht als Anschlussnehmer einzuplanen. Bezüglich des Rohrtyps entschied sich die Genossenschaft für Duo-Rohre. Duo-Rohre haben den Vorteil, dass die Leitungen des Wärmenetzvorlaufs und -rücklaufs gemeinsam im Verbund gedämmt sind, wodurch sich die Wärmeverluste verringern. Laut eigenen Berechnungen mit der Software STANET bedeutet der Einsatz von Duo- statt Uno-Rohren für Bracht eine Reduktion der Wärmeverluste um etwa 6,5 %-Punkte auf insgesamt ca. 15%. Der mit der Genossenschaft abgestimmte Netzverlauf ist in Abbildung 5 dargestellt und weist mit 8,2 km eine deutlich kürzere Trassenlänge auf als zuvor 10,7 km (Stand März 2020). Die bekannten Faktoren, welche die kurze Netzlänge begünstigen sind:

- Hausanschlussleitungen jetzt bis zur Hauskante angenommen und nicht mehr wie im März 2020 bis zur Hausmitte konservativ abgeschätzt. Die Netzlänge verkürzt sich dadurch um 1,5 km.
- Nicht-Anschluss der zwei „Aussiedlerhöfe“ mit jeweils langer Hausanschlussleitung
- Verkürzte Trassenführung an mehreren Stellen, v.A. durch Gärten von Anschlussnehmern
- Der Großteil der neu hinzugekommenen Neubaugrundstücke liegt dicht beieinander (innerhalb einer Straße in Bracht-Siedlung).

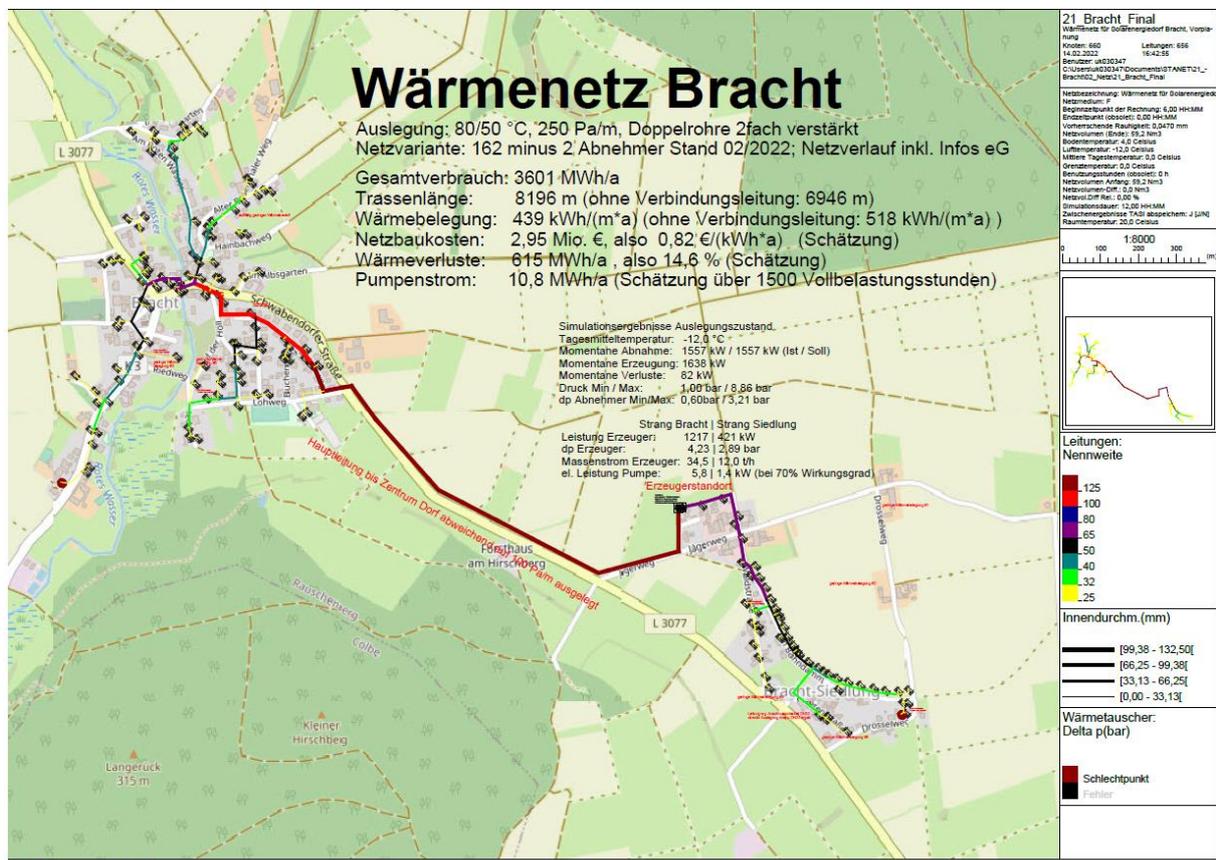


Abbildung 5: Wärmenetzplanung mit Duo-Rohren für 160 Anschlussnehmer Stand Januar 2022 (Uni Kassel, Software: Stanet)

3.4. Kostenannahmen

Die bis Juli 2021 getroffenen Annahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, insbesondere alle Investitionskosten und wichtige Betriebskosten, wurden nochmals mit externen Experten diskutiert. Als Ergebnis kam heraus, dass der Großteil der Annahmen übernommen werden kann und nur folgende Annahmen geändert werden:

- Die Lebensdauer des Wärmenetzes wird für die Berechnung des Restwertes von 30 auf 50 Jahre erhöht, weil Wärmenetzleitungen (Kunststoff-Mantel-Rohre) eher 50 Jahre und länger halten.
- Statt der bisher angenommenen Investitionskosten von 510 €/kW für einen „einfachen“ Hackschnitzelkessel werden Kosten für einen robusten Holzessel (Allesbrenner) in Höhe von 871 €/kW

angesetzt, da die Energiegenossenschaft plant, auch Landschaftspflegeholz mit hohem Feuchtegehalt als Brennstoff zu nutzen.

- Bezüglich der Solarthermie-Freiflächenanlage wurden anhand der VDI 6002 Blatt 1 (2014) die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten bisher mit 1 %/a der Investitionskosten angenommen und die Menge an Hilfsstrom mit 2% der Solarwärme des Kollektors berechnet. Laut Aussage von praxiserfahrenen Experten ist jedoch realistisch von deutlich niedrigeren Kosten von insgesamt 3 €/MWh bereitgestellte Solarwärme (Kollektor) auszugehen.

Die Investitionskosten werden anhand der Annahmen aus Tabelle 4, die Energieträgerkosten anhand der Annahmen aus Tabelle 5 und die Wartungs- und Instandhaltungskosten auf der Grundlage von Annahmen aus Tabelle 6 im Anhang 2.1 „Kostenannahmen“ berechnet. Der Hilfsstrombedarf wird für das Wärmenetz mit 0,5%/a bezogen auf die jährlich ins Wärmenetz eingespeiste Wärme nach Nussbaumer et al. (2017) angenommen und bei den anderen Komponenten (BHKW, Biomassekessel und Spitzenlastkessel) davon ausgegangen, dass die Kosten für Hilfsstrom bereits in den Wartungs- und Instandhaltungskosten enthalten sind. Für Wartungs- und Instandhaltungskosten wird eine Inflation von 1,8%/a als jährliche Kostensteigerung angenommen. Die Kostenannahmen sind für die spätere Berechnung der Wärmegestehungskosten erforderlich, welche dynamisch über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren (2025 bis 2044) berechnet werden.

3.5. Förderung

Als Förderprogramme auf Bundesebene werden die KfW-Förderung „Erneuerbare Energien Premium“ und die geplante, jedoch noch nicht in Kraft getretene, „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW), welche das derzeitige Förderprogramm des BAFA „Wärmenetzsysteme 4.0“ ablösen soll, als relevant erachtet und daher betrachtet. Die genannte KfW-Förderung wird im Folgenden als MAP (Marktanreizprogramm Wärme aus erneuerbaren Energien) bezeichnet. Die nach eigenen Recherchen jeweils mögliche Förderung der einzelnen Komponenten über MAP und BEW ist in Tabelle 7 (MAP) und Tabelle 8 (BEW) aufgeführt (siehe Anhang). Für den Holzkessel wurde insgesamt eine Förderquote von 55% bestehend aus Bundesförderung sowie Förderung durch das Land Hessen (regulär, kein Sonderzuschuss) angenommen. Die Förderung, welche sich daraus für den Holzkessel ergibt, wird in den Berechnungen vereinfacht dem MAP zugerechnet. Für das Solarthermiefeld wurde die im Falle der MAP-Förderung die ertragsbasierte Förderung durch KfW EE Premium berücksichtigt. Laut telefonischer Auskunft eines Mitarbeiters der KfW in 2019 kann der saisonale Wärmespeicher als Bestandteil des Solarthermiefeldes gefördert werden. Die ertragsbasierte Förderung des Solarthermiefeldes wird für den angenommenen Kollektor GREEoneTEK 3133 bestimmt, indem anhand der Modelgröße von $13,17\text{m}^2_{\text{brutto}}$ die Modulanzahl errechnet und mit dem zertifizierten jährlichen Modulartrag nach Solar Keymark von 7.744 kWh/a (standartmäßig für Standort Würzburg und mittlere Kollektortemperatur von 50°C) multipliziert wird. Daraus ergibt sich der Gesamtjahresertrag nach Solar Keymark, der wiederum mit $0,45\text{ €/kWh}$ multipliziert die ertragsbasierte Förderung (einmalige Investitionsförderung) ergibt.

3.6. Emissionsfaktoren

Da jährliche Emissionsfaktor hängt jeweils vom Strom-Mix desselben Jahres ab, daher ist es erforderlich für den für den Strom-Mix innerhalb des Betrachtungszeitraums zwischen 2025 und 2044 Annahmen zu treffen. Laut einer umfassenden Studie zu möglichen Klimaschutzpfaden von Luderer et al. 2021 liegen innerhalb der untersuchten Szenarien für das Jahr 2030 die EE-Anteile für den Stromsektor im Bereich von 76 bis 89% und die Emissionsfaktoren für Strom bei 30 bis $75\text{ g}_{\text{CO}_2\text{-äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Offizielle Planung der Bundesregierung ist: „Wir richten unser Erneuerbaren-Ziel auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Davon sollen 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen“ und „...Klimaneutralität spätestens 2045 technologieoffen ausgestalten“ (Koalitionsvertrag 2021). Vor diesem Hintergrund wurden die Emissionsfaktoren (Stützjahre) für 2030 mit $61\text{ g}_{\text{CO}_2\text{-äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und für 2045 mit $0\text{ g}_{\text{CO}_2\text{-äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ abgeschätzt. Als weiteres Stützjahr wurde 2019 mit einem Wert von $408\text{ g}_{\text{CO}_2\text{-äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ gewählt (Icha et al. 2021) und die Jahreswerte zwischen den nächstgelegenen Stützjahre, wie in der Abbildung 6 dargestellt, jeweils linear interpoliert.

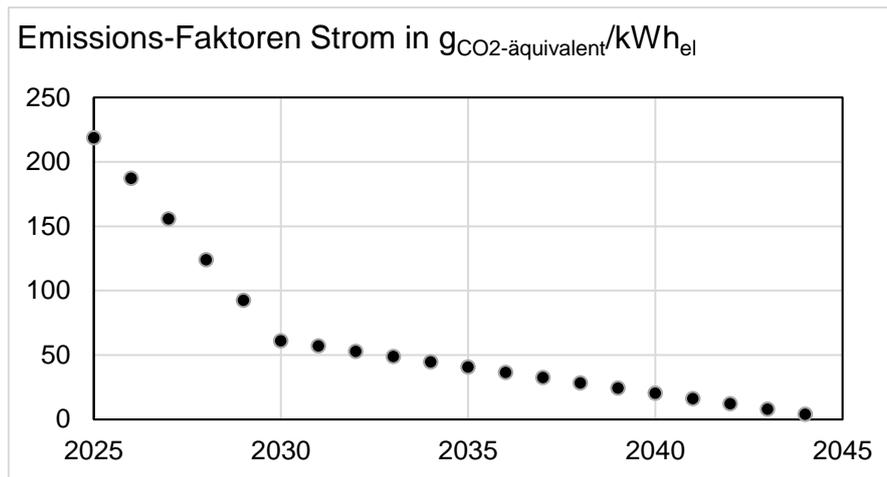


Abbildung 6: Angenommene Zeitreihe der Emissionsfaktoren für Netzstrom innerhalb des Betrachtungszeitraums 2025 bis 2044

Da sich Bracht in einer walddreichen Region befindet wird angenommen, dass die Transportwege für die Holzbereitstellung bereits jetzt insgesamt kurz sind. Zudem strebt die Energiegenossenschaft an, die als Beheizung in der Heizperiode vorgesehenen Holzkessel für die Nahwärmeversorgung insbesondere mit Hackschnitzeln aus regionalem Landschaftspflegeholz zu betreiben. Die CO₂-Emissionsfaktoren für den Holzeinsatz, sowohl für den Ist-Stand als auch für die solare Nahwärmeversorgung, werden daher vereinfachend in den folgenden Berechnungen vernachlässigt.

4. Untersuchte Anlagenkonzepte

4.1. Förderoptionen

Neben den in Kapitel 3.5 beschriebenen Fördermodalitäten für MAP und BEW wird auch ein Zuschuss in Form einer Landesförderung berücksichtigt. Nach aktuellem Stand ist eine Kumulierung der Landesförderung nur mit dem MAP, nicht jedoch mit der BEW möglich. In Abstimmung mit dem Land Hessen und der Energiegenossenschaft wurden drei Förderoptionen vereinbart, für die jeweils Wärmeversorgungskonzepte erstellt und deren Komponentengrößen optimiert werden sollen:

1. **MAP- und Landesförderung (MAP+Land):** Dies entspricht einer Förderquote von 65% für jede Komponente, inkl. des fossilen Kessels und BHKWs, sofern diese im Konzept vorkommen.
2. **BEW ohne Landesförderung (BEW):** Dies entspricht der vollen Förderung durch das BEW nach dem BEW-Entwurf August 2021, was für alle Komponenten, mit Ausnahme von fossilen Erzeugern, die keine Förderung erhalten, eine Investitionsförderung von 40% bedeutet und außerdem eine Betriebskostenförderung für die Solarthermieanlagen und die Wärmepumpe.
3. **Stand Februar 2022 diskutierte Förderung (MIX):**
 - BEW ohne Landesförderung für die Wärmepumpe und das Wärmenetz (inkl. Trasse, Hausübergabestationen, Heizzentrale, Netztechnik und Regelungstechnik)
 - MAP- und Landesförderung für alle weiteren Komponenten (sprich 65% Förderquote für jede Komponente, inkl. des fossilen Kessels und BHKWs, sofern diese im Konzept vorkommen.)

4.2. Abgeleitete Konzepte

Auf der Grundlage der drei Förderoptionen MAP+Land, BEW und MIX wurden insgesamt sechs technische Versorgungskonzepte erstellt und numerisch optimiert, wobei die ersten vier Konzepte jeweils von der ersten Förderoption MAP+Land ausgehen. Alle Konzepte verfügen über die Wärmeerzeugungskomponenten Solarthermieanlage mit Saisonspeicher, Wärmepumpe und zwei Holzkessel. Technische Unterschiede bestehen insofern, dass bei mehreren Konzepten ein mit Flüssiggas betriebener Spitzenlastkessel vorhanden ist. Der FG-Spitzenlastkessel ist jeweils auf die maximale Jahresheizlast ausgelegt und würde dadurch die Wärmeversorgung sicherstellen, falls andere Wärmeerzeuger (z.B. bei Wartungsarbeiten oder Reparaturen) ausfallen sollten. Außerdem verfügt nur das Konzept MAP+Land 1 über ein FG-BHKW, welches die Wärmepumpe direkt mit Strom versorgt, während alle anderen Konzepte ohne BHKW auskommen und die Wärmepumpe jeweils mit Netzstrom betreiben. Ein weiterer Unterschied zwischen den Konzepten ist die verwendete Holzmenge, die bei Konzept

MAP+Land 4 20% über der derzeit eingesetzten Holzmenge liegt und sonst stets dem Ist-Stand entspricht. Die Konzepte MAP+Land 3 und MAP+Land 4 wurden als Untervarianten in die Untersuchung aufgenommen, weil seitens der Energiegenossenschaft ein Wärmeversorgungskonzept, das ganz ohne fossile Energieträger auskommt, präferiert wird. In der Tabelle 1 sind die wesentlichen Unterschiede für die sechs kostenoptimierten Konzepte dargestellt.

Tabelle 1: Technische Unterschiede der kostenoptimierten Konzepte im Überblick

| Bezeichnung | FG-Kessel | FG-BHKW | Holzeinsatz (Ist-Stand =100%) |
|---|-----------|---------|-------------------------------|
| MAP+Land 1 mit BHKW | x | x | 100% |
| MAP+Land 2 | x | | 100% |
| MAP+Land 3 ohne FG-Kessel | | | 100% |
| MAP+Land 4 ohne FG-Kessel, +20% Grünschnitt | | | 120% |
| BEW | x | | 100% |
| Mix | x | | 100% |

4.3. Anlagenschemata der Konzepte

In den Abbildung 7 bis Abbildung 9 sind die drei Anlagenschemata dargestellt, welche den sechs untersuchten und in Kapitel 4.2 vorgestellten Konzepten, zugrunde liegen.

Anlagenschema für Konzept MAP+Land 1

- mit FG-BHKW und -Spitzenlastkessel
- BHKW im Inselbetrieb und ausschließlich für die Stromversorgung der Wärmepumpe

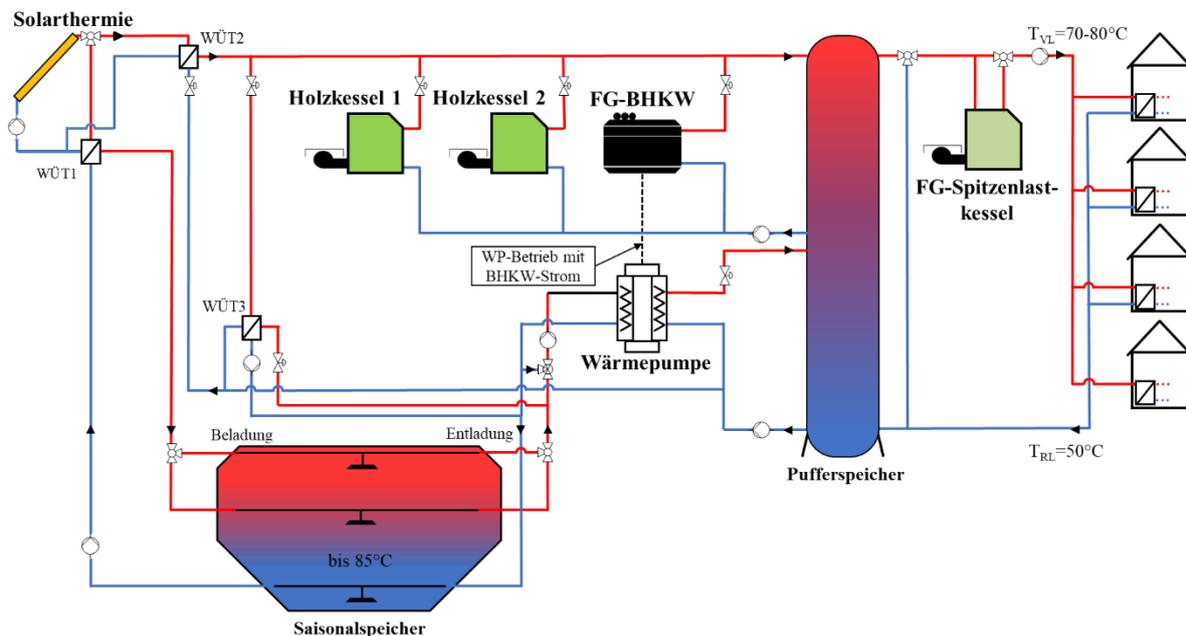


Abbildung 7: Anlagenschema mit FG-BHKW und -Spitzenlastkessel (MAP+Land1); Das BHKW wird im Inselbetrieb ausschließlich für die Stromversorgung der Wärmepumpe betrieben, wobei die BHKW-Abwärme genutzt und dem Pufferspeicher zugeführt wird. Der Spitzenlastkessel ist so ausgelegt, dass er die Heizlast auch an sehr kalten Wintertagen allein decken kann.

Anlagenschema für Konzept MAP+Land 2, BEW und Mix

- mit FG-Spitzenlastkessel
- mit Netzstrom betriebene Wärmepumpe

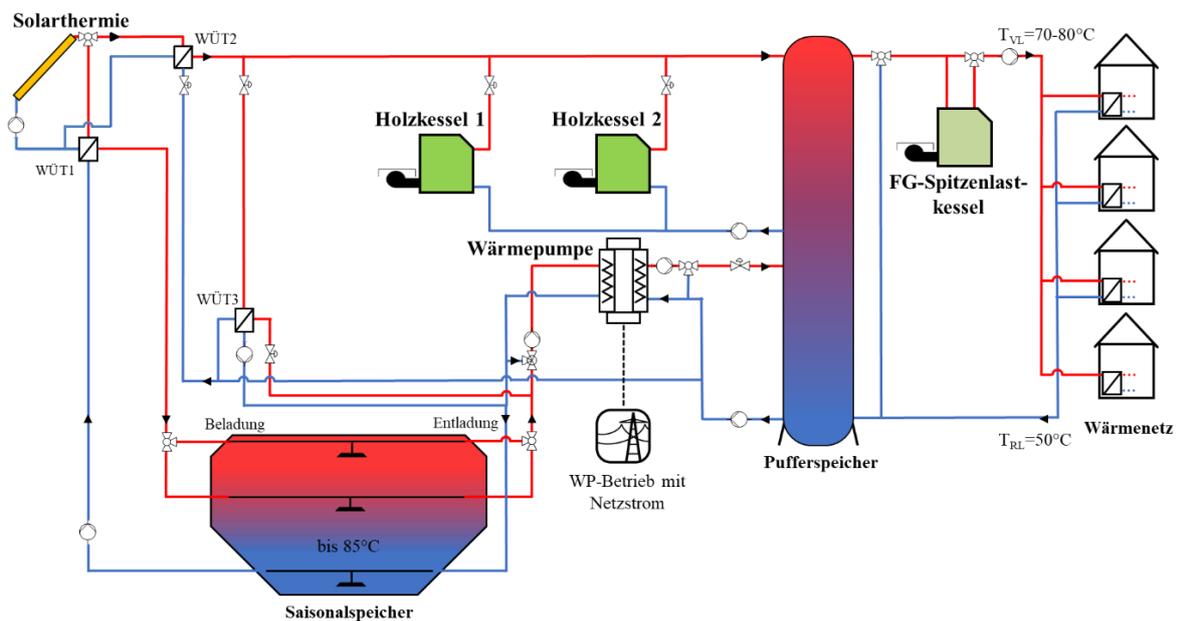


Abbildung 8: Anlagenschema ohne FG-BHKW und mit FG-Spitzenlastkessel (MAP+Land 2, BEW und Mix); Wärmepumpenbetrieb mit Netzstrom und daher kein BHKW erforderlich, Der Spitzenlastkessel ist so ausgelegt, dass er die Heizlast auch an sehr kalten Wintertagen allein decken kann.

Anlagenschemata für Konzept MAP+Land 3 und MAP+Land 4

- keine Wärmeerzeuger mit fossilen Brennstoffen
- mit Netzstrom betriebene Wärmepumpe

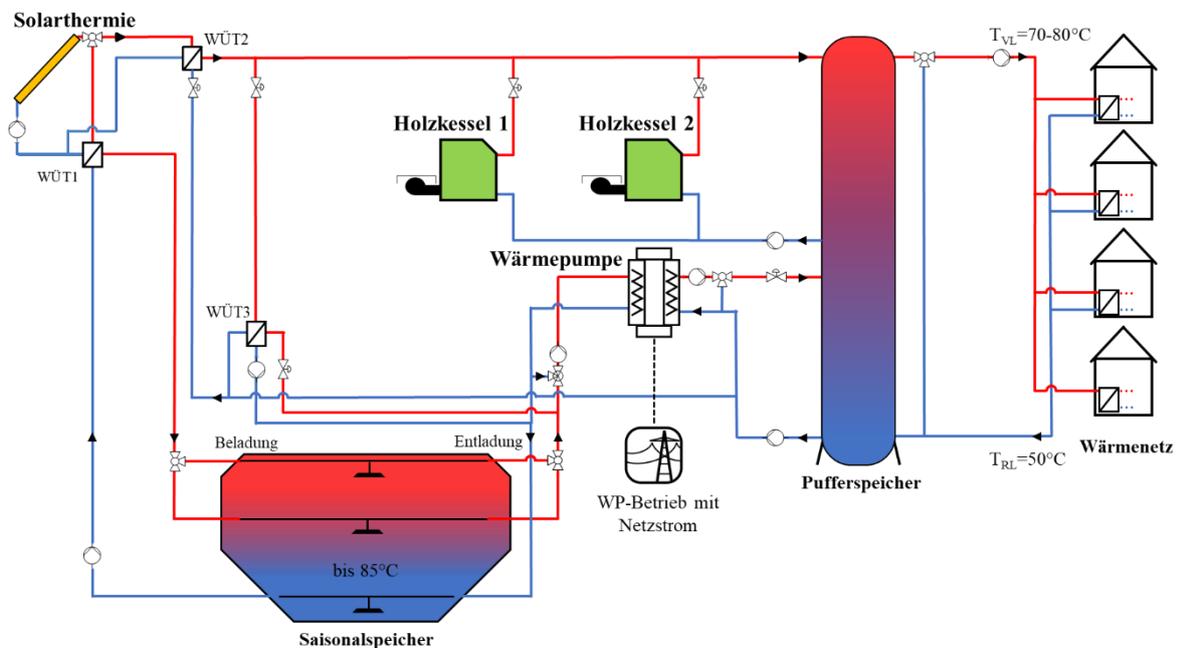


Abbildung 9: Anlagenschema ohne FG-BHKW und -Spitzenlastkessel (Konzepte MAP+Land 3 und 4); Innerhalb des Konzeptes werden keine fossilen Energieträger mehr eingesetzt (abgesehen von dem fossilen Stromanteil aus dem Netz). Ohne den Spitzenlastkessel sind kaum noch Leistungsreserven, insbesondere für kalte Wintertage, vorhanden.

5. Simulationsgestützte Optimierung

5.1. Simulation

Um die Konzepte bewerten und miteinander vergleichen zu können, werden für lokale Brachter Randbedingungen die Wärmegestehungskosten berechnet. Im ersten Schritt der Berechnung werden die Konzepte energetisch bilanziert und die Jahresenergiemengen je Wärmeerzeuger bestimmt, die zur Deckung des Wärmebedarfs erforderlich sind. Aufgrund der hohen Komplexität des Systems, bestehend aus mehreren Wärmeerzeugern mit unterschiedlichen Regelungen und dazu noch zwei Wärmespeichern inkl. Betrachtung von Temperaturschichtung und Wärmeverlusten, kann diese Berechnung nur numerisch erfolgen. Dafür wurde für jedes Konzept ein Simulationsmodell in TRNSYS (Transient System Simulation Tool) aufgebaut. Ein entsprechendes TRNSYS-Simulationsdeck ist stark vereinfacht in der Abbildung 10 dargestellt.

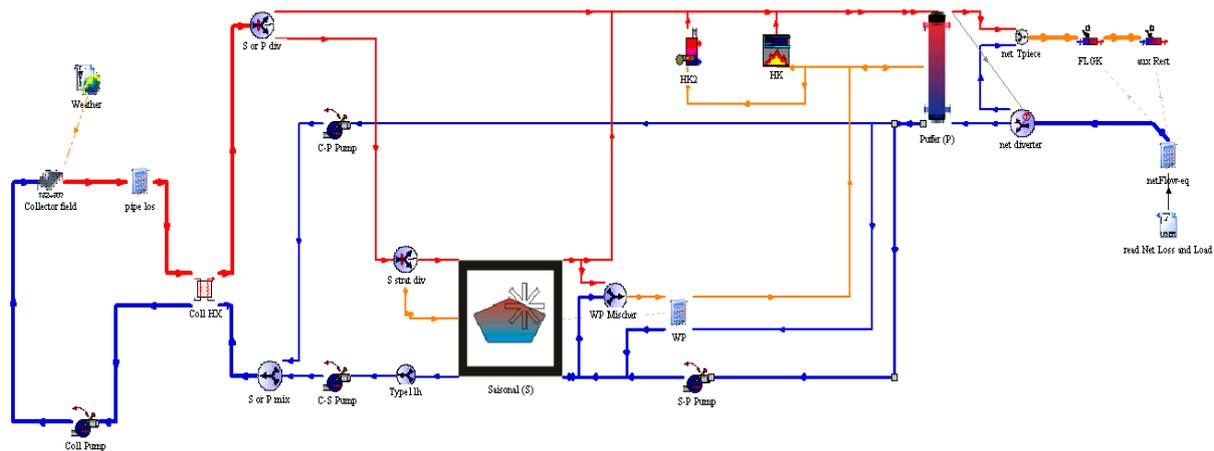


Abbildung 10: Stark vereinfachtes Simulationsdeck in TRNSYS zur Veranschaulichung

Im Modell sind die einzelnen Komponenten wie z.B. Solarkollektor, Speicher, Holzboiler, Wärmepumpe mittels mathematischer Gleichungen beschrieben und zu einem System zusammengeschaltet. Für jede Komponente werden In- und Outputgrößen (z.B. Brennstoffeinsatz und Wärmebereitstellung) entsprechend der Komponenteneigenschaften (z.B. Leistung und Wirkungsgrad) und hinterlegten Regelung, die sich an der Wärmenachfrage sowie Temperaturen z.B. des Speichers oder des Wärmenetzvorlaufs orientiert, in jedem Zeitschritt iterativ berechnet. Der jeweilige Simulationsdetaillierungsgrad der einzelnen Komponenten ist dabei zum Teil sehr verschieden. Zum Beispiel wird für die Solarkollektorreihen die gegenseitige Verschattung berücksichtigt, während die Leistung der Wärmepumpe anhand einer (einfachen) Kennlinie des Herstellers berechnet wird.

Die für Bracht spezifischen Randbedingungen werden unter anderem in Form externer Daten in die Simulation eingelesen, wie z.B.:

- Erforderliches Wärmeeinspeisejahresprofil ins Wärmenetz zur Deckung des Gebäudewärmebedarfs als Summe des Heizlastprofils aller Gebäude (erstellt mithilfe des Gesamtjahreswärmebedarfs aller Gebäude nach Hellwig 2003) und des Wärmeverlustprofils des Wärmenetzes
- Jahreszeitreihe der Netzvorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur (die Netzrücklauftemperatur wird dagegen vereinfacht als konstant angenommen)
- Außentemperaturjahresprofil
- Solarstrahlungsjahresprofil

Das Erdreich wird in Speichernähe mit simuliert, insbesondere bzgl. der dort vorherrschenden Temperaturen. Simuliert werden insgesamt 3,5 Betriebsjahre beginnend im April, weil es etwa 2,5 Jahre dauert, bis sich das Erdreich um den Speicher herum erwärmt hat und abgesehen von den Temperaturänderungen innerhalb des Jahreszyklus ein thermisches Gleichgewicht besteht. Nur die Simulation des letzten Jahres (Anfang Oktober bis Ende September) wird für die spätere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Kostenoptimierung herangezogen. Die Simulation erfolgt in einer zeitlichen Auflösung von 6 Minuten. Ergebnisse der TRNSYS-Simulationen sind z.B.:

- Energiemengen der Wärmeerzeuger und Speicher
- Erzeugungsprofile der Wärmeerzeuger
- Belade- und Entladeprofile der Speicher
- Temperaturverläufe innerhalb des Speichers und umgebenden Erdreichs

5.2. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierung

Nach der TRNSYS-Simulation folgt die Wirtschaftlichkeitsberechnung in Python auf Grundlage der im folgenden beschriebenen LCoH-Methode für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Die Optimierung ist die Suche nach der Systemkonfiguration (Komponentengrößen und -betrieb), welche unter den gegebenen Randbedingungen (Wärmebedarf, Wetter, Holzbudget, Kosten) zu den niedrigsten Wärmegestehungskosten führt. Zur Optimierung wird TRNSYS mit der Software GenOpt (Generic Optimization program) gekoppelt. Zur wirtschaftlichen Bewertung der Konzepte dienen die Wärmegestehungskosten, englisch Levelized Cost of Heat (kurz: LCoH) für die Wärmeabnahme der Wärmenetzkunden. Die LCoH werden mit der Formel nach Baez et al. (2015)

$$LCoH = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t - S_t - RV}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

| NOMENCLATURE | UNIT | MEANING |
|----------------|---------------------|---|
| LCoHC | €/kWh _{th} | Levelized Cost of Heat/Cold |
| T | Years | Economic lifetime of the investment |
| t | - | Year t |
| C _t | € | Operating costs on year t (O&M, fuels, as applicable) |
| RV | € | Residual Value |
| S _t | € | Subsidies and other incentives |
| E _t | kWh _{th} | Energy generated on year t |
| I | € | Initial investment |
| r | % | Discount rate (WACC) |

Abbildung 11: Zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten (LCoH) erforderliche Rechengrößen, entnommen aus: Baez et al. 2015

für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ab 2025 mit einem angenommenen Kalkulationszins von 3% berechnet. Die angenommenen Nutzungsdauern zur Berechnung der Restwerte sind in Tabelle 1 aufgelistet (siehe dazu ggf. im Anhang A2.3 die jeweiligen angenommenen Nutzungsdauern). Die Berechnung des Restwertes erfolgt unter der Annahme eines linearen Wertverlustes jeder Komponente über die Nutzungsdauer mit einem Wert von 0 € am Ende der Nutzungsdauer. Je nachdem, ob die LCoH mit oder ohne Förderung berechnet werden, wird für die Restwertberechnung die Investition vor oder nach Förderung als Anfangswert der Komponente verwendet. Die Kostenannahmen für die LCoH-Berechnung sind in Kapitel 3.4 bzw. in den entsprechenden Tabellen im Anhang aufgeführt.

5.3. Betriebsgebundene CO₂-Emissionen

Für die Ermittlung der CO₂-Einsparung der solaren Nahwärmeversorgung gegenüber dem Ist-Stand, werden für alle Konzepte und für den Ist-Stand jeweils die betriebsgebundenen CO₂-Emissionen berechnet. Mit dem angenommenen Emissionsfaktor für Strom (siehe Abbildung 6) werden die Treibhausgas (THG)-Emissionen des Wärmepumpenstroms berechnet. Die THG-Emissionen durch sonstigen Hilfsstrom werden sowohl beim Ist-Stand als auch bei den Konzepten vernachlässigt, da sie vergleichsweise niedrig sind. Auch die CO₂-Emissionen für den Energieträger Holz werden sowohl im Ist-Stand als auch bei den Szenarien wie in Kapitel 3.6 bereits näher erläutert als vernachlässigbar eingeschätzt.

5.4. Optimierungsergebnisse

Hinsichtlich der Optimierungen der sechs entwickelten Konzepte zur Versorgung von 160 Anschlussnehmern in Bracht, wurden seit der Ergebnisvorstellung am 28. Februar 2022 nachträglich noch folgende Anpassungen vorgenommen:

- Simulation für Konzept MAP+Land 3 unter angepassten Annahmen nochmals neu gerechnet und LCoH weiter um 0,3 Ct/kWh (inkl. Landes- und Bundesförderung) verringert. Alle anderen Konzepte sind auf dem Stand vom 28. Februar 2022
- Verbindungsleitung zwischen Bracht-Dorf und Bracht-Siedlung von Förderung ausgenommen, um die für eine Netzförderung erforderliche Wärmebelegungsdichte zu erreichen
- Die Annahmen bezüglich KfW-Förderung der Neubauten wurden korrigiert und der APEE-Bonus (APEE=Anreizprogramm Energie Effizienz; Dieser Bonus ist Bestandteil des KfW-Programms EE Premium) für die Hausanschlussleitungen sowie die KfW-Förderung für die Hausübergabestationen jeweils bei den 24 Neubauten nicht mehr berücksichtigt.

Die wesentlichen Ergebnisse wie ermittelte Komponentengrößen, Betriebsdaten und Wärmegestehungskosten der optimierten Konzepte sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Konzepte MAP+Land 2, BEW und MIX, welche auf dem gleichen Anlagenschema (ohne BHKW, jedoch mit FG-Spitzenlastkessel) beruhen (siehe Abbildung 8), weisen ähnliche optimale Dimensionierungen auf. Im Vergleich dazu sind Holzkessel und Wärmepumpe beim Konzept MAP+Land 3 größer dimensioniert, weil kein Spitzenlastkessel, der an kalten Wintertagen als Leistungsreserve dient, vorhanden ist. Bei Konzept MAP+Land 4 ist 20% mehr Holzeinsatz möglich als bei allen anderen Konzepten. Da Holz mit ca. 2,2 Ct/kWh ein günstiger Brennstoff ist, wird das Holzbudget bei Konzept MAP+Land 4 voll ausgeschöpft und entsprechend Solarwärme verdrängt. So sind bei MAP+Land 4 das Solarthermiefeld, der Saisonspeicher und die Wärmepumpe etwas kleiner und der Holzkessel dafür größer dimensioniert als bei MAP+Land 3. Eine vergleichsweise kleine Wärmepumpe ist ebenfalls bei Konzept MAP+Land 1 vorhanden. Gründe hierfür sind, dass einerseits der Holzkessel aufgrund der geringen Energieträgerkosten in der Heizperiode häufig in Betrieb ist und zeitgleich mit dem Betrieb der Wärmepumpe immer auch BHKW-Abwärme verfügbar ist. Die jeweils verfügbare Holzmenge ist bei fast allen Konzepten voll ausgeschöpft. Einzige Ausnahme ist das Konzept BEW, bei dem aufgrund der Betriebskostenförderung für die Wärmepumpe in den ersten 10 Betriebsjahren jeweils rund 90% der anfallenden Wärmepumpenstromkosten erstattet werden. Als Folge der niedrigen Wärmepumpenstromkosten bleibt hier sogar ein geringer Anteil des verfügbaren Holzbudgets ungenutzt. Außerdem ist der Speicher aufgrund der geringeren Investitionskostenförderung durch das BEW (Förderquote für Saisonspeicher bei BEW mit 40% geringer als bei MAP, die mit ertragsbasierter Förderung des Kollektors inkl. Saisonspeicher bei etwa 60% liegt) kleiner dimensioniert und wird zudem aufgrund der niedrigeren Stromkosten tiefer bis auf 13°C ausgekühlt als bei den anderen Konzepten, bei welchen die Speicher maximal auf 18°C ausgekühlt werden. Der Wärmedeckungsanteil des Spitzenlastkessels wurde für die Simulationen auf 5% gedeckelt. Es wird bei den Konzepten mit Spitzenlastkessel jedoch stets nur ein geringerer Deckungsanteil, je nach Konzept zwischen 0,4% bis 2,2%, aufgrund des hohen Preises für Flüssiggas in Höhe von ca. 9,5 Ct/kWh erreicht. Die erreichte Reduktion der betriebsgebundenen CO₂-Emissionen im Vergleich zum Ist-Stand ist bei allen Konzepten höher als 80% und liegt zwischen 86% und 98%. Mit den fünf Konzepten ohne BHKW werden mit Abstand die höchsten CO₂-Emissionsreduktionen von mindestens 94% erreicht, was dadurch begünstigt wird, dass die angenommene Zeitreihe für Strom-Emissionsfaktoren einen ähnlich ambitionierten EE-Ausbau impliziert wie er von der Bundesregierung im Stromsektor derzeit geplant ist.

Tabelle 2: Optimierungsergebnisse der auf Förderoptionen ausgerichteten Konzepte für 160 Anschlussnehmer

| | MAP+Land 1 (mit BHKW) | MAP+Land 2 | MAP+Land 3 (ohne FG-Kessel) | MAP+Land 4 (ohne FG-Kessel, +20% Holz) | BEW | Mix: MAP+Land /BEW |
|--|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|--|-------------------|---------------------------------|
| <u>Komponentengrößen</u> | | | | | | |
| Kollektor in m ² | 11.500 | 9.600 | 10.200 | 9.600 | 9.400 | 9.600 |
| Saisonalspeicher in m ³ | 20.000 | 16.000 | 17.700 | 17.000 | 15.000 | 16.000 |
| Wärmepumpe in kW _{th} | 740 | 970 | 1.190 | 920 | 1.080 | 1.020 |
| BHKW in kW _{th} | 160 | - | - | - | - | - |
| Holzkessel in kW _{th} | 250 + 150 | 250 + 100 | 350 + 50 | 300 + 300 | 200 + 200 | 300 + 50 |
| Flüssiggaskessel in kW _{th} | 1.700 | 1.700 | - | - | 1.700 | 1.700 |
| Pufferspeicher in m ³ | 350 | 300 | 400 | 350 | 200 | 200 |
| <u>Betriebsdaten</u> | | | | | | |
| JAZ Wärmepumpe | 5,1 | 4,5 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,2 |
| CO ₂ -Einsparung | 86% | 94% | 98% | 98% | 97% | 94% |
| T _{Speicher, min} in °C | 32 | 18 | 20 | 19 | 13 | 19 |
| <u>Wärmegestehungskosten</u> (in Ct _{brutto} /kWh) | | | | | | |
| Ohne Förderung | 27,5 | 25,6 | 26,5 | 26,3 | 25,7 | 25,7 |
| nur Bundesförderung | 19,1 | 18,3 | 18,7 | 18,6 | 16,3 | 15,8 |
| Bund- & Landesförderung | 13,4 | 12,7 | 13,0 | 13,0 | 16,3 | 14,7 |
| <u>Wärmedeckungsanteile</u> | | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ■ Solar ■ WP-Strom (FG-BHKW) ■ BHKW-Abwärme ■ WP-Strom (Netz) ■ Holzkessel ■ FG-Spitzenlastkessel | <p>MAP + Land A</p> | <p>MAP + Land B</p> | <p>MAP + Land C</p> | <p>MAP + Land D</p> | <p>BEW</p> | <p>Mix: MAP+Land/BEW</p> |

Eine Übersicht der Investitionskosten, Bundesförderung (MAP sowie BEW Investitions- bzw. Betriebskostenförderung) und Landesförderung für die sechs Konzepte ist in Abbildung 12 dargestellt. Die Investitionskosten aller Konzepte befinden sich innerhalb einer Bandbreite von 10,0 bis 11,1 Mio €_{netto} ohne Zuschüsse. Die Bandbreite der Wärmegestehungskosten (LCoH) ist mit 12,7 bis 16,3 Ct_{brutto}/kWh deutlich größer. Insbesondere die Konzepte BEW und Mix weisen hohe LCoH auf, was tendenziell auf die niedrigere Investitionsförderung von nur 40% bei BEW-geförderten Komponenten im Vergleich 65% bei MAP+Land-geförderten Komponenten zurückzuführen ist. Die Förderung der Wärmepumpe wäre bei reiner BEW-Förderung allerdings insgesamt trotzdem höher als bei einer Förderung durch MAP+Land, wenn die Betriebskostenförderung mitberücksichtigt wird. Da beim Konzept BEW alle Komponenten ausschließlich über das BEW gefördert werden und eine Landesförderung rechtlich ausgeschlossen ist, sind hier die LCoH am höchsten. Die BEW Betriebskostenförderung wird für die ersten 10 Betriebsjahre gezahlt und ist in der Darstellung auf den Projektbeginn abgezinst und aufsummiert. Die erforderliche Landesförderung liegt bei den Konzepten MAP+Land 1 bis 4 mit 2,5 bis 2,6 Mio €_{netto} auf ähnlich hohem Niveau, während sie bei Konzept Mix mit 0,5 Mio €_{netto} deutlich geringer ausfällt und bei BEW von vornherein ausgeschlossen ist.

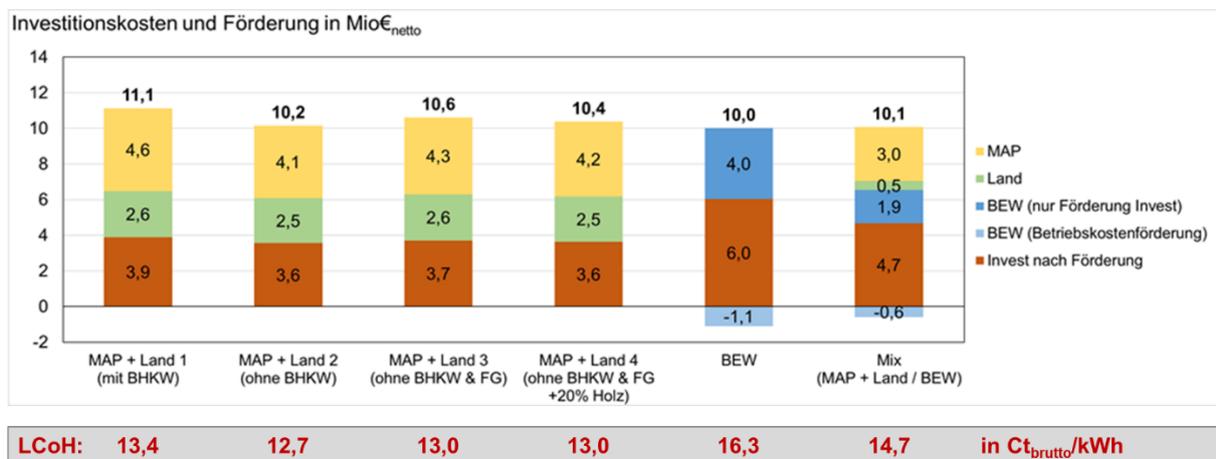


Abbildung 12: Investitionskosten, Bundesförderung (MAP sowie BEW Investitions- bzw. Betriebskostenförderung) und Landesförderung jeweils für die sechs numerisch optimierten Konzepte.

Für die Umsetzung einer solaren Nahwärmeversorgung in Bracht erscheinen die Konzepte BEW und MIX aufgrund der höheren Wärmegestehungskosten für die Genossenschaft am wenigsten attraktiv zu sein. Außerdem ist die BEW-Förderung noch mit Unsicherheiten verbunden, da bislang nicht feststeht, ob, wann und zu genau welchen Konditionen sie in Kraft treten wird. Von den verbleibenden vier Konzepten werden seitens der Genossenschaft MAP+Land 3 und 4 am meisten favorisiert, weil diese Konzepte ohne die direkte Nutzung fossiler Energieträger auskommen und gleichzeitig vergleichsweise niedrige LCoH aufweisen. Nachteil dieser Konzepte ist jedoch die fehlende Redundanz, wenn ein Wärmeerzeuger insbesondere in der Heizperiode ausfallen sollte. Die fehlende Wärmeleistung durch einen mobilen Wärmeerzeuger bereitzustellen, wurde als möglicher Lösungsansatz diskutiert, ist in den vorliegenden Kostenberechnungen jedoch nicht enthalten. Im Konsens aller Beteiligten wurde beschlossen, das Konzept MAP+Land 3 für die Umsetzung weiterzuverfolgen, weil dieses Konzept den derzeitigen Holzeinsatz nicht überschreitet und bei annähernd gleichen Kosten aufgrund des höheren solaren Deckungsanteils innovativer ist als MAP+Land 4.

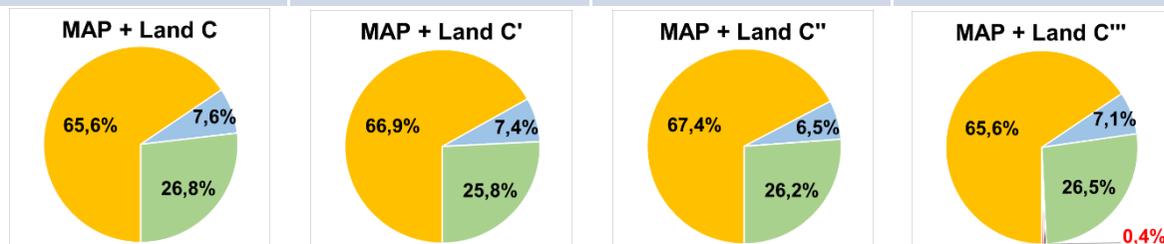
Ausgehend vom ausgewählten Konzept MAP+Land 3 wurden weitere Untersuchungen durchgeführt, um zu ermitteln wie sich die Dimensionierung der Komponenten ändert, wenn das Konzept auf einen um +5% höheren Wärmebedarf (Sicherheitsaufschlag) ausgelegt wird (=Untervariante MAP+Land 3'). Dieser Sicherheitszuschlag ist vor Allem deshalb sinnvoll, weil die kostenoptimale Auslegung des Konzeptes MAP+Land 3 noch keinen Leistungspuffer für extrem kalte Tage beinhaltet. Außerdem wurde untersucht wie die Komponenten für 180 Abnehmer und zusätzlich +5% mehr Wärmebedarf dimensioniert wären, weil die derzeitige Anschlussnehmerzahl inzwischen bereits bei 170 liegt und voraussichtlich noch weiter zunehmen dürfte (=Untervariante MAP+Land 3''). Die Optimierungsergebnisse der drei Konzepte MAP+Land 3, 3' und 3'' sowie einer weiteren, auf der nächsten Seite erläuterten Untervariante MAP+Land 3''' sind in Tabelle 3 dargestellt. Mit zunehmendem Wärmebedarf ist zu erkennen, dass das Kollektorfeld und der Saisonspeicher größer werden. Gleichzeitig steigt die minimale Speichertemperatur von 20°C auf 28°C an, was tendenziell mit einer höheren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe

einhergeht (Anstieg von 4,3 auf 4,7), weil der zu leistende Temperaturhub geringer wird, je höher die Speichertemperatur ist. Eine mögliche Erklärung könnte lauten, dass mit zunehmendem Wärmebedarf ein zunehmend größerer Speicher durch geringere spez. Speicherkosten (Skaleneffekt) und geringere spez. Wärmeverluste (abnehmendes A/V-Verhältnis) vorteilhaft wird, wenn er gleichzeitig dazu beiträgt die Wärmepumpeneffizienz zu erhöhen und Stromkosten (Annahme: Strompreis unabhängig von der jährlichen Stromabnahme) zu reduzieren. Bei den restlichen Komponenten treten auch leichte Veränderungen auf, ein eindeutiger Zusammenhang mit dem veränderten Wärmebedarf ist jedoch nicht zu erkennen. Eine Erklärung für diese scheinbar „ziellosen“ Veränderungen könnte einerseits sein, dass ein breites Optimum vorliegt, d.h. viele Systemkonfigurationen mit unterschiedlichen Dimensionierungen, die zu sehr ähnlich niedrigen Wärmekosten führen. Andererseits könnte das gewählte Raster, indem Dimensionierungen möglich sind auch noch etwas grob gewählt sein, so dass eine gewisse Unschärfe bleibt. Die Wärmegestehungskosten nehmen mit höherem Wärmebedarf leicht ab, was mit auftretenden Skaleneffekte bei den Komponenten (Verringerung der spez. Investitionskosten), einer höheren Auslastung der Wärmenetzinfrastruktur (Verteilleitungen) und verringerten relativen Wärmeverlusten des Wärmenetzes infolge der höheren Wärmebelegungsdichte zu erklären ist. An dieser Stelle sei erwähnt, dass bei den Kostenannahmen insbesondere aufgrund fehlender Daten teilweise vereinfachende Annahmen getroffen wurden. So wurden für die Hydraulik des Saisonspeichers, die Netztechnik, die Regelungstechnik des Wärmenetzes, die mittleren Wärmenetztrassenkosten und die Grundfläche der Heizzentrale konstante Werte beibehalten, obwohl diese Komponentenkosten bei zunehmendem Wärmebedarf zumindest zum Teil auch ansteigen würden. Die Senkung der Wärmegestehungskosten durch eine höhere Wärmeabnahme in Tab. 3 wird demnach tendenziell leicht überschätzt. In einer weiteren Simulation MAP+Land 3“ wurde ausgehend von der Dimensionierung der für 180 Anschlussnehmer optimierten Untervariante MAP+Land 3“ der Anschluss weiterer 20 Abnehmer untersucht. Dabei zeigt sich, dass der Wärmebedarf mit den vorher ermittelten Komponenten nicht mehr durchgehend über das gesamte Jahre gedeckt werden kann, sondern an besonders kalten Tagen bzw. mehreren kalten Tagen in Folge die verfügbare Wärmeerzeugerleistung nicht mehr ausreicht. Da die Komponenten zuvor auf das Heizlastprofil für nur 180 Abnehmer optimiert worden sind und keine Reserveleistung, wie beispielsweise bei den Konzepten mit FG-Spitzenlastkessel vorgesehen ist, ist ein Unterdeckung des Wärmebedarfs bei zusätzlichen Abnehmern auch keine überraschende Folge. Die Unterdeckung ist mit insgesamt 20 MWh/a aufs Jahr bezogen zwar nur gering, konzentriert sich jedoch auf nur wenige Tage im Jahr, weshalb die Konsequenzen dann vermutlich auch spürbar wären (z.B. Absinken der Netzvorlauftemperatur unter den Sollwert bei Abnehmern am Ende langer Wärmenetzstränge). Für die Berechnung der CO₂-Emissionen wurde angenommen, dass die fehlende Wärme von 20 MWh/a über einen mobilen FG-Kessel bereitgestellt wird. Die entsprechenden Kosten für den Einsatz des mobilen Notkessels sind jedoch in der LCoH-Berechnung unberücksichtigt. Auch ohne zusätzliche Anschlussnehmer würde das System unter Extremwetterbedingungen vermutlich an seine Grenzen stoßen aufgrund fehlender Reserveleistung. Bei Umsetzung sollte daher überlegt werden zusätzlich Reserveleistung einzuplanen, indem Holzkessel und/oder Wärmepumpe etwas größer dimensioniert werden als bei der kostenoptimalen Auslegung. Zudem könnte eine wahrscheinliche Nachverdichtung vorausschauend mit eingeplant werden. Hierfür erscheint es z.B. sinnvoll den Saisonspeicher zu Beginn hinreichend groß zu wählen, weil die Speichergröße auf Dauer festgelegt ist. Falls weitere Anschlussnehmer hinzukommen, könnte dann z.B. eine kleinere Wärmepumpe nachgerüstet werden. Der Speicher hat mit einer minimalen Speichertemperatur von 28°C bei der Variante C“ noch Kapazitäten und könnte weiter ausgekühlt werden. Zu überlegen wäre auch in der Heizzentrale freie Fläche für weitere Wärmeerzeuger einzuplanen.

Tabelle 3: Ausgewähltes Konzept MAP+Land 3 sowie drei Untervarianten mit jeweils 5% erhöhter Wärmeabnahme und ggf. weiterer Verdichtung; Alle Untervarianten sind numerisch optimiert auf die jeweilige Wärmeabnahme, mit Ausnahme der Untervariante MAP+Land 3''' welche hinsichtlich Dimensionierung MAP+Land 3'' entspricht, jedoch über 20 zusätzliche Anschlussnehmer verfügt.

| | MAP+Land 3 | MAP+Land 3' (Wärmeabnahme +5%) | MAP+Land 3'' (+20 Anschlussnehmer, Wärmeabnahme +5%) | MAP+Land 3''' (+40 Anschlussnehmer, Wärmeabnahme +5%) |
|---|-------------------|--------------------------------|--|---|
| Abweichende Annahmen | | | | |
| Anschlussnehmerzahl | 160 (Optimierung) | 160 (Optimierung) | 180 (Optimierung) | 180 (Optimierung)+20 |
| Wärmeabnahme in GWh/a | 3,5 (Optimierung) | 3,7 (Optimierung) | 4,2 (Optimierung) | 4,2 (Optimierung) +0,5 |
| Komponentengrößen | | | | |
| Kollektor in m ² | 10.200 | 11.000 | 12.900 | 12.900 |
| Saisonalspeicher in m ³ | 17.700 | 20.700 | 26.600 | 26.600 |
| Wärmepumpe in kW _{th} | 1.190 | 1.246 | 1.190 | 1.190 |
| Holzkessel in kW _{th} | 350 + 50 | 350 + 100 | 400 + 150 | 400 + 150 |
| Pufferspeicher in m ³ | 400 | 350 | 400 | 400 |
| Betriebsdaten | | | | |
| JAZ Wärmepumpe | 4,3 | 4,4 | 4,7 | 4,6 |
| CO ₂ -Einsparung | 98% | 98% | 98% | 97% |
| T _{Speicher, min} in °C | 20 | 24 | 28 | 23 |
| Wärmegestehungskosten (in Ct_{brutto}/kWh) | | | | |
| Ohne Förderung | 26,5 | 26,1 | 25,3 | 23,5 |
| nur Bundesförderung | 18,7 | 18,3 | 17,3 | 16,2 |
| Bund- & Landesförderung | 13,0 | 12,8 | 12,4 | 11,8 |
| Wärmedeckungsanteile | | | | |

- Solar
- Wärmepumpenstrom
- Holzkessel
- Ungedeckt



6. Fazit und Ausblick

Das ausgehend vom Anlagenkonzept Stand März 2020 weiterentwickelte Konzept ist im Vergleich zum Ausgangskonzept nun deutlich schärfer auf die aktuellen Rahmenbedingungen in Bracht abgestimmt. Bei den bereits Stand Januar 2022 136 vorhandenen Genossenschaftsmitgliedern und 24 Neubaugrundstücken handelt es sich um verbindliche Anschlussnehmer und nicht wie zuvor nur um Anschlussinteressenten. Auf dieser Basis konnten die Planungen des Trassenverlaufs inkl. Auslegung der Rohrdurchmesser detaillierter als zuvor erfolgen und sollten nun realistisch sein. So konnte der Wärmenetzverlauf hinsichtlich Trassenlänge und Wärmeverlusten gegenüber Stand März 2020 verbessert werden. Durchquerungen von Anschlussnehmergrundstücken werden an geeigneten Stellen berücksichtigt. Es konnten Empfehlungen bezüglich aus Netzsicht besonders ungünstiger Anschlüsse erarbeitet werden. Außerdem wurde eine Vergleichsberechnung für Duo- und Uno-Rohre angestellt und Duo-Rohre als effizientere und bei sorgfältiger Planung wahrscheinlich in etwa kostengleiche Lösung empfohlen. Durch weitere Gespräche mit externen Experten aus Wirtschaft und Planung wurden die Kostenannahmen und die technischen Anlagenkonfigurationen weiter verfeinert. Die numerische Optimierung der Konzepte führt dazu, dass mit der jeweiligen Dimensionierung der Anlagen minimale Wärmegestehungskosten erreicht werden. Allerdings beinhalten aufgrund bisher in dieser Form noch nie beobachteter kurzfristiger Kostensteigerungen momentan (April 2022) alle Kostenannahmen gewisse Unsicherheiten. Auf der Grundlage mit der Genossenschaft und dem Land abgestimmter Förderoptionen wurden insgesamt sechs Anlagenkonzepte teilweise mit technischen Varianten entwickelt und anhand eines Konzeptvergleichs letztendlich ein Konzept ausgewählt, das ohne direkte Nutzung fossiler Energieträger auskommt. Unter den getroffenen Annahmen wird mit diesem Konzept über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren eine Reduktion der betriebsgebundenen CO₂-Emissionen von 98% gegenüber dem Ist-Stand erreicht. Die Wärmegestehungskosten sind dabei mit 13,0 Ct_{brutto}/kWh nach Zuschüssen von Bund und Land als konkurrenzfähig anzusehen. Angesichts der bereits gestiegenen und voraussichtlich weiter ansteigenden Anschlussnehmerzahl und der fehlenden Leistungsreserve innerhalb des ausgewählten Konzeptes (kein zusätzlicher Spitzenlastkessel vorhanden) erscheint es sinnvoll schon jetzt eine Strategie zu entwickeln, wie man mit einem zunehmenden Wärmebedarf und der damit zusätzlich erforderlichen Wärmeleistung umgehen könnte. Z.B. könnten die Holzkessel von Anfang an etwas größer dimensioniert werden, um auf weitere Anschlussnehmer vorbereitet zu sein und als Leistungspuffer für extreme Kälteperioden. Nachträglich könnte noch eine kleine Wärmepumpe hinzugebaut werden, welche den Speicher weiter auskühlt. Die Speichergröße wird auf die gesamte Lebensdauer festgelegt und sollte daher zu Beginn ausreichend groß gewählt werden. Auch Holzkessel könnten nachträglich zugebaut werden. Für nachträglich hinzugefügte Wärmeerzeuger wäre es ggf. wichtig entsprechende Flächen in der Heizzentrale einzuplanen. Angesichts der Stand April 2022 bereits auf 170 gestiegenen Anschlussnehmerzahl wäre die Auswahl des Konzeptes MAP+Land 3“ naheliegend. Der Bericht von Planenergi umfasst neben weiteren technischen Informationen zu den Speicherkomponenten insbesondere Berechnungen zu Speichergeometrie und -kosten. Grundlage dieser Berechnungen sind die bisher vorliegenden Bodenerkundungsdaten durch zeitlich länger zurückliegende Erdbohrungen im näheren Umfeld sowie direkt an den potentiellen Speicherstandorten durchgeführte Baggerschürfungen. Für eine abschließende Bewertung des Speicherstandorts und Detailplanung des Speichers empfiehlt Planenergi die Durchführung weiterer Arbeiten. Hinsichtlich der Kostenabschätzung für den Saisonspeicher stimmen die Kostenannahmen der Uni Kassel, die für den Speicher bei einem Volumen von 26.600 m³ mit 72 €/m³ angesetzt wurden, mit der Kostenabschätzung von Planenergi für die Variante HDPE (kostengünstigere Deckelkonstruktion) überein, wenn die von Planenergi angesetzten unerwarteten Kosten nicht berücksichtigt werden.

Das Projekt „Weiterentwicklung und Optimierung des Konzepts für solare Nahwärmeversorgung für ländliche Gebiete am Beispiel von Bracht-Dorf“ hatte zum Ziel die Umsetzung des innovativen Solarwärmekonzepts in Bracht durch die detaillierte Ausarbeitung des Konzepts, der Dimensionierung der Komponenten und Regelungsstrategien voranzubringen. Der F&E Charakter ist dadurch begründet, dass es sich um ein neuwertiges Anlagenkonzept handelt, das bisher nicht umgesetzt wurde. Hierdurch fehlen Erfahrungen und Strategien zur Dimensionierung und Regelung des gesamten Systems. Um diese Fragestellungen zu lösen, wurden sehr detaillierte und umfangreiche Systemsimulationen und numerische Optimierungsalgorithmen eingesetzt. Das umzusetzende Konzept kommt im

Vergleich zum Stand der Machbarkeitsstudie ganz ohne fossile Technologien zu praktisch gleichen Wärmegestehungskosten aus. Die kostenoptimale Dimensionierung der Anlagen sowie die entwickelten Hydraulik- und Regelungsschemata tragen zur Reduktion der technischen und wirtschaftlichen Risiken und somit zur Erhöhung der Umsetzungswahrscheinlichkeit des Pilotprojekts in Bracht bei. Eine erfolgreiche Realisierung einer Pilotanlage in Bracht wäre ein wichtiger Meilenstein, um weitere Nahwärmenetzprojekte mit Solarwärme als Hauptwärmequelle im ländlichen Raum anzustoßen.

Das Versorgungskonzept für Bracht setzt hauptsächlich auf die Wärmeeinspeisung durch Solarthermie in Form einer großen Freiflächenanlage. Flächen dieser Größe sind im ländlichen Raum leichter und günstiger zu finden als in Städten, daher hat das Konzept grundsätzlich ein hohes Multiplikationspotential auf andere ländliche Regionen. Durch den hohen Deckungsanteil von Solarthermie verringert sich der Holzanteil deutlich auf etwa 26%. Hinzu kommt, dass in Bracht langfristig auf Reststoffholz gesetzt werden soll (z.B. Grünschnitt oder Landschaftspflegeholz) und daher in einen Biomassekessel investiert wird, der auch Biomasse mit höherem Feuchtegehalt verwerten kann („Allesbrenner“). Dagegen werden bestehende solare Nahwärmenetze in Deutschland typischerweise größtenteils mit Holzwärme gespeist (i.d.R. etwa zu 80%) und nur die restliche Wärme solar bereitgestellt. Aufgrund von bisher verhältnismäßig günstigen Holzpreisen konnten mit diesen „klassischen“ solaren Wärmenetzen niedrige Wärmepreise erzielt werden. Holz stellt jedoch nur eine erneuerbare Energiequelle dar, solange das energetisch genutzte Holz auch nachwächst. Hinzu kommt, dass es weitere Nutzungskonkurrenzen für Holz gibt. Daher ist die Verbreitung der klassischen solaren Nahwärmenetze in größerem Maße nicht sinnvoll. Diese Nachhaltigkeitsstrategie in Bracht kann nachfolgenden Projekten als Anregung dienen. Der Einsatz eines saisonalen Wärmespeichers bietet auch für nachfolgende Projekte eine große Bandbreite an möglichen Konzeptvarianten entsprechend der lokalen Rahmenbedingungen. Für die ausführliche Prüfung der Übertragbarkeit des entwickelten Konzepts und die Erweiterung der zu betrachtenden Technologien hat die Universität Kassel ein F&E-Vorhaben „ruralHeat - Erneuerbare Wärmenetze für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ländlicher Siedlungen“ beim BMWK eingereicht. Die Projektskizze wurde positiv bewertet und die Universität wurde zur Stellung des Vollartrags aufgefordert.

Anhang 1 Literaturverzeichnis

A 1.1 Literaturverzeichnis

Baez, M. J. und T. Larriba Martinez (2015). Technical Report on the Elaboration of a Cost Estimation Methodology. Work Package 3 - Estimating RHC energy costs. Madrid, Spain: Creara (siehe S. 23).

BDEW (2021): Fast ein Fünftel aller CO₂-Emissionen in Deutschland entstehen durchs Heizen. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-fast-ein-fuenftel-aller-co2-emissionen-in-deutschland/>, zuletzt abgerufen am 31.03.22

Eltrop, L.; Hartmann, H.; Poboss, N. (2014): Leitfaden feste Biobrennstoffe. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich. 4. Aufl. Hg. v. FNR. Gülzow-Prüzen.

Grosse, R.; Christopher, B.; Stefan, W.; Geyer, R.; Robbi, S. (2017): Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. Hg. v. Publications Office of the European Union. Luxembourg.

Hellwig, M. (2003). Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Institut für Energietechnik. Dissertation. München: TU München.

Hessisches Straßengesetz (HStrG) in der Fassung vom 8. Juni 2003. Online verfügbar unter: <https://www.rv.hessenrecht.hessen.de/bshe/document/jlr-StrGHErahmen>, zuletzt abgerufen am 18.04.2022

Icha, P.; Lauf, Th.; Kuhs, G. (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2020. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA)

Klein, C.; Rozanski, K.; Gailfuß, M. (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE).

Koalitionsvertrag (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. Hg. v. Bundesregierung

Klein, C.; Rozanski, K.; Gailfuß, M. (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE).

Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N.; Born, R. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. 2. Aufl. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt (ISBN: 978-3-941140-47-9).

Luderer, G., Kost, C., Sörgel, D. (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich, (Ariadne-Report), Potsdam: Potsdam Institute for Climate Impact Research, online verfügbar unter: <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>, zuletzt abgerufen am 18.04.22

Mangold, D.; Miedaner, O.; Ekaterini, T.; Schmidt, P. T.; Unterberger, M. und Zeh, B. (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000Plus. Hg. v. Solites

Nussbaumer, T.; Thalmann, S.; Jenni, A. und Ködel, J. (2017). Planungshandbuch Fernwärme. Version 1.0. Bern: Bundesamt für Energie Schweiz.

Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, Ch. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Endbericht. Prognos, Universität Köln (EWI), GWS.

Schlosser, F. (2020): Integration von Wärmepumpen zur Dekarbonisierung der industriellen Wärmeversorgung. Dissertation, Universität Kassel. Produktion & Energie, Band 25. Hg. v. Jens Hesselbach

Statistisches Bundesamt (2021): Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Private Haushalte und Umwelt. Betrachtungszeitraum 2000-2019. Hg. v. Statistisches Bundesamt

UBA (2022): Erneuerbare Energien: Anteile in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>, zuletzt abgerufen am 18.04.22

VDI 2067 (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung. Hg. v. Verein Deutscher Ingenieure

VDI 6002 (2014): Solare Trinkwassererwärmung. Allgemeine Grundlagen Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau. Hg. v. Verein Deutscher Ingenieure

Wolf, S. (2017): Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme. Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Universität Stuttgart IER.

Anhang 2 Zusätzliche Daten und Ergebnisse

A 2.1 Kostenannahmen

Tabelle 4: Kostenannahmen für Investitionskosten (inkl. Normierung auf das Jahr 2020 mit dem Verbraucherpreisindex (Zahlen mit fetter Schrift), sofern Bezugsjahr älter als 2020)

| Komponente | Wert / Formel | | Bezugsjahr | Quelle |
|----------------------------------|--|--------------------------------|------------|-----------------------|
| Solarthermieanlage | $1535 \times A_{\text{kol, m}^2}^{(-0.165)} \times \mathbf{1,058}$ | €/m ² | 2015 | Große et al. (2017) |
| Fläche | 2,3 | €/m ² | 2022 | Energiegenossenschaft |
| Biomassekessel | 870,5 | €/m ² | 2021 | Hersteller A |
| Biomasselager | 21 x 1,063 | €/m ³ | 2014 | Eltrop et al. (2014) |
| FG-Spitzenlastkessel | 47 | €/kW _{th} | 2021 | Hersteller A |
| Wärmepumpe | $(349,5 \times Q_{\text{dotWP, kW}_{th}}^{0.912} \times 1,25 \times 1,8) / Q_{\text{dot}_{th,WP}}$ | €/kW _{th} | 2020 | Schlosser (2020) |
| Frequenzumrichter für Wärmepumpe | 20.000 | € | 2022 | Eigene Annahme |
| BHKW | $4907 \times Q_{\text{dot}_{BHKW, kW_{el}}} \times (1+0,06+0,39) \times 1,063$ | €/kW _{el} | 2014 | Klein et al. (2014) |
| Saisonalspeicher | $1900 \times V_{\text{Sp, m}^3}^{-0.33} \times \mathbf{1,058}$ | €/m ³ | 2015 | Große et al. (2017) |
| Hydraulik Saisonalspeicher | 50.000 | € | 2021 | Hersteller A |
| Pufferspeicher | 1.000 | € | 2021 | Hersteller A |
| Wärmenetztrasse | 360 | €/m | 2021 | Hersteller A |
| Hausübergabestation | 3.250 | €/Stk. | 2021 | Hersteller A |
| Netztechnik | 280.000 | € | 2021 | Hersteller A |
| Regelungstechnik | 120.000 | € | 2021 | Hersteller A |
| Heizzentrale | 1.875 | €/m ² _{GF} | 2021 | Hersteller A |

Tabelle 5: Kostenannahmen für Energieträger

| | Preis | Quelle | Preissteigerung | Quelle |
|---------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|-----------------|---------------------------|
| <i>Energieträger:</i> | | | | |
| Flüssiggas | 9,5 Ct/kWh | Bund der Energieverbraucher (2022) | +2,54 %/a | Schlesinger et al. (2014) |
| Strom | 21,4 Ct/kWh | Industriestrompreis: BDEW (2021) | -0,33 %/a | Schlesinger et al. (2014) |
| Holz | 2,2 Ct/kWh | Hersteller A | 1,0 %/a | Eigene Annahme |
| CO ₂ -Preis für FG-Einsatz | 65 €/t _{CO2} | Obergrenze für 2026: Bundesregierung | - | - |

Tabelle 6: Kostenannahmen für Wartungs- und Instandhaltungskosten der einzelnen Komponenten

| Komponenten | Wartungs- und Instandhaltungskosten | Quelle |
|-----------------------------------|---|-----------------------|
| <u>Wärmeerzeuger</u> | | |
| Kollektorfeld | 3 €/MWh _{th} (explizit inkl. Kosten für Hilfsstrom) | Hersteller A (2021) |
| Wärmepumpe | 2,7 €/kW _{th} (fix) und 1,7 €/(MWh _{th} ·a) (variabel) | Große et al. (2017) |
| FG-BHKW | 3,0 €/kW _{el} (fix) und 15,0 €/(MWh _{el} ·a) (variabel) | Klein et al. (2014) |
| Holzessel | 4,0 %/a bezogen auf Invest | Eltrop et al. (2014) |
| FG-Spitzenlastkessel | vernachlässigt | |
| <u>Speicher</u> | | |
| Saisonalspeicher | 1,25 %/a bezogen auf Invest | Mangold et al. (2012) |
| <i>Hydraulik Saisonalspeicher</i> | 2,0 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |
| Pufferspeicher | 2,0 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |
| <u>Wärmenetz</u> | | |
| Wärmenetztrasse | 0,5 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |
| Hausübergabestationen | 3,0 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |
| Netztechnik | 3,0 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |
| Regelungstechnik | 3,0 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |
| Heizzentrale | 2,0 %/a bezogen auf Invest | VDI 2067 (2012) |

A 2.2 Annahmen zur Förderung

Tabelle 7: Angenommene Förderung durch KfW EE-Premium (MAP)

| Komponente | MAP (KfW EE Premium) | | |
|------------------------|--|------------------|----------------|
| | Grundförderung | 10% KMU-Zuschlag | 30% APEE-Bonus |
| Kollektor | Ertragsbasierte Förderung für ausgewählten Kollektor (GREEoneTEK 3133): $m^2_{\text{brutto, Kollektor, gesamt}} / 13,17 m^2_{\text{brutto, Modul}} * 7744 \text{ kWh} * 0,45 \text{ €/kWh}$ | x | - |
| Saisonalspeicher (SWS) | Als technisch erforderlicher Bestandteil des Kollektors über ertragsbasierte Förderung des Kollektors gefördert | | |
| Hydraulik SWS | Als technisch erforderlicher Bestandteil des Kollektors über ertragsbasierte Förderung des Kollektors gefördert | | |
| Wärmepumpe | 80 €/kW _{th} | x | - |
| Lagerung Biomasse | - | - | - |
| Pufferspeicher | 250 €/m ³ | x | - |
| Gesamtwärmenetztrasse | | | |
| Verbindungsleitung | - | - | - |
| HAL Neubauten | 60 €/m | x | - |
| restliche Trasse | 60 €/m | x | x |
| Hausübergabestationen | | | |
| Neubauten | - | - | - |
| Bestand | 1.800 €/Station | x | x |
| Netztechnik | - | - | - |
| Regelungstechnik | - | - | - |
| Heizzentrale | - | - | - |
| Grundfläche | - | - | - |

Tabelle 8: Förderung durch die geplante Bundesförderung Effiziente Wärmenetze laut Entwurf vom 18.08.2021

| Komponente | Bundesförderung Effiziente Wärmenetze | |
|------------------------|---------------------------------------|--|
| | Investitionsförderung | Betriebskostenförderung für die ersten 10 Jahre nach Inbetriebnahme |
| Kollektor | 40% _{Invest} | 2 Ct/kWh Zuschuss für die eingespeiste Solarwärme |
| Saisonalspeicher (SWS) | 40% _{Invest} | - |
| Hydraulik SWS | 40% _{Invest} | - |
| Wärmepumpe | 40% _{Invest} | <p>Zuschuss je kWh eingespeiste Wärme mit der Wärmepumpe:</p> $7 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}} - \left(\frac{17}{2,5} - \frac{17}{\text{JAZ}_{WP}} \right) * 0,75 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}}$ <p>→ Jedoch maximal 90% der jährlichen Stromkosten zuschussfähig → geplante Abschaffung der EEG-Umlage ab 1.7.2022 ist in Berechnungen nicht berücksichtigt. Die Betriebskostenförderung würde sich für das Konzept BEW aufgrund von Anpassungen der Berechnungsformel um etwa 4% verringern.</p> |
| Holzessel | 40% _{Invest} | - |
| Lagerung Biomasse | 40% _{Invest} | - |
| Pufferspeicher | 40% _{Invest} | - |
| Gesamtwärmenetztrasse | | - |
| Verbindungsleitung | 40% _{Invest} | - |
| HAL Neubauten | 40% _{Invest} | - |
| restliche Trasse | 40% _{Invest} | - |
| Hausübergabestationen | | - |
| Neubauten | 40% _{Invest} | - |
| Bestand | 40% _{Invest} | - |
| -Netztechnik | 40% _{Invest} | - |
| Regelungstechnik | 40% _{Invest} | - |
| Heizzentrale | 40% _{Invest} | - |
| Grundfläche | 40% _{Invest} | - |

A 2.3 Angenommene Nutzungsdauern

Tabelle 9: Angenommene Nutzungsdauer der Komponenten

| Komponente | Nutzungsdauer in Jahren | |
|---|-------------------------|----------------------|
| Solarthermieanlage | 30 | Große et al. (2017) |
| Biomassekessel | 20 | Eltrop et al. (2014) |
| Biomasselager | 30 | Eigene Annahme |
| FG-Spitenlastkessel | 20 | Große et al. (2017) |
| Wärmepumpe | 20 | Wolf et al. (2017) |
| BHKW | 20 | Eigene Annahme |
| Saisonalspeicher | 30 | Eigene Annahme |
| Hydraulische Komponenten Saisonalspeicher | 20 | VDI 2067 (2012) |
| Pufferspeicher | 20 | Große et al. (2017) |
| Wärmenetztrasse | 50 | Hersteller A |
| Hausübergabestationen | 20 | Eigene Annahme |
| Netztechnik | 20 | Eigene Annahme |
| Regelungstechnik | 20 | VDI 2067 (2012) |
| Heizzentrale | 50 | VDI 2067 (2012) |

A 2.4 Investitionskosten und Förderung für das Konzept MAP + Land C und Untervarianten

Anmerkung: Als reguläre Förderung für Holzkessel wurden seit Oktober 2020 (nach Ergebnissüberprüfung durch die HessenEnergie) 35% BAFA- und 30% Förderung vom Land Hessen angenommen, was insgesamt einem Fördersatz von 55% entspricht. Da die BAFA-Förderung inzwischen durch die Bundesförderung Effiziente Gebäude ersetzt wurde und die Förderung von Holzkesseln mit BEG ebenfalls bei 35% liegt, gilt hier weiterhin die Annahme einer Gesamtförderquote von 55%, auch wenn abschließend geklärt ist, ob eine Förderung durch das BEG überhaupt möglich wäre. Die angenommene reguläre Gesamtförderung für Holzkessel wird hier der Einfachheit halber vollständig zur Bundesförderung gezählt, obwohl bereits eine anteilige Landesförderung enthalten ist!

Tabelle 10: Konzept MAP + Land C (160 Anschlussnehmer)

| Komponente | Größe / Anzahl | Investitionskosten | | Bundesförderung MAP | |
|--------------------------|------------------------|------------------------|---------------|---------------------|-------------|
| | | spezifisch | absolut | absolut | prozentual |
| | | - | k€ | k€ | - |
| Kollektor | 10.200 m ² | 354 €/m ² | 3.612 | 2.114 | 59 % |
| Saisonalspeicher (SWS) | 17.700 m ³ | 80 €/m ³ | 1.411 | 826 | 59 % |
| Hydraulik SWS | - | - | 50 | 30 | 59 % |
| Wärmepumpe | 1.190 kW _{th} | 438 €/kW _{th} | 522 | 100 | 19 % |
| Holzessel 1 | 350 kW _{th} | 871 €/kW _{th} | 305 | 168 | 55 % |
| Holzessel 2 | 50 kW _{th} | 871 €/kW _{th} | 44 | 24 | 55 % |
| Lagerung Biomasse | - | - | 24 | 0 | 0 % |
| Pufferspeicher | 400 m ³ | 1.000 €/m ³ | 400 | 110 | 28 % |
| Gesamtwärmenetztrasse | 8.196 m | 360 €/m | 2.951 | 590 | 20 % |
| davon Verbindungsleitung | 1.250 m | - | - | - | - |
| davon HAL Neubauten | 300 m | - | - | 20 | - |
| davon restliche Trasse | 6.646 m | - | - | 570 | - |
| Hausübergabestationen | 160 Stück | 3.250 /Stück | 520 | 350 | 67 % |
| davon Neubauten | 24 Stück | - | - | - | - |
| davon Bestand | 136 Stück | - | - | 350 | - |
| Netztechnik | - | - | 280 | 0 | 0 |
| Regelungstechnik | - | - | 120 | 0 | 0 |
| Heizzentrale | 160 m ² | 1.875 €/m ² | 300 | 0 | 0 |
| Grundfläche | ca. 3,2 ha | 23.000 €/ha | 73 | 0 | 0 |
| Gesamt | | | 10.610 | 4.310 | 41 % |

→ Die zusätzliche Landesförderung zur Erreichung einer Gesamtförderquote von 65% beträgt beim Konzept MAP + Land C 2.586 k€.

Tabelle 11: Untervariante MAP + Land 3' (160 Anschlussnehmer, +5% Wärmebedarf)

| Komponente | Größe / Anzahl | Investitionskosten | | Bundesförderung MAP | |
|--------------------------|------------------------|------------------------|---------------|---------------------|-------------|
| | | spezifisch | absolut | absolut | prozentual |
| | | - | k€ | k€ | - |
| Kollektor | 11.000 m ² | 350 €/m ² | 3.847 | 2.254 | 59 % |
| Saisonalspeicher (SWS) | 20.700 m ³ | 76 €/m ³ | 1.567 | 918 | 59 % |
| Hydraulik SWS | - | - | 50 | 30 | 59 % |
| Wärmepumpe | 1.246 kW _{th} | 436 €/kW _{th} | 543 | 100 | 18 % |
| Holzessel 1 | 350 kW _{th} | 871 €/kW _{th} | 305 | 168 | 55 % |
| Holzessel 2 | 100 kW _{th} | 871 €/kW _{th} | 87 | 48 | 55 % |
| Lagerung Biomasse | - | - | 24 | 0 | 0 % |
| Pufferspeicher | 350 m ³ | 1.000 €/m ³ | 350 | 96 | 28 % |
| Wärmenetztrasse | 8.196 m | 360 €/m | 2.951 | 590 | 20 % |
| davon Verbindungsleitung | 1.250 m | - | - | - | - |
| davon HAL Neubauten | 300 m | - | - | 20 | - |
| davon restliche Trasse | 6.646 m | - | - | 570 | - |
| Hausübergabestationen | 160 Stück | 3.250 /Stück | 520 | 350 | 67 % |
| davon Neubauten | 24 Stück | - | - | - | - |
| davon Bestand | 136 Stück | - | - | 350 | - |
| Netztechnik | - | - | 280 | 0 | 0 |
| Regelungstechnik | - | - | 120 | 0 | 0 |
| Heizzentrale | 160 m ² | 1.875 €/m ² | 300 | 0 | 0 |
| Grundfläche | ca. 3,4 ha | 23.000 €/ha | 79 | 0 | 0 |
| Gesamt | | | 11.022 | 4.554 | 41 % |

→ Die zusätzliche Landesförderung zur Erreichung einer Gesamtförderquote von 65% beträgt beim Konzept MAP + Land C' 2.611 k€.

Tabelle 12: Untervariante MAP + Land 3“ (180 Anschlussnehmer, +5% Wärmebedarf)

| Komponente | Größe / Anzahl | Investitionskosten | | Bundesförderung MAP | |
|--------------------------|------------------------|------------------------|---------------|---------------------|-------------|
| | | spezifisch | absolut | absolut | prozentual |
| | | - | k€ | k€ | - |
| Kollektor | 12.900 m ² | 341 €/m ² | 4.395 | 2.620 | 60 % |
| Saisonalspeicher (SWS) | 26.600 m ³ | 70 €/m ³ | 1.853 | 1.105 | 60 % |
| Hydraulik SWS | - | - | 50 | 30 | 60 % |
| Wärmepumpe | 1.190 kW _{th} | 439 €/kW _{th} | 522 | 100 | 19 % |
| Holzessel 1 | 400 kW _{th} | 871 €/kW _{th} | 348 | 192 | 55 % |
| Holzessel 2 | 150 kW _{th} | 871 €/kW _{th} | 131 | 72 | 55 % |
| Lagerung Biomasse | - | - | 24 | 0 | 0 % |
| Pufferspeicher | 400 m ³ | 1.000 €/m ³ | 400 | 110 | 28 % |
| Wärmenetztrasse | 8.446 m | 360 €/m | 3.041 | 612 | 20 % |
| davon Verbindungsleitung | 1.250 m | - | - | - | - |
| davon HAL Neubauten | 300 m | - | - | 20 | - |
| davon restliche Trasse | 6.896 m | - | - | 592 | - |
| Hausübergabestationen | 180 Stück | 3.250 /Stück | 585 | 402 | 69 % |
| davon Neubauten | 24 Stück | - | - | - | - |
| davon Bestand | 156 Stück | - | - | 402 | - |
| Netztechnik | - | - | 280 | 0 | 0 |
| Regelungstechnik | - | - | 120 | 0 | 0 |
| Heizzentrale | 160 m ² | 1.875 €/m ² | 300 | 0 | 0 |
| Grundfläche | ca. 4,0 ha | 23.000 €/ha | 92 | 0 | 0 |
| Gesamt | | | 12.140 | 5.241 | 43 % |

→ Die zusätzliche Landesförderung zur Erreichung einer Gesamtförderquote von 65% beträgt beim Konzept MAP + Land C' 2.650 k€.

A 2.5 Betriebskosten für das Konzept MAP + Land C und Untervarianten

Tabelle 13: Betriebskosten der optimierten Konzeptes MAP + Land C und Untervarianten im ersten Betriebsjahr

| Komponente | MAP + Land C | MAP + Land C' | MAP + Land C'' |
|------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | €/a | €/a | €/a |
| Solarthermieanlage | 10.176 | 10.947 | 12.561 |
| Biomassekessel | | | |
| <i>fix</i> | 13.928 | 15.669 | 19.151 |
| <i>Lagerung BM</i> | 3.379 | 3.364 | 3.856 |
| <i>Energieträger</i> | 29.415 | 29.286 | 33.569 |
| Wärmepumpe | | | |
| <i>fix</i> | 3.214 | 3.365 | 3.214 |
| <i>variabel</i> | 2.361 | 2.400 | 2.542 |
| <i>Strom</i> | 68.416 | 69.271 | 68.630 |
| Saisonalspeicher | 17.632 | 19.582 | 23.164 |
| <i>Hydraulik Komponenten</i> | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| Pufferspeicher | 8.000 | 7.000 | 8.000 |
| Wärmenetztrasse | 14.753 | 14.753 | 15.203 |
| Hausübergabestationen | 15.600 | 15.600 | 17.550 |
| Netztechnik | 8.400 | 8.400 | 8.400 |
| Regelungstechnik | 3.600 | 3.600 | 3.600 |
| Hilfsenergie (Netzpumpen) | 4.447 | 4.613 | 5.220 |
| Heizzentrale | 6.000 | 6.000 | 6.000 |
| Summe | 210.321 | 214.850 | 231.660 |