

Wärmeplan

Herrenberg

STELLUNGNAHME

zu DS 2023-188



Erstellt von: Dr. Heike Voelker

Herrenberg, den 27.11.2023

30 Seiten

Für den schnellen Überblick

Die kommunale Wärmeplanung soll uns Bürgern aufzeigen, wie wir unsere eigenen vier Wände langfristig kosteneffizient und klimaneutral beheizen können.

Es wurden zwei Szenarien berechnet: "KLIM I" mit dem Schwerpunkt auf der Verbrennung von "Grünen Gasen" und "KLIM II" mit der Fokussierung auf Wärmepumpentechnik. In den Modellrechnungen bestehen die „Grünen Gase“ zu 90% aus Wasserstoff und zu 10% aus Biomethan. Der Gesamtbedarf an "Grünen Gasen" im Wärmenetz beträgt für beide Szenarien 22 GWh.

Bei der Auswahl der Szenarien wird „Wirtschaftlichkeit“ als das Entscheidungskriterium für den Heizungsersatz genannt. Hieran orientieren sich die „Akteure im Wärmesektor“. Aus Sicht der Stadtwerke Herrenberg (SWH) ist das Szenario "Verbrennung von grünen Gasen" (KLIM I) zu favorisieren: In 42 Prozent der zu beheizenden Gebäude werden jährlich 101 GWh „Grüne Gase“ in Einzelheizungen verbrannt. Über das bestehende Erdgasnetz der SWH sollen die "Grünen Gase" verteilt werden. Wird unter "Akteuren" jedoch auch der Bürger verstanden, so ergibt sich nach dem derzeitigen Stand der Untersuchungen ein anderes Ergebnis. In absehbarer Zeit ist das Heizen mit einer Wärmepumpe - mit nur wenigen Ausnahmen - wirtschaftlicher als mit einem Wasserstoffheizkessel.

Die Stellungnahme zeigt auf, dass die SWH auf in absehbarer Zeit für den Wärmesektor nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehende „Grüne Gase“ setzen. Die Strategie der SWH steht im krassen Widerspruch zu den Wasserstoff-Strategien von Bund und Land: "Grüne Gase" sind ein rares Gut und gleichzeitig von großer volkswirtschaftlicher Bedeutung. Sie sind für systemrelevante Gaskraftwerke und industrielle Prozesse in der Stahl- und Chemieindustrie unverzichtbar, um eine inländische und klimaneutrale Wertschöpfung sicherzustellen. Das Verbrennen von „Grünen Gasen“ für Niedertemperaturanwendungen wie das Heizen von Gebäuden ist eine Verschwendung von Ressourcen. Im Vergleich zum Einsatz von Wärmepumpen wird real etwa fünfmal so viel Strom für die Wärmebereitstellung aufzubringen sein.

Es wird aufgezeigt, dass mit ca. einem Zehntel des Windstrompotentials auf der Herrenberger Gemarkung theoretisch der Wärmebedarf der nicht an die Wärmenetze angebotenen Gebäude gedeckt werden könnte, wenn die Wärmepumpentechnologie - wie im KLIM-II-Szenario angenommen - zum Einsatz käme. „Grüne Gase“ spielen im KLIM II außerhalb der Wärmenetze keine Rolle.

Der vorgelegte Wärmeplan der SWH investiert in eine Illusion, die uns teuer zu stehen kommen wird. Denn er hat eben nicht die **erforderliche Aussagekraft, um perspektivisch richtig handeln zu können**.

Das im Wärmeplan der SWH gewählte Szenario KLIM I ist deshalb weder eine geeignete noch angemessene Strategie, um die notwendige Wärmewende erfolgreich zu bewältigen.

INHALTSVERZEICHNIS

1	VERANLASSUNG	1
2	WÄRMEPLANUNG DER STADTWERKE HERRENBERG.....	2
2.1	BESTANDSANALYSE.....	2
2.2	POTENTIALANALYSE.....	3
2.3	ZIELSZENARIO.....	4
2.3.1	<i>Nutzenergiebedarf.....</i>	<i>5</i>
2.3.2	<i>Endenergiebedarf.....</i>	<i>7</i>
3	ANGEBOT UND NACHFRAGE AUF DEM ENERGIEMARKT	10
3.1	GRÜNE GASE	12
3.1.1	<i>Studienlage zum Markthochlauf Wasserstoff</i>	<i>13</i>
3.1.2	<i>Wasserstoffstrategie des Bundes</i>	<i>16</i>
3.1.3	<i>Wasserstoffstrategie des Landes Baden-Württemberg.....</i>	<i>18</i>
3.1.4	<i>Handlungsleitfaden Kommunale Wärmeplanung</i>	<i>20</i>
3.1.5	<i>Biogas</i>	<i>20</i>
3.2	STROM FÜR WÄRMEPUMPENTECHNOLOGIE	22
3.3	ENERGIEEFFIZIENZ UND WIRTSCHAFTLICHKEIT.....	24
4	LOKALE AUSWIRKUNG DES WÄRMEPLANES KLM I	27
5	FAZIT.....	29

1 Veranlassung

Die kommunale Wärmeplanung hat das Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung des Gebäudebestandes. Es geht dabei um die grundsätzliche Aufgabenstellung für alle anstehenden Entscheidungen bei der Reduzierung der Treibhausgasemissionen: Wo können die Ressourcen, die wir in Deutschland haben, am effektivsten und am besten eingesetzt werden. Es geht um die strategische Erschließung bestehender Potenziale in der Kommune und der Koordination von Investitionsentscheidungen aus einer umfassenden Perspektive.

Die Aufgabenstellung der Wärmeplanung heißt konkret, wie kann der Endenergieverbrauch in der Kommune reduziert werden bei gleichzeitiger Decarbonisierung des verbleibenden Wärmebedarfs. Daraus leitet sich wiederum der Handlungsbedarf für die Entwicklung der erforderlichen Infrastruktur für die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen sowie von dezentralen und netzgebundenen Versorgungssystemen und damit auch der Investitionsaufwand für Strom-, Gas-, und Wärmenetze ab. Dieser Investitionsbedarf wird privatwirtschaftlicher Natur sein, die über die Netzentgelde refinanziert werden.

Nach § 23 des „Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze“ hat der Wärmeplan keine rechtliche Außenwirkung und begründet keine einklagbaren Rechte oder Pflichten.

Die Stadtwerke Herrenberg sichern in der DS 2023-188 zu, dass ihr vorgelegter Wärmeplan die **erforderliche Aussagekraft habe, um perspektivisch handeln zu können und dem Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung näher zu kommen**. Die Steckbriefe zu ausgewiesenen Teilgebieten zeigen die jeweiligen Schwerpunkttechnologien auf, mit denen das von den SWH entworfene Zielszenario im Jahr 2040 erreicht werden kann. **Die Steckbriefe sind künftig als Grundlage für jegliche Überlegungen in den Gebieten einzubinden.**

Die SWH verstehen den Wärmeplan als Leitfaden für Herrenberg, der weiterverfolgt werden soll.

Im Folgenden soll aufgezeigt werden, inwiefern die SWH ihrem eigenen Anspruch gerecht werden. Ist der vorgelegte Wärmeplan ein geeigneter „Leitfaden“ für eine Wärmewende in Herrenberg? Werden die Bürger:innen der Stadt Herrenberg in die Lage versetzt, individuell die offene Frage zu beantworten: Wie heizen wir zukünftig am effektivsten und wirtschaftlichsten klimaneutral. Welchen Beitrag liefert der vorgelegte kommunale Wärmeplan hinsichtlich der EU-Anforderung, im Gebäudesektor die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 2015 um 42 Prozent zu reduzieren. Werden die Vorgaben des Bundesgesetzes zur kommunalen Wärmeplanung erfüllt: Gelingt es mit dem Wärmeplan bis 2030 die Hälfte der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen? Werden die Wärmenetze bis 2030 mindestens zu 30 Prozent und bis 2040 zu 80 Prozent mit Wärme gespeist, die aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme hergestellt wurde? Können die geplanten neuen Wärmenetze mit dem gewählten Szenario mit einem Anteil von 65 Prozent erneuerbare Energien betrieben werden?

2 Wärmeplanung der Stadtwerke Herrenberg

Der Aufbau des Wärmeplans bestimmt der Handlungsleitfaden „Wärmeplanung“ der KEA:

- Bestandsanalyse
- Potenzialanalyse
- Zielszenario
- Wärmewendestrategie

Im Herrenberger kommunalen Wärmeplan wird unter „Klimaneutral“ verstanden:

„Bis zum Jahr 2040 sind in Herrenberg keine fossil befeuerten Einzelheizungen oder Wärmeerzeuger in Wärmenetzen mehr in Betrieb.“

2.1 Bestandsanalyse

Die Bestandsanalyse ermittelt für das Basisjahr 2019 ein Endenergiebedarf¹ von 348 GWh pro Jahr. (siehe Abbildungen 10 und 11 der DS 2023-188) Dieser wird 2019 zu 89 % mit fossilen Energieträgern (Heizöl 31% und Erdgas 58%) gedeckt. Mit 309,8 GWh fossilen Energieträgern wird der Wärmebedarf im Jahr 2019 gedeckt.

Erdgas - Netzbezug	200 GWh/a
Wärmenetz – mit Energieträger Erdgas	8,8 GWh/a
Heizöl	101 GWh/a
Summe fossile Energieträger	309,8 GWh/a

Nach den Daten aus dem Jahr 2019 sind in Herrenberg witterungsbereinigt **317 GWh** Wärme als Nutzenergie² erforderlich. Dafür werden 366,6 GWh Endenergie benötigt (siehe Tabelle 23 der DS 2023-188).

In der Summe werden damit 8.551 Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser versorgt. Mit 83% dominieren die fossilen Einzelheizungen.

Eine Besonderheit: Im Vergleich zum Bundesdurchschnitt sind die Gasheizungen in Herrenberg relativ jung.

¹ Endenergie ist die vom Verbraucher bezogene Energie, die der Anlagentechnik zum Betrieb zur Verfügung gestellt werden muss, um einen festgelegten Wärmebedarf zur Beheizung und Warmwasserbereitung zu erreichen: Gas, Heizöl, Holz-Pellets, Strom

² Die Nutzenergie beschreibt die Energieform, die beim Endverbraucher aus den Endenergieträgern in Form von Wärme, Kraft und Licht zur Verfügung gestellt wird.

Bestandsanalyse

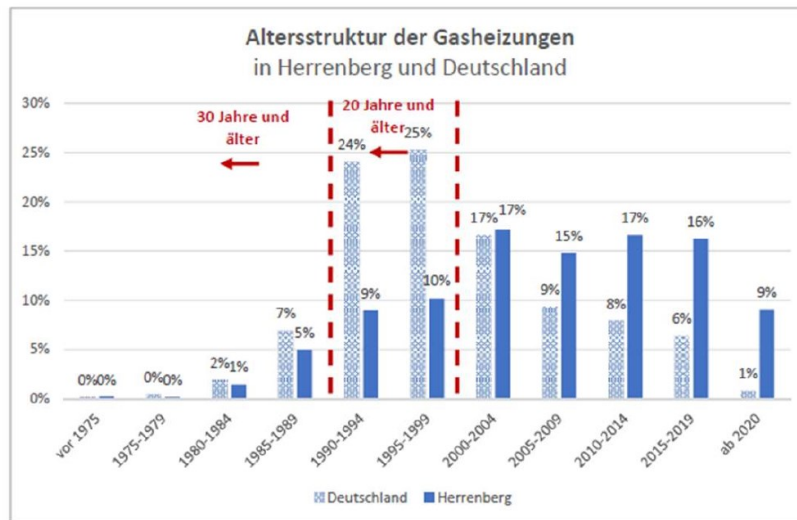


Abbildung 1: Altersstruktur der Herrenberger Gasheizungen im Vergleich zu Deutschland (Quelle DS 2023-188)

2.2 Potentialanalyse

Bis 2040 ist der Bedarf von 262 GWh/a³ Wärmeenergie aufzubringen. Die Potentialanalyse zeigt auf, wie viel davon lokal bereitgestellt werden könnte.

Wesentliche Potentiale für die klimaneutrale Wärmeversorgung in Herrenberg sind:

- Energetische Gebäudesanierung
- Photovoltaikanlagen auf Dächern und als Freiflächen-PV-Anlagen
- Windkraft
- Oberflächennahe Geothermie
- Solarthermie
- Luftwärme
- Biomasse Holz
- Abwärme – in geringem Umfang vorhanden

Im Wärmeplan sind als relevante Potentiale 1.100 GWh/a Endenergie hinterlegt. Daraus ließe sich mit Wärmepumpentechnologie und Verbrennung ca. 3.200 GWh/a Wärme erzeugen.

³ DS 2023-188 Wärmeplan - Tabelle 17

	Endenergie	Nutzenergie Wärme		
		Wärmenetz	Verbrennung	Wärmepumpe
Wirkungsgrad			0,8	COP 3
Einheit	GWh/a	GWh/a therm.		
Quelle lokal				
Dach PV-Strom	145			435
Freiflächen PV-Strom	421			1.263
Wind	486			1.458
Wasserkraft	0,014			0,042
Biomasse	13,2		10,56	
Wärmenetz	35,1	34,46		
Summe	1100,314	34,46	10,56	3156,042
Grüne Gase				
Einzelfeuerung	101		80,8	
Wärmenetz	21,2		20,14	
Summe	1.223	34	112	3.156

Tabelle 1: Lokale Endenergiepotentiale und daraus erzeugbare Nutzenergiepotentiale Wärme sowie vorgesehener Einsatz von Grünen Gasen

2.3 Zielszenario

Mit der Wärmeplanung ist zum einen der Endenergiebedarf zu reduzieren und gleichzeitig die Decarbonisierung des Wärmesektors zu erreichen. Durch die Sektorkopplung ist zu beachten, dass durch die gewählte Strategie dies nicht zum Nachteil anderer Sektoren wie der Industrie oder dem Verkehr gerät. Es muss die Balance gewahrt werden, dass alle Sektoren am effizientesten mit den für sie unabdingbaren erneuerbaren Energien versorgt werden damit die Volkswirtschaft den besten Benefit erzielt.

Um die möglichen Lösungsansätze herauszuarbeiten haben die Stadtwerke Herrenberg (SWH) für die Wärmeplanung 3 Szenarien rechnen lassen:

BaU: Business as Usual

KLIM I: Schwerpunkte sind Verbrennung „Grüner Gase“ und Wärmenetze

KLIM II: mit dem Schwerpunkt Wärmepumpentechnologie und Wärmenetze ohne Einsatz „Grüner Gase“ in Einzelheizungen.

Das Modell BaU „Weiter so wie gehabt“ wird vorneweg als nicht zielführend verworfen.

Folgende Rahmenannahmen werden im Zuge der Szenarienauswahl gesetzt:

- Das Entscheidungskriterium „Wirtschaftlichkeit“ beim Heizungsersatz entspricht mehrheitlich den Handlungsansätzen der Akteure im Wärmesektor.
- Ein flächendeckender Ausbau der Wärmenetze in den Eignungsgebieten ist darstellbar und wird von den Stadtwerken angestrebt.
- Eine ausreichende Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen ist nach derzeitigem Informationsstand für Herrenberg zu erwarten.

„Zur künftigen Verfügbarkeit von Wasserstoff zur Wärmeversorgung wurde, in Abstimmung mit den Stadtwerken, ein hohes Potenzial bis zum Jahr 2040 gesehen. Mit einer Wasserstoffversorgung des Großraums Stuttgart durch die Süddeutschen Erdgasleitung ab dem Jahr 2030 besteht die Perspektive einer Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff in Herrenberg.“

Die Stadtwerke favorisieren für die Wärmeplanung das Szenario KLIM I. Das KLIM II wird „in Absprache mit den Stadtwerken“ als Zielszenario verworfen

2.3.1 Nutzenergiebedarf

Für beide Szenarien wird von folgender Reduzierung der Nutzenergie (=Wärmebedarf) durch Maßnahmen der energetischen Sanierung ausgegangen. (Tabelle 17)

Bis 2040 reduziert sich der Wärmebedarf von 317 GWh/a witterungsbereinigt in 2019 auf 262 GWh/a im Jahr 2040.

		KLIM I, KLM II		
Jahr		2019	2030	2040
Wärmebedarf Tabelle 17				
Haushalte	GWh/a	213	198	182
GHD	GWh/a	83	74	66
Kommunale Gebäude	GWh/a	16	13	10
Industrie	GWh/a	5	5	4
Summe	GWh/a	317	290	262

Tabelle 2: Nutzenergiebedarf „Wärme“ in Herrenberg in den Jahren 2019, 2030 und 2040 (Quelle Tabelle 17 DS 2023-188)

Der Nutzenergiebedarf= Wärmebedarf ist für die Szenarien KLIM I und KLIM II gleich.

Das von den SWH favorisierte Szenario KLIM I ist Ausgangspunkt für die 37 Steckbriefe für die ausgewiesenen 37 Teilgebiete auf der Gemarkung Herrenberg.

In den Steckbriefen werden für jedes Teilgebiet die Zahl der Gebäude und der Wärmebedarf aufgeschlüsselt nach Heiztechnik bzw. Energieträger im Jahr 2040 aufgeführt.

Nach den Steckbriefen sind damit im Zieljahr 2040 8.551 Gebäude zu beheizen. Der Wärmebedarf von in der Summe 242 GWh/a in den Gebäuden plus 2,08 GWh/a Wasserstoff für die Industrie ist klimaneutral aufzubringen durch die Heizungstypen

- Verbrennung von Grünen Gasen
- Verbrennung von Heizöl
- Wärmenetzanschluss,
- Luft-Wärmepumpen,
- Nachtspeicheröfen
- Biomasse

Unklar bleibt wie es zu der Differenz von 18 GWh/a Wärmeenergiebedarf beim Abgleich der Daten aus Tabelle 17 und den Angaben in den Steckbriefen in der Summe kommt.

2.3.1.1 Abdeckung des Wärmebedarfes nach Heizungstypen

Die Daten werden aus den 37 Steckbriefen zum Szenario KLIM I extrahiert. Die Abdeckung des Wärmebedarfes erfolgt im Szenario KLIM I im Jahr 2040 zu 40% mit „Grünen Gasen“, zu 30% über den Anschluss an ein Wärmenetz, zu 23% über dezentrale Luft-Wärmepumpen und 7% Biomasse zum Teil unterstützt mit Solarthermie. (siehe Abbildung 2)

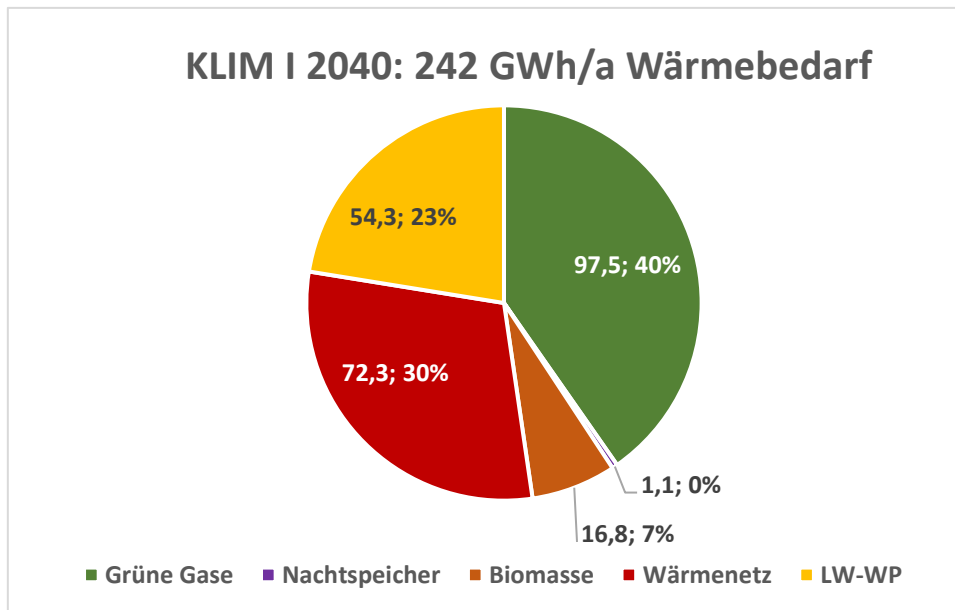


Abbildung 2: Verteilung des Wärmebedarfs (GWh/a) auf die Heizungstypen im Jahr 2040 nach den Steckbriefen zu KLIM I (Datenquelle Steckbriefe DS 2023-188)

Für das Szenario KLIM II enthält der Wärmeplan keine Steckbriefe oder andere Datenquellen, wo die entsprechenden Informationen entnommen werden könnten.

2.3.1.2 Gebäudebezogene Verteilung der Heizungstypen

Das Zielszenario sieht für die Herrenberger Gebäude einen Wärmebedarf von ca. 242 GWh/a vor.

Wie sich die Heizungstypen auf die zu beheizenden Gebäude verteilt, wird für das Szenario KLIM I über die vorgelegten 37 Steckbriefe aufgeschlüsselt: 42% der Gebäude werden über die Verbrennung Grüner Gase, 23% über einen Wärmenetzanschluss temperiert. 26% der Gebäude heizen mit Luft-Wärmepumpen. Im Szenario KLIM II werden 60% der Gebäude mit Luft-Wärmepumpen, 23% über Wärmenetzanschlüsse und 16% über Pelletkessel mit Wärme versorgt.

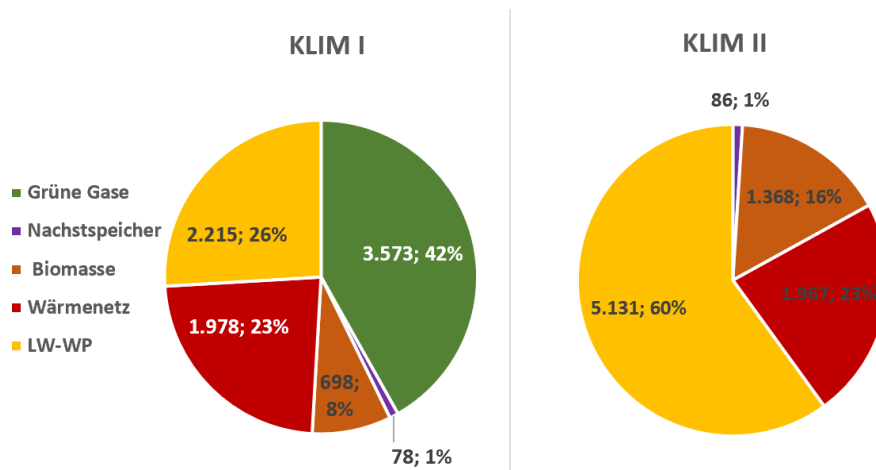


Abbildung 3: Gegenüberstellung der gebäudebezogenen Verteilung der Heizungstypen im Szenario KLIM I und KLIM II

Es werden für das Zieljahr 2040 im Szenario KLIM I für die Deckung des Wärmebedarfs (=Nutzenergie) über Einzelheizungen in 3.573 Gebäuden 97,5 GWh/a „Grüne Gase“ benötigt. Mit dem Betrieb der Luftwärmepumpen in 2.215 Gebäuden werden 54,3 GWh/a Wärme bereitgestellt. Mit den Nachtspeicheröfen in 78 Gebäuden werden 1,08 GWh/a Wärme erzeugt. 1.978 Gebäude werden mit 72,3 GWh/a Wärme aus Wärmenetze versorgt.

	GWh/a	Gebäude
Grüne Gase	97,5	3.573
Nachtspeicher	1,08	78
Wärmepumpen	54,3	2.215
Biomasse	16,8	698
Wärmenetz	72,27	1.978
Heizöl	0,24	9
SUMME	242,4	8.551

Tabelle 3: Verteilung der Nutzenergie (=Wärmeenergie) nach Heizungstypen und Anzahl der zu temperierenden Gebäuden im Jahr 2040 nach KLIM I (Datenquelle: Steckbriefe DS 2023188)

2.3.2 Endenergiebedarf

Nutzenergiebedarf und Endenergiebedarf sind identisch, wenn der Wirkungsgrad des Heizungstyps gleich 1 wäre. Dem ist mit Ausnahme einer Stromdirektheizung grundsätzlich nicht so.

So liegt der Wirkungsgrad durch die Verbrennung von Gasen bei 0,8 bis 0,9. Das heißt aus einer 1kWh Gas wird 0,8 bis 0,9 kWh thermische Energie (= Wärme) bereitgestellt.

Obwohl in der Tabelle 6 der DS 2023-188 ein Jahresnutzungsgrad (=Wirkungsgrad) von 0,9 für Erdgas-Heizungen angenommen wird, rechnen die SWH mit einem überaus ambitionierten Jahresnutzungsgrad von ca. 1 bei mit klimaneutralen Gasen befeuerten Heizungen.

Anders bei der Wärmepumpe: aus der Endenergie 1 kWh Strom können zwischen 3 bis 5 kWh thermische Energie (Nutzenergie) erzeugt werden. Hier sind die SWH mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 3 wiederum sehr konservativ unterwegs. Luft-Wasser-Wärmepumpen der neusten Generation erreichen Wirkungsgrade von 4 und mehr, wenn für die Vorlauftemperatur 50°C ausreichen.

In der Abbildung 39 der DS 2023-188 ist der Endenergiebedarf in den berechneten Szenarien visualisiert:

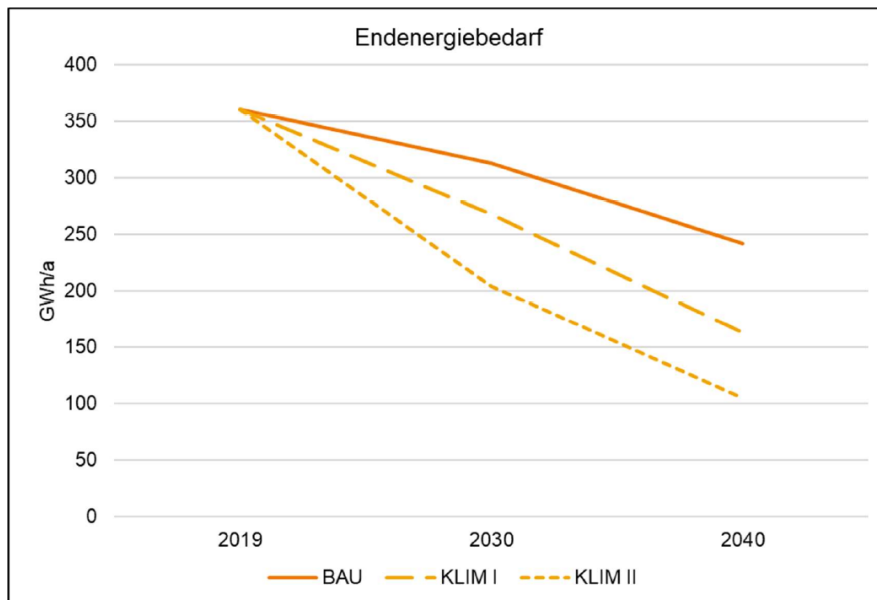


Abbildung 39: Entwicklung des Endenergiebedarfs in den berechneten Szenarien

Abbildung 4: Entwicklung des Endenergiebedarfes in den berechneten Szenarien (Quelle DS 2023-188 Abbildung 39)

Nach der Abbildung 39 bestünde im Jahr 2040 ein Endenergiebedarf im Szenario BAU von ca. 245 GWh/a, KLIM I ca. 160 GWh/a und KLIM II ca.105 GWh/a.

Für das Szenario KLIM I ist für die Deckung des Wärmebedarfs erforderliche Endenergie in der Tabelle 23 aufgeschlüsselt nach Sektoren und Heizungstyp zusammengestellt. Die daraus hervorgehende Summe des Jahresendenergiebedarfes liegt mit 271 GWh/a deutlich über dem Endenergiebedarf von ca. 160 GWh/a, der der Abbildung 39 der DS 2023-188 zu entnehmen ist.

KLIM I

Jahr		2019	2030	2040
Wärmebedarf Tabelle 17				
Haushalte	GWh/a	213	198	182
GHD	GWh/a	83	74	66
Kommunale Gebäude	GWh/a	16	13	10
Industrie	GWh/a	5	5	4
Summe	GWh/a	317	290	262
Erforderliche Endenergie Tabelle 23				
	GWh/a	366	311	271

Tabelle 4: Nutzungsenergie und Endenergie im Szenario KLIM I

In Tabelle 25 der DS 2023-188 wird anhand von Nutzungsgraden der erforderliche Endenergiebedarf für den Heizungstyp Wärmenetz im Szenario KLIM I auf 56,8 GWh/a hochgerechnet. Aus der Tabelle 23 ist wiederum für das Jahr 2040 ein Endenergiebedarf von 72,3 GWh/a für das Wärmenetz im Szenario KLIM I zu entnehmen. Für den Leser erschließt sich nicht wie die unterschiedlichen Angaben entstehen.

Auch gibt es keinen schlüssigen Zusammenhang zwischen den aus den Steckbriefen herauslesbaren Wärmebedarfen nach Heizungstyp und den Endenergiebedarfen aufgeschlüsselt nach Heizungstyp aus Tabelle 23 für KLIM I. So wird nach den Steckbriefen für KLIM I mit der Luft-Wärmepumpentechnik in 2040 ein Wärmebedarf von 54,3 GWh/a abgedeckt. Dafür ist nach Tabelle 23 eine Endenergie von 74 GWh/a erforderlich. Legt man einen Wirkungsgrad von 3 für die Luft-Wärmepumpenanwendung zu Grunde, dann dürfte der Endenergiebedarf für den Wärmebedarf von 54,3 GWh/a nach den Steckbriefen 18 GWh/a in Form von Strom im Jahr 2040 betragen. Sollte der Endenergiebedarf von 74 GWh/a für die Luftwärmepumpen in Form von Strom nach Tabelle 23 der korrekte Wert sein, dann könnte bei einem Wirkungsgrad von 3 ca. 222 GWh/a Wärme (=Nutzenergie) erzeugt werden. Das wäre etwas mehr als der Wärmebedarf von allen Haushalten und Kommunalen Gebäuden (192 GWh/a) im Jahr 2040.

Welche Angaben sind zutreffend?

Ein Versuch: Für eine erste Einschätzung gleiche ich die Angaben aus der DS 2023-188 mit der heute zu beheizenden Wohnfläche von 1.417.534 m² und einem derzeitigen durchschnittlichen Wärmeenergiebedarf von 165 kWh/m² ab. Der daraus hervorgehende Wärmeenergiebedarf beträgt 233,9 GWh/a. Bei einem Wirkungsgrad von 3 könnte man mit 78 GWh/a Strom in 2019 auskommen. Geht man von einem Wärmeenergiebedarf von 120 kWh/m² in 2040 aus, dann bedarf es 170 GWh/a Wärmeenergie, für die bei einer JAZ 3 56,7 GWh/a Strom. Dieser Schätzwert entspricht der Angabe in Tabelle 23 zum Endenergiebedarf für den Sektor Haushalte Wärmepumpe von 52,7 GWh/a Strom. Allerdings wird in dem Szenario KLIM I nur von einem Anteil von nur 26% am Wärmeenergiebedarf ausgegangen, der über Luft-Wärmepumpen abgedeckt wird.

Auch dieser Versuch trägt nicht zur Aufklärung bei und lässt die Autorin ratlos zurück.

Diese kurze Gegenüberstellung verdeutlicht, dass die DS 2023-188 voller Widersprüche steckt, die das Verständnis für den Inhalt des Wärmeplans massiv erschwert.

Für das KLIM II, das die Schwerpunktechnologie Wärmepumpentechnik neben den Wärmenetzen favorisiert, gibt es im vorgelegten Wärmeplan keine nach Heizungstypen aufgeschlüsselten Angaben zum Endenergiebedarf zur Deckung des Wärmebedarfes von 242 GWh/a im Jahr 2040 in Herrenberg.

3 Angebot und Nachfrage auf dem Energiemarkt

Mit der Zeitenwende geht der Abschied von billigem russischem Gas einher. Seit Februar 2022 muss sich die deutsche Volkswirtschaft neu ausrichten: Wo können wir die Ressourcen, die wir in Deutschland haben, am effektivsten und am besten einsetzen? Wie können die verbleibenden Energieabhängigkeiten von Drittstaaten minimiert werden. Es geht um die strategische Erschließung bestehender Potenziale und der Koordination von Investitionsentscheidungen aus einer umfassenden Perspektive. Werden diese Aspekte bei den anstehenden Entscheidungen beherzigt, besteht die Chance eine System-Resilienz in unserer Volkswirtschaft zu etablieren.

Für den Wärmesektor stellt sich neben der Herausforderung der Entcarbonisierung die Frage, wie kann unter volkswirtschaftlichen Aspekten am effizientesten der Wärmebedarf gedeckt werden. Es gibt neben den Big Five Klimaszenarien⁴, die vor der „Zeitenwende“ verfasst wurden, inzwischen weitere, die die Auswirkungen der global-strategischen Veränderungen auf dem Energiesektor nach der Zeitenwende miteinbeziehen. Eine davon ist die Studie „Treibhausgasneutralität bis 2045“⁵. Darin wird die Verschiebung der Energieträger am Anteil der Raumwärme über die Zeit bis 2050 prognostiziert unter der Prämisse, dass Deutschland 2045 klimaneutral sein wird.

⁴ Die „Big-5“ der Klimaneutralitätsszenarien bezeichneten Studien

1. Klimaneutrales Deutschland 2045 (Agora Energiewende et al., 2021),
2. Klimapfade 2.0 (BDI, 2021),
3. Aufbruch Klimaneutralität (dena, 2021b),
4. Langfristszenarien (BMW, 2021),
5. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität (Ariadne, 2021a).

⁵ Treibhausgasneutralität bis 2045 – Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft - https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2023/treibhausgasneutralitaet-in-deutschland-bis-2045-szenario-cr-sci4climate.nrw.pdf

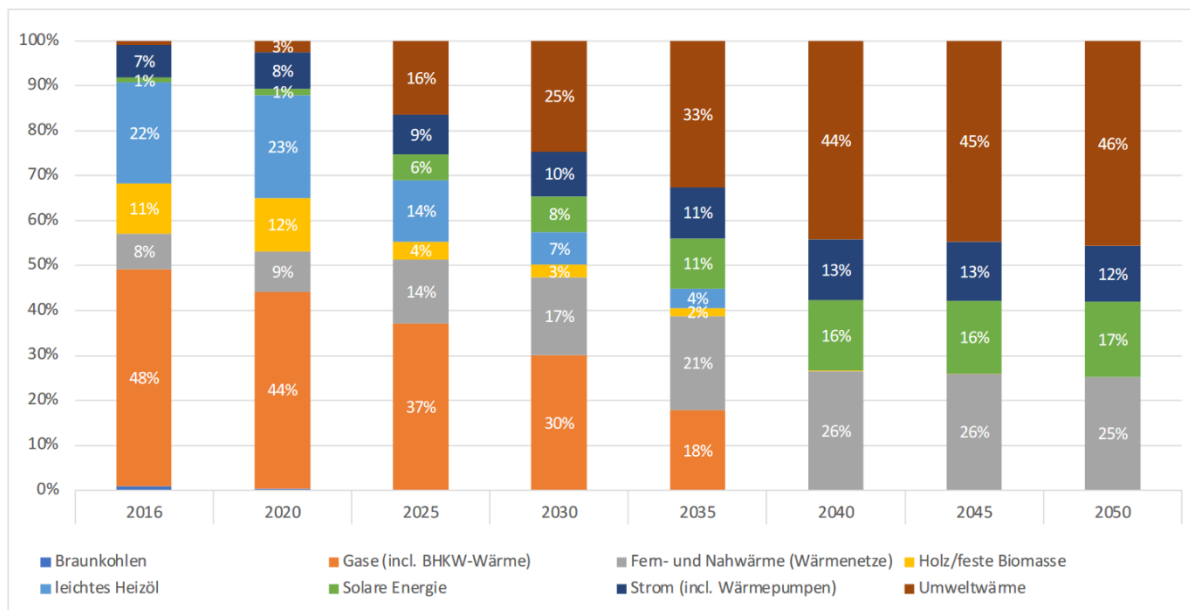


Abbildung 5: Struktur der Endenergieträger für die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte - Quelle: SCI4climate.NRW 2023: Treibhausgasneutralität bis 2045 – Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft - https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2023/treibhausgasneutralitaet-in-deutschland-bis-2045-szenario-cr-sci4climate.nrw.pdf

Nach den EU-Anforderungen muss die THG-Emission im Gebäudesektor bis 2030 im Vergleich zu 2015 um 42 Prozent abnehmen. Werden die Gebäude weiterhin mit fossilen Energieträgern ohne Beimischung von grünen Gasen temperiert, müsste die CO₂-Steuer für das Heizen auf 100 bis 400 Euro pro Tonne CO₂ erhöht werden, um die Lücke bei den Kosten für die unzureichende Emissionsminderung durch Ausgleichszahlungen gegenüber der EU zu schließen.

Eine Beimischung von 20 Volumenprozent erneuerbaren Wasserstoffs würde die Emissionen nur um 7 Prozent senken, den Großhandelspreis von Gas aber um rund 33 Prozent erhöhen. Auch hier müsste die CO₂-Steuer entsprechend zusätzlich angehoben werden.

Um die erforderliche Reduzierung der THG Emissionen im Gebäudesektor von 42% durch die dafür erforderliche Beimischung von 65% Wasserstoff herbeizuführen, wäre eine Verdreifachung des Großhandelspreises von Gas allein für die Produktions- und Transportkosten von sauberem Wasserstoff in Kauf zu nehmen⁶. Denn im Sektor Industrie wird im Unterschied zum Gebäudesektor für verschiedene Prozesse nach reinem Wasserstoff nachgefragt. Ein Volkswirtschaftlich untragbares unterfangen.⁷

⁶ Bei durchschnittlichen Kosten für erneuerbaren Wasserstoff von 94 Euro/MWh (HS) Wasserstoff (also 0,65 x 94) ergäbe sich alleine für die Komponente des grünen Wasserstoffs Kosten von 61 Euro/MWh

⁷ Agora Energiewende, Agora Industrie (2022): 12 Thesen zu Wasserstoff

Es geht um die Entcarbonisierung des bundesweiten Wärmeenergiebedarf für Raumwärme von 670 TWh/a, für die Warmwasserbereitung von 131 TWh/a (Jahr 2021). Davon wurden in den Haushalten 456 TWh für Raumwärme und 106 TWh für Warmwasserbereitung benötigt. Das sind 561 TWh alleine in den Haushalten für Raumwärme und Warmwasser. Unter Annahme, dass der Bedarf durch Effizienzsteigerung und energetische Sanierung reduziert werden wird, sind die verbleibenden Energiebedarfe für Wärme bis 2045 klimaneutral zu erzeugen.

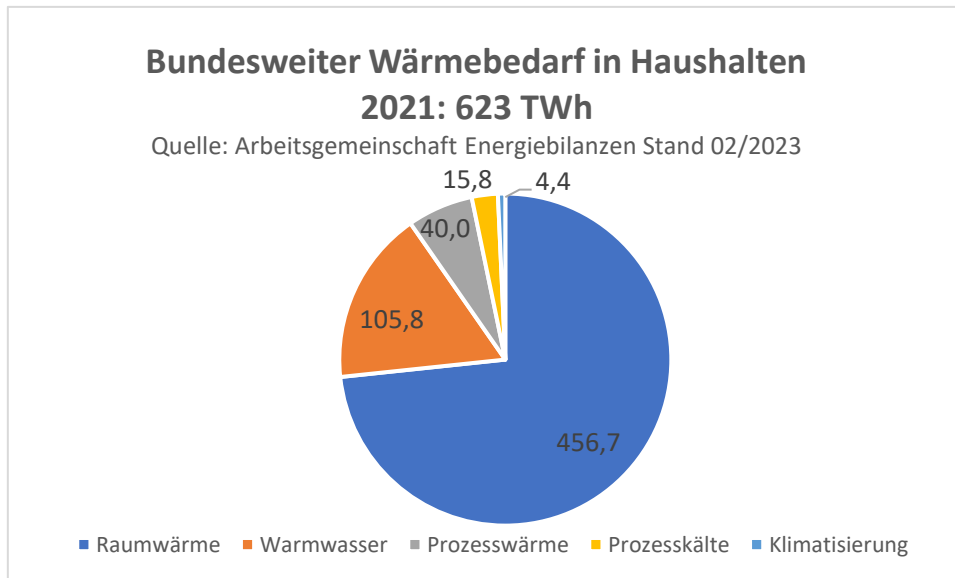


Abbildung 6: Bundesweiter Wärmeverbrauch in Haushalten 2021 ohne Verkehr

3.1 Grüne Gase

Auf Nachfrage bei der Stadtverwaltung wurde mitgeteilt, dass für die „Grünen Gase“ im Wärmeplan die Annahme getroffen wurde, dass diese aus 90% Wasserstoff und 10% Biomethan bestehen.

Beide Szenarien benötigen für die Wärmenetze 22 GWh/a „Grüne Gase“. Im KLIM I sind 101 GWh/a „Grüne Gase“ für die Verbrennung in Einzelheizungen erforderlich. 4 GWh/a „Grüne Gase“ sind im Szenario KLIM II für den Sektor Industrie / Prozesswärme vorgesehen.

	KLIM I	KLIM II
Grüne Gase Einzelheizungen	101 GWh	4 GWh (nur Industrie / Prozesswärme)
Grüne Gase Wärmenetze	22 GWh	22 GWh

Tabelle 5: Bedarf an „Grünen Gasen“ in den Szenarien KLIM I und KLIM II (Quelle: E-Mail Mitteilung Stadtverwaltung 15.11.2023)

Die Rahmenannahme für die Favorisierung des Szenario KLIM I ist die ausreichende Verfügbarkeit von „Grünen Gasen“ für die Wärmeerzeugung im Niedertemperaturbereich vorausgesetzt.

Ist diese Annahme berechtigt?

3.1.1 Studienlage zum Markthochlauf Wasserstoff

Aktuell werden nur 5% des Wasserstoffes auf dem Markt gehandelt. Die Hauptabnehmer – Petrochemie und Chemische Industrie – regeln bisher über bilaterale Verträge die Geschäfte zwischen Produzenten und Abnehmer. Derzeit ist die Unsicherheit der potenziellen Marktteilnehmer auf dem zukünftigen Wasserstoffmarkt sehr groß. Denn aktuell haben wir ein „dreiseitiges Henne-Ei-Problem“: Ohne ausreichendes Angebot wird sich keine Nachfrage entwickeln, ohne Nachfrage wird es kein Angebot geben, und ohne eine gut ausgebaute Transportinfrastruktur ist ein effizienter und liquider Handel über größere Entfernungen nicht möglich. Die Herausforderung für den Markthochlauf von Wasserstoff ist, dass Erzeugung, Nachfrage und Infrastruktur simultan ausgebaut werden müssen. (Schlund, Schulte & Sprenger, 2022⁸).

Die jüngste Metastudie des Wuppertal Instituts für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE-NRW) vom Juni 2023⁹ geht neben dem bisherigen Bedarf von grauem Wasserstoff von 55 TWh von einem zusätzlichen Wasserstoffbedarf bis 2030 von zwischen 29 und 101 TWh/a aus. Die große Spannweite ist Ausdruck für die bestehende Unsicherheit hinsichtlich des zukünftigen Wasserstoffmarktes. In Gebäuden wird Wasserstoff lediglich in zwei Szenarien und nur mit jeweils geringen Mengen von maximal 6 TWh im Jahr 2030 eingesetzt.

Die Auswertung der nationalen BIG FIVE Klimaneutralitäts-Szenarien, EU-Weiten und globalen Studien durch die AGORA Energiewende kommt zu dem Ergebnis¹⁰:

Von allen Wasserstoffanwendungen, die in europäische und weltweite Szenarien Eingang finden, entfällt auf Wärme der geringste Anteil: weniger als 10 Prozent an der gesamten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050. Dies trifft insbesondere auf die dezentrale Wärmeerzeugung in einzelnen Gebäuden zu. Allerdings kann

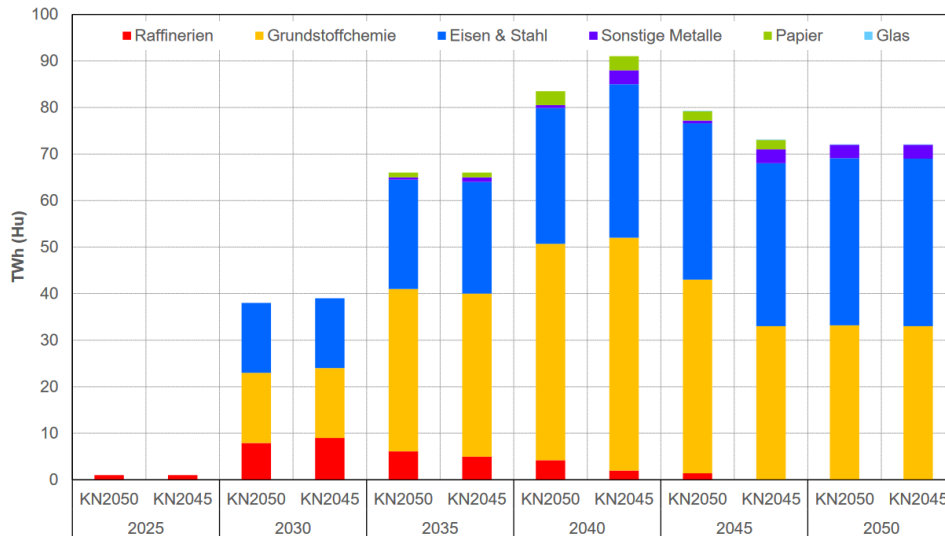
⁸ The who's who of a hydrogen market ramp-up: A stakeholder analysis for Germany <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111810>

⁹ Merten, F., & Scholz, A. (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. Wuppertal Institut

¹⁰ Agora Energiewende, Agora Industrie (2022): 12 Thesen zu Wasserstoff https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/A-EW_258_12_Thesen_zu_Wasserstoff_WEB.pdf

Wasserstoff hilfreich dabei sein, in Fernwärmenetzen die residuale Wärmelast mittels Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerken zu decken.

Das Öko-Institut schließt auf Grund der Studienlage¹¹, auf ein Hochlaufen des Wasserstoffbedarfs im Industriesektor in der Größenordnung von bis zu 90 TWh in 2040.



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020; 2021)

Abbildung 7: Hochlauf der Wasserstoffnachfrage im Industriesektor 2025-2050; Quelle: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland, Öko-Institut e.V. 2021 <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/Oeko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland.pdf>

Aus der Meta-Studie des Öko-Instituts 2021 geht hervor, dass in Deutschland ein Hochlaufen der grünen Wasserstoffproduktion in der Größenordnung von

15 TWh/a in 2030, 75 TWh/a in 2040 und 150 TWh/a in 2050

realistisch ist.

Nach den Erfahrungen aus der politisch herbeigeführten Abhängigkeit von billigem russischem Gas in der deutschen Volkswirtschaft sollte das Bestreben sein, so weit wie möglich Abhängigkeiten von Drittstaaten zu minimieren. Es wird aber auch nicht ohne Wasserstoffimport gehen. Aber um die Importabhängigkeit so weit wie möglich zu minimieren, sollte der Bedarf auf Anwendungen fokussiert werden, der technisch bzw. ökonomisch nicht sinnvoll elektrifiziert oder decarbonisiert werden kann – sogenannte „No-Regret-Wasserstoff-Anwendungen“.

¹¹ Öko Institut 2021: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland - <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/Oeko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland.pdf>

No-Regret-Wasserstoff-Anwendungen

Tabelle 1

Grüne Moleküle benötigt?	Industrie 	Verkehr 	Energie- sektor 	Gebäude 
No-regret	<ul style="list-style-type: none"> Reaktionsmittel (Stahl aus Direktreduktion) Stoffliche Nutzung (Ammoniak, Chemikalien) 	<ul style="list-style-type: none"> Langstrecken-Luftverkehr Langstrecken-Schiffsverkehr 	<ul style="list-style-type: none"> Langzeitspeicher zum Back-up variabler erneuerbarer Energien 	<ul style="list-style-type: none"> Fernwärme (Residuale Wärmelast*)
Umstritten	<ul style="list-style-type: none"> Hochtemperatur-Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> Lkw & Busse** Kurzstrecken-Luftverkehr Kurzstrecken-Schiffsverkehr Schienenverkehr*** 	<ul style="list-style-type: none"> Größe des Bedarfs angesichts anderer Flexibilitäts- und Speicheroptionen 	
Nicht empfehlenswert	<ul style="list-style-type: none"> Niedertemperatur-Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> Pkw Kleinere Nutzfahrzeuge 		<ul style="list-style-type: none"> Einzelne Gebäude

* nach Erneuerbaren Energien sind Umgebungs- und Abwärme so weit wie möglich zu nutzen. Besonders relevant für große bestehende Fernwärmesysteme mit hohen Vorlauftemperaturen.
Hinweis: Fernwärme wird gemäß dem UNFCCC-CRF-Berichtsformat als Teil des Stromsektors gemeldet.

** Die Serienproduktion von Batterie-Lkw und -Bussen ist derzeit weiter fortgeschritten als die von Brennstoffzellen-Lkw und -Bussen.

*** Je nach Distanz, Nutzungsfrequenz und Energieversorgungsoptionen.

Agora Energiewende, Agora Industrie (2022)

Abbildung 8: No Regret-Anwendungen für Grüne Gase - Quelle: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2022/A-EW_306_SNG_Imports_WEB.pdf

Um eine Idee zu bekommen, was es bedeutet, wenn die Importabhängigkeit von Drittstaaten möglichst nicht minimiert werden und gleichzeitig man sich nicht auf die „Non-regret-Anwendungen“ beschränken möchte - ein Gedankenspiel:

Um nur den für den Industriesektor erforderlichen Wasserstoff von 110 TWh in Deutschland zu erzeugen, bedürfte es 5.744 Windräder auf See. In 2020 gab es 1.501 Windräder auf See.

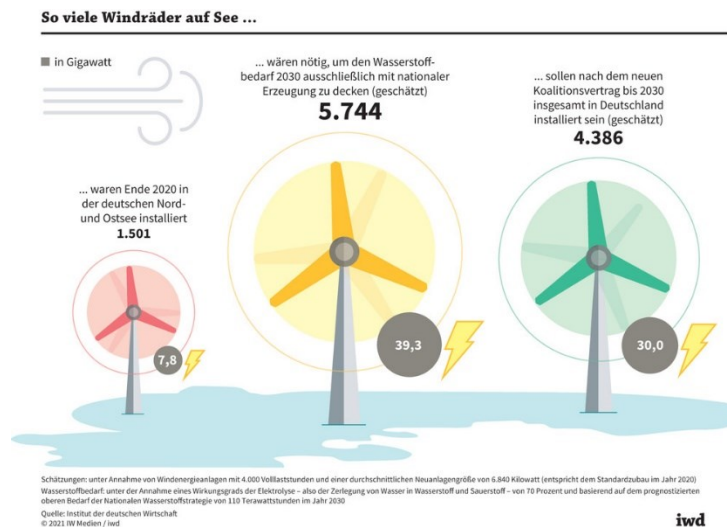


Abbildung 9: Erforderlicher Windkraftausbau für die nationale Wasserstoffabdeckung in 2030
Quelle: <https://www.iwd.de/artikel/gruener-wasserstoff-ist-und-bleibt-mangelware-530148/>

Wegen der nicht ausreichenden heimischen Potenziale wird trotz aller Anstrengungen der Import von Wasserstoff in Zukunft eine große Rolle spielen. Man geht von einem Wasserstoff-Import in 2030 in der Größenordnung von 2,4 Mio. Tonnen (das sind ca. 80 TWh) pro Jahr aus.

Die zu erwartende zukünftige Marktlage von Angebot und Nachfrage verdeutlicht, dass Wasserstoff auch in Zukunft ein rares und damit kostbares Gut sein wird.

3.1.2 Wasserstoffstrategie des Bundes

Im August 2023 hat die Bundesregierung die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie¹² veröffentlicht. Darin wird ein Wasserstoffbedarf von 110 - 130 TWh pro Jahr bis 2030 prognostiziert. Hinzu kommt der bestehende, heute durch grauen Wasserstoff gedeckte Bedarf an Wasserstoff in Deutschland von rd. 55 TWh.

Die Bundesregierung strebt eine nationale Verfügbarkeit von 10 GW Elektrolysekapazität für Wasserstoff bis 2030 an. Für eine wirtschaftliche Auslastung der Elektrolyseure muss das Angebot an erneuerbaren Energien massiv ausgebaut werden.

Aktuell werden in Deutschland zwischen 55 – 60 TWh Wasserstoff produziert. Davon sind aber nur 5% „Grüner Wasserstoff“ – also 2,75 – 3 TWh.

¹² https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Laut Nationaler Wasserstoffstrategie werden ab 2030 Importe von mindestens 45 TWh Wasserstoff pro Jahr nur für „No-Regret“ Anwendungen benötigt:

- nicht-energetische Industrieprozesse wie in der Stahl- und Chemieindustrie,
- nachhaltige Kraftstoffe für Langstrecken-Luft- und Schiffsverkehr
- sowie Saisonspeicher zum Back-up Erneuerbarer Energien im Stromsystem, inklusive residualer Wärmelast in der Fernwärme

Da die Produktion von Niedertemperaturwärme unter 200 Grad Celsius mit Wasserstoff erheblich ineffizienter als durch den Einsatz von Wärmepumpen ist, die aus einer Einheit erneuerbaren Stroms mehrere Einheiten nutzbare Wärme liefern, ist im Wärmesektor keine breite Anwendung vorgesehen.

Den Entwurf zum Wasserstoffkernnetz mit dem Zieljahr 2032 zeigt die Abbildung 10. Die Einspeise- bzw. Ausspeisekapazitäten betragen **rund 100 GW bzw. 87 GW**.

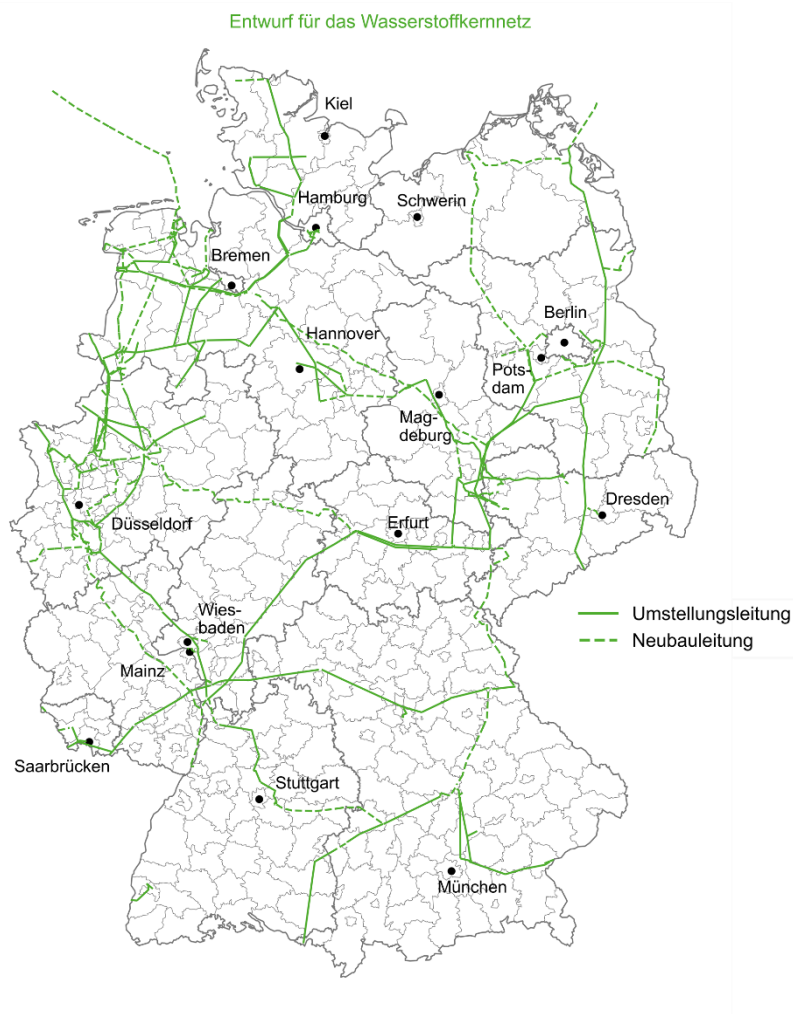


Abbildung 10: Entwurf des Wasserstoffkernnetzes Stand November 2023 (Quelle: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/20231109_Entwurf_Kernnetzgruen-2.png)

Das Wasserstoffkernnetz des Bundes sieht für den süddeutschen Raum bis 2032 keinen Schwerpunkt vor. Das Problem: Wasserstoff wird vor allem im Norden mit Windkraft produziert oder per Schiff über den Hafen von Rotterdam über Pipelines geliefert. Baden-Württemberg liegt deshalb quasi am Ende der Leitung.

Kurzum: Die Roadmap des Bundes zur Wasserstoffstrategie und Erreichen der Klimaneutralität 2045 sieht die Grünen Gase nicht als tragende Säule der Wärmewende.

3.1.3 Wasserstoffstrategie des Landes Baden-Württemberg

Im ersten Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg¹³ aus dem Mai 2023 ist zu lesen:

„Weil Wasserstoff auf absehbare Zeit ein knapper, wertvoller Rohstoff bleiben wird, wird der Einsatz sich voraussichtlich auf die Bereiche konzentrieren, die keine andere Alternative auf dem Weg zur Klimaneutralität haben.“

„Wasserstoff wird ab 2030 neben anderen Technologien auch zunehmend zur Erzeugung von Fernwärme eingesetzt. Auch hier hat Wasserstoff die Funktion einer Backup-Option in Situationen mit geringem anderweitigem Dargebot an erneuerbarer Wärme.“

„Wasserstoff ist bis auf weiteres die deutlich teurere Option. Die Nutzung von grünem Wasserstoff ist weder wirtschaftlich noch energieeffizient. Daher wird Wasserstoff wohl hauptsächlich in Ausnahmesituationen zum Einsatz kommen, z. B. zur Deckung von Spitzenlasten in Wärmenetzen oder wenn die Gegebenheiten vor Ort weder ein Wärmenetz noch eine Wärmepumpe zulassen.“

Wenn Baden-Württemberg bis 2040 klimaneutral sein möchte und gleichzeitig ein attraktiver Industriestandort bleiben will, braucht es Wasserstoff vor allem als Rohstoff für die Industrie, aber auch für den Luft- und Schiffsverkehr. Das heißt, Wasserstoff ist nicht zur Regelversorgung zu Niedertemperaturanwendung bei der dezentralen Gebäudetemperierung vorgesehen, wo die Alternative „Wärmepumpe“ oder „Wärmenetz“ bereitsteht.

Da Baden-Württemberg nach der Roadmap des Bundes erst verspätet mit Wasserstoff aus dem Norden versorgt werden soll, plant die Landesregierung aktuell ab 2030 Wasserstoff über eine noch zu bauende Pipeline aus dem sonnenreichen Spanien über Frankreich bis in die Nähe von Freiburg und damit nach Baden-Württemberg zu transportieren.

Erneuerbare Energien sind in Spanien ausreichend vorhanden. Das Problem ist ausreichend hochreines Wasser für die Wasserstoffproduktion bereitzustellen: für 1 kg

¹³ https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Fortschrittsbericht-Wasserstoff-Roadmap-BW.pdf

Wasserstoff werden ca. 9 Liter reines Wasser benötigt. Muss für die Elektrolyse zuerst Meerwasser entsalzen und aufbereitet werden, verteuert sich der Wasserstoff erheblich und verliert seinen Wettbewerbsvorteil. In den Küstengebieten Spaniens gibt es aufgrund von Entsalzungsanlagen ausreichend Wasser. Den billigsten erneuerbaren Strom gibt es allerdings im sonnenreichen aber trockenen Landesinneren, das aber keinen Zugang zum Meerwasser hat.

Spanien will bis zum Jahr 2030 eine Kapazität von vier Gigawatt an Elektrolyseuren installieren. Allerdings wurde gerade das größte Wasserstoffproduktionsprojekt „HyDeal-Projekt“ von den angestrebten 7 GW Produktionskapazität im Jahr 2030 auf 500 MW im Jahr 2028 reduziert, was etwa 50.000 bis 60.000 Tonnen erneuerbaren Wasserstoffs pro Jahr (oder 1.665 bis 1.998 GWh Wasserstoff) entspricht. Nachdem der lokale Markt mit Wasserstoff bedient ist, möchte Spanien grüner Wasserstoff nach Europa exportieren. Dafür müssen aber erst die dafür notwendigen Pipelines durch Frankreich gebaut werden: das H2Med-Netz. Um eine Infrastruktur dieser Größenordnung rentabel zu machen, braucht es wiederum ausreichende Mengen von Wasserstoff. Es ist ein „Henne-Ei-Problem“ mit unklarem Ausgang.

Die Terranets bw sieht folgende Roadmap in Baden-Württemberg vor:

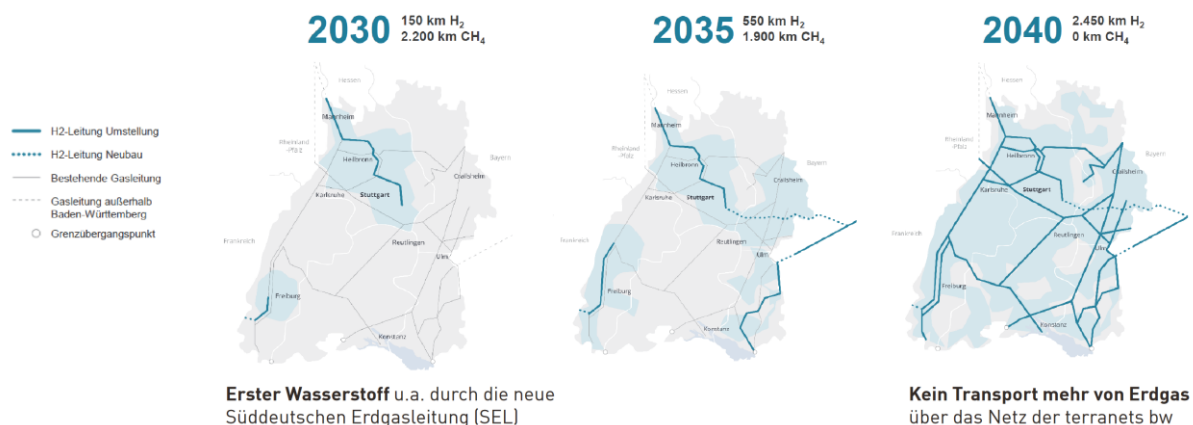


Abbildung 11: Die Wärme- und Energiewende findet im Verteilnetz statt Quelle: Präsentation der Netze BW bei der Infoveranstaltung in Nagold am 21.09.2023

Danach wird es ab 2040 keinen Transport von Erdgas über das Netz der terranets bw geben. Unklar ist, ob und wieviel und welches Produkt als „Grüne Gase“ ausgehend von den zentralen Pipelines (Back-Bones) über die Verteilnetze in die Fläche gebracht werden wird.

Ein feingliedriges Verteilnetz in der Fläche ist derzeit frühestens ab 2040 zu erwarten, wenn es dann über den Bedarf der systemrelevanten Infrastruktur hinaus ausreichend „Grüne Gase“ wie Wasserstoff geben und der Bedarf in der Fläche bestehen sollte.

3.1.4 Handlungsleitfaden Kommunale Wärmeplanung

Im Handlungsleitfaden „Kommunale Wärmeplanung“¹⁴ des Landes Baden-Württemberg ist zu lesen:

Allein die Umstellung auf synthetische Brennstoffe ist dabei nicht zielführend. Die erforderliche Menge regenerativen Stroms für die Herstellung der synthetischen Brennstoffe steht in Deutschland mit großer Wahrscheinlichkeit langfristig nicht zur Verfügung. In jedem Fall wird die theoretisch mögliche Umstellung auf flüssige und gasförmige synthetische Brennstoffe aus Wind- und Sonnenstrom zu erheblichen Kosten führen. Die reine Verbrennung in Heizkesseln wird mit synthetischen Brennstoffen zu einem sehr hohen Bedarf an regenerativem Strom führen und wirtschaftlich kaum darstellbar sein.

Aus Gründen der Effizienz und der Wirtschaftlichkeit folgt daraus, dass grüne synthetische Brennstoffe in Zukunft nur dort eingesetzt werden sollten, wo sie den höchsten Nutzen im Gesamtsystem zur Folge haben.“

3.1.5 Biogas

10% der in Herrenberg vorgesehenen „Grünen Gase“ zur Wärmebedarfsabdeckung bestehen aus Biomethan.

2020 wurden an 9.000 Produktionsstandorten 91,1 TWh Biogas erzeugt. Daraus gehen 2020 ca. 53 TWh Endenergie in Form von Strom und Wärme sowie in geringem Umfang Kraftstoff hervor. Die Hauptverwertungsstränge sind die Vor-Ort-Verstromung (VOV-BHKW). Absolut nachrangig ist die Biomethanaufbereitung, die erforderlich ist, um aus Biogas ein Erdgassubstitut zu machen.

Während Erdgas hochreines Methan ist, ist Biogas eine „schmutzige“ Mischung aus Methan und bis zu 50 % CO₂, bis zu 10 % Wasser, bis zu 1 % Ammoniak und bis zu 1 % Schwefelwasserstoff. Derzeit gibt es 240 Biogasaufbereitungsanlagen, die Biogas zu Biomethan, das als Erdgassubstitut genutzt werden kann, aufbereiten. Deren Kapazität liegt bei rund VN=147.000 m³/h. Damit konnten brennwertbezogen 2021 rund **11 TWh Biomethan als Erdgassubstitut** in die Netze eingespeist werden.

¹⁴ https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf

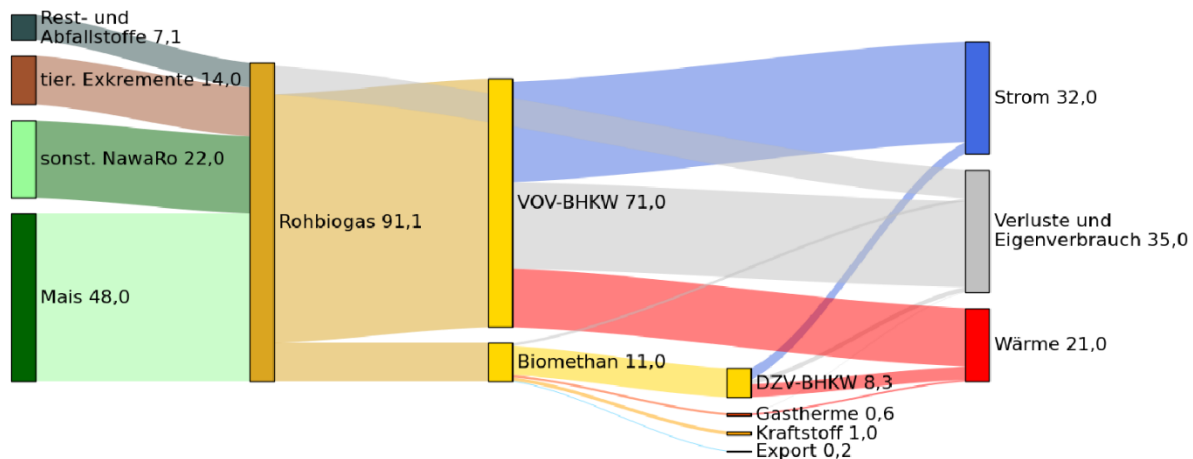


Abbildung 12: Energiebilanzen der Biogaserzeugung und Nutzung (Hochrechnung, Werte gerundet, Bezugsjahr 2020 – Angaben in TWh Quelle: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf

Aktuell könnten 11 TWh der 801 TWh Wärmebedarf pro Jahr mit Biogas als Erdgassubstitut abgedeckt werden. Das sind 1,4% Abdeckung mit Biogas als Erdgassubstitut bundesweit.

In der Praxis wird Biogas zur Wärmeerzeugung zukünftig vermehrt in Konkurrenz zu Biogas bzw. Biomethan als Flexibilitätsoption im Stromsystem stehen, um Residuallastschwankungen im Stromnetz auszugleichen.

Damit das Biogas in ausreichender Menge für die Decarbonisierung des Wärmesektors zur Verfügung steht, müsste ihr Volumen deutlich gesteigert werden.

Biogas wird zu 96% in landwirtschaftlichen Biogasanlagen produziert, die mehrheitlich auf der Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) betrieben werden.

Die Entwicklung der Biogas-Potenziale werden durch die zunehmend strengeren gesetzlichen Vorgaben, durch den so genannten „Maisdeckel“ im EEG, als auch die wachsende Konkurrenz für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) durch hohe Nahrungs- und Futtermittelpreise eingebremst: Teller – Tank Konflikt. Auch wird eine zunehmende stoffliche Nutzung die energetischen Biomassenutzung aus NawaRo tendenziell zurück gehen lassen.

Kurzum: Die Steigerung des Biogasaufkommens als Erdgassubstitut ist zukünftig nicht zu erwarten.

Die SWH gehen von einem Verhältnis von 10% Biomethan und 90% Wasserstoff in den „Grünen Gasen“ aus. Das Szenario KLIM I benötigt ca. 101 GWh „Grüne Gase“. Damit benötigt Herrenberg für dieses Szenario 10,1 GWh „Biomethan“. Aktuell stehen für die gesamte Republik jährlich 11 TWh „Biomethan“ als Erdgassubstitut auf dem Markt zur Verfügung. Allein Herrenberg benötigt ca. 0,1% des Biogasangebotes auf dem deutschen Markt. Inwiefern die im Szenario KLIM I getroffenen Rahmenannahmen unter diesen Bedingungen realistisch sind, gilt es auf Grund des auch wohl zukünftig beschränkten

Angebotes auf dem Markt sowie der Konkurrenzsituation zum Stromsektor zur Residual-
lastabdeckung kritisch zu hinterfragen.

3.2 Strom für Wärmepumpentechnologie

Es wird immer wieder die Frage gestellt, ob es denn genügend Strom für die Elektrifizierung des Niedertemperatur-Wärmebereiches - also das Temperieren von Gebäuden – gibt.

Im Jahr 2021 benötigten die privaten Haushalte jährlich 670 TWh/a Endenergie. Davon wurden 68,2% - 457 TWh - für die Raumwärme und 15,8% für die Warmwasserbereitung - 106 TWh – eingesetzt.¹⁵ Bei einer Wohnfläche von 3.810 Mio. m² wurde im Schnitt 2021 125 kWh/m² Endenergie für Raumwärme aufgebracht. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 0,9 bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern werden damit 411 TWh Nutzenergie in Form von Raumwärme erzeugt.

Derzeit wird auf EU-Ebene an der Neufassung der EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) gearbeitet. Welche konkreten Auswirkungen damit auf den Nutzenergiebedarf daraus erwächst ist derzeit unklar.

Ausgangspunkt für die weiteren Überlegungen soll eine angenommene mittelfristige Einsparung von 20% Endenergie durch energetische Gebäudesanierung sein. Dann würde pro Wohnfläche mittelfristig 100 kWh/m² benötigt. In der Summe bestünde zukünftig ein Endenergiebedarf von 365 TWh/a. Davon würden wiederum 20% über Wärmenetze und Biomasseheizungen abgedeckt. Dann verblieben ca. 300 TWh/a Endenergiebedarf für dezentral betriebene Heizungen.

Bei einem Wirkungsgrad von 0,9 könnten bei der Verbrennung fossiler Energieträger 270 TWh Wärme (=Nutzenergie) erzeugt werden.

Was passiert, wenn die fossilen Energieträger der dezentralen Heizungen durch die Energieform Strom ersetzt werden?

Bei Stromdirektheizungen mit einem Wirkungsgrad von 1 wären dafür 270 TWh Strom als Endenergie erforderlich, um die erforderlichen 270 TWh Nutzenergie Wärme zu erzeugen.

Kommt die Wärmepumpentechnologie zum Tragen so reduziert sich der Endenergiebedarf bei einem Wirkungsgrad von 3 (Jahresarbeitszahl JAZ = 3) auf einen Strombedarf von **90 TWh/a**. Da sich die Wärmepumpentechnik in den letzten Jahren durch die Umstellung des Kältemittels von R410A oder R32 auf R290 (Propan) erheblich verbessert hat, ist es perspektivisch zu erwarten, dass die JAZ zukünftig bis zu 4 betragen kann. Dann wären auch **68 TWh Strom pro Jahr** ausreichend, um über dezentrale Heizungen und Wärmepumpen den Wärmebedarf von 270 TWh/a für das Heizen abzudecken.

¹⁵ Umweltbundesamt: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte> (Stand März 2023)

In Deutschland wurden 2022 in der Summe **483,9 Terawattstunden** (TWh) Strom gebraucht. Auf erneuerbarer Energie Basis wurden davon 52% (253,9 TWh) bereitgestellt¹⁶.

Unter Berücksichtigung der Sektorziele des Klimaschutzprogramms 2030 wird bis 2030 ein Bruttostromverbrauch von **658 TWh im Jahr 2030** erwartet.¹⁷ Ein Treiber dafür ist die Elektrifizierung des Wärmesektors: Aktuell sind ca. 19,5 Mio. Gas- und Ölheizungen in Betrieb. In 2030 soll es anstatt aktuell ca. 1 Mio. Wärmepumpen 5,5 Mio. dezentral betriebene Wärmepumpen geben. Deren Strombedarf wird in der Prognose auf 33 TWh taxiert. Werden zusätzlich die kleinen ungekoppelten Warmwasser-Wärmepumpen hinzugezählt, steigt der Stromverbrauch der Wärmepumpen um zusätzliche 3 TWh auf 36 TWh in 2030.

Das heißt ca. 20% des erwarteten Strombedarfzuwachses bis 2030 ist nach der Studie dem Wärmesektor zuzuschreiben.

Geht man davon aus, dass von den 19,5 Mio. Einzelheizungen mit fossilen Energieträgern 20 % an Wärmenetze angebunden werden, so verbleiben ca. 15,6 Mio Heizungen, die auf die Wärmepumpentechnologie umzustellen sind. Zieht man den Ansatz der Prognose heran, ist ein Strommehrbedarfzuwachs durch die Decarbonisierung des Wärmesektors von 114 TWh/a zu erwarten.

Die Größenordnung deckt sich mit dem zuvor oben per Grobschätzung abgeleiteten Strombedarf von 90 TWh als Endenergiebedarf für die Umstellung der dezentral betriebenen Heizungen auf die Wärmepumpentechnik.

Um den Flächenverbrauch für die jährlich gegenüber heute zusätzlichen 90 TWh Strom aufzubringen, muss die Windkraft favorisiert werden. Einmal aus Gründen des Flächenverbrauchs: Auf einem Hektar kann umgerechnet mit Windkraft 18.000.000 kWh Strom¹⁸ erzeugt werden. Mit Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen können ca. 700.000 kWh je Hektar Strom generiert werden. Das wäre ein 25-fach höherer Flächenverbrauch gegenüber der Windkraft.

Der zweite wichtige Aspekt, der für die Windkraft spricht, ist die Tatsache, dass der Strombedarf für die Wärmeversorgung im Winterhalbjahr anfällt. Der PV-Ertrag ist dann schwach, da die Tage kurz sind und die Sonne tief steht – wenn sie denn scheint. Dagegen erbringt die Windkraft im Winterhalbjahr ihre Spitzenwerte.

¹⁶ 60,3 TWh Photovoltaik, 124,8 Windkraft, 17,6 TWh Wasserkraft, 51,2 TWh Biomasse – aus: Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2022 - <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2022>

¹⁷ Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030 https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-11/20211116_Kurzpapier_Bruttostromverbrauch2018-2030.pdf

¹⁸ Bundesinformationszentrum Landwirtschaft (BZL)

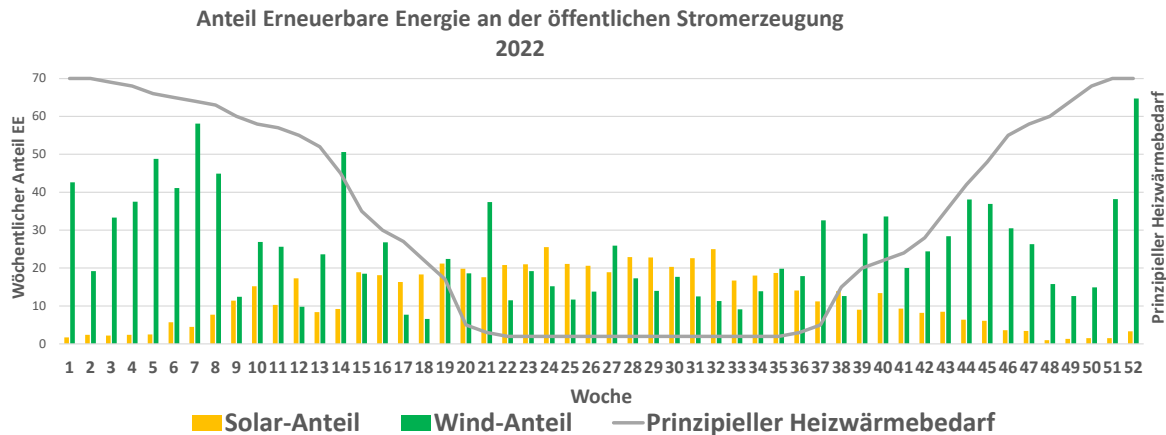


Abbildung 13: Anteil erneuerbaren Energie an der öffentlichen Stromerzeugung im Jahr 2022
(Datenquelle: <https://www.energy-charts.info>)

123 TWh Strom wurden 2022 in Deutschland durch die bestehenden 29.982 Windkraftanlagen regenerativ erzeugt. Hochgerechnet müsste die Kapazität der derzeitigen Windkraftanlagen um ca. 22.000 WKA erhöht werden, um den Strombedarf der dezentral betriebenen Wärmepumpen in der Heizperiode über die Windkraft zu decken. Dafür ist unter der Annahme, dass pro WKA eine Fläche von 0,4 ha erforderlich ist, eine Fläche von 8.800 Hektar notwendig. Zur Einordnung: Für Siedlungs- und Verkehrsflächen werden aktuell 5 Millionen Hektar in Deutschland beansprucht.

In der Praxis ist allerdings ein Mix an Stromerzeugungstechniken vorzuziehen, um eine resiliente Energieversorgung sicherzustellen.

Ein willkommener Nebeneffekt bei der Favorisierung der Wärmepumpentechnik ist, dass Wärmepumpen eine wichtige Funktion im Lastenmanagement des Stromnetzes haben können und damit die volkswirtschaftlichen Kosten für den notwendigen Stromnetzausbau dämpfen können.

3.3 Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit

Allein die Gegenüberstellung der Zahlen zum erwarteten Hochlauf der Wasserstoffangebots und dem Energiebedarf zur Deckung des Wärmebedarfs im Niedertemperaturbereich verdeutlichen, dass Wasserstoff für die Temperierung der Gebäude nicht vorgesehen ist.

Aber auch der Effizienzvergleich zwischen den Heizsystemen verdeutlicht den volkswirtschaftlichen Vorteil der Wärmepumpentechnologie gegenüber dem Verbrennen von

Dagegen gelingt es mit dem Ausbau der Stromerzeugungskapazität von ca. 90 TWh in Deutschland den erforderlichen Strombedarf für den Betrieb von Wärmepumpen lokal zu erzeugen. Das ist ca. ein fünftel des Strombedarfes der in den Drittländern zur Wasserstoffproduktion aufgebracht werden muss.

Auch von der Kostenseite erweist sich die Wärmepumpentechnik mit Strom als die günstigere Variante.

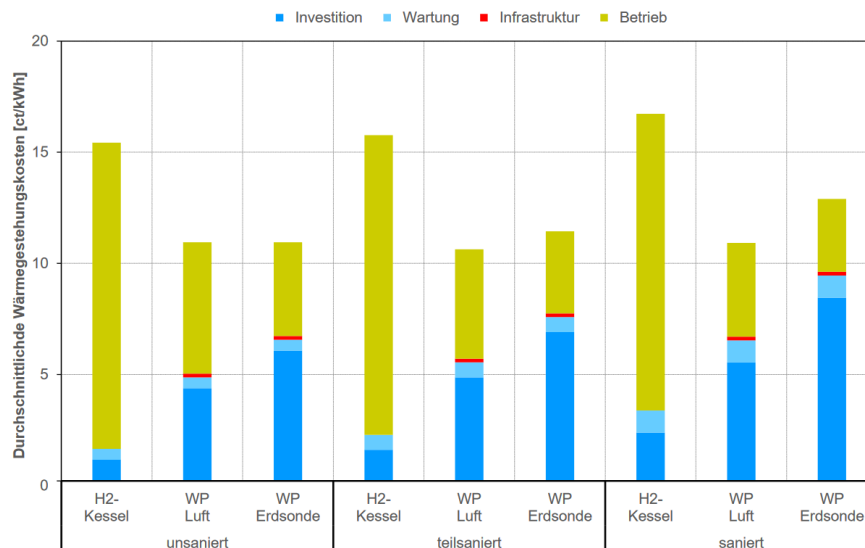


Abbildung 15: Anmerkungen: Investitionszeitpunkt 2025, Strompreisfad 1, Netznutzungsentgelte: Gasnetz unverändert gegenüber heute, Grenzübergangs-/Großhandelspreis für Wasserstoff von 4,5 €/kg (Quelle: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland, Öko-Institut e.V. 2021 <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/Oeko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland.pdf>) Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Öko-Institut-Studie „Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland“ kommt beim Abgleich, ob die Wärmepumpe oder der Wasserstoff zum Heizen von Gebäuden die wirtschaftlichste Variante ist, zu dem Schluss:

- *Wärmepumpen haben selbst bei verhältnismäßig ineffizientem Betrieb (also bei Einsatz in unsanierten Gebäuden) Kostenvorteile gegenüber der Wärmeerzeugung unter Einsatz von Wasserstoff, solange der Grenzübergangs- bzw. Großhandelspreis von Wasserstoff über 2,2 €/kg H2 liegt. Der gleiche Schwellenwert gilt auch für teil- oder vollsanierte Gebäude unter Einbezug der Zusatzkosten der energetischen Sanierung.*
- *Bei einem unsanierten Gebäude mit Wasserstoff-Kessel wird für die Wasserstoffherzeugung eine Strommenge benötigt wird, die fast das Vierfache des Strombedarfs einer Luft-Wärmepumpe ausmacht. Bei einem sanierten Gebäude unterscheidet sich der Strombedarf um mehr als das Fünffache.*

Die Ergebnisse der Meta-Studie von Agora-Energiewende „12 Thesen zum Wasserstoff“ kommt zu einem vergleichbaren Ergebnis.

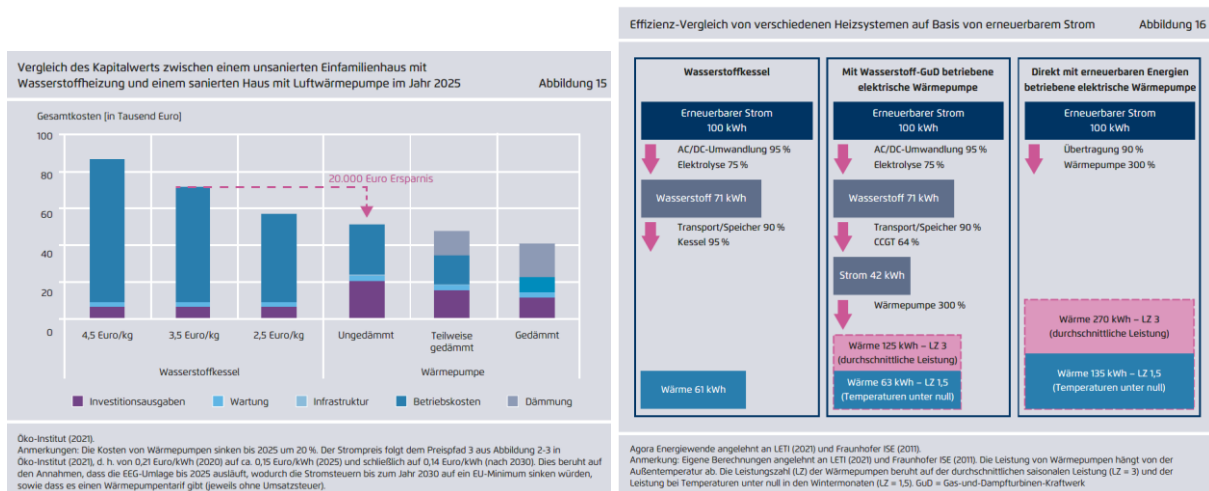


Abbildung 16: Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffkessel und Wärmepumpe - Quelle: Agora Energiewende, Agora Industrie (2022):12 Thesen zu Wasserstoff

Kurzum: Wasserstoffkessel haben in Wohngebäuden die niedrigste Systemeffizienz aller Heizungsarten. Selbst im Szenario, in dem bei Dunkelflaute Wasserstoff genutzt wird, um Strom zu erzeugen, der dann eine Wärmepumpe antreibt, kann mehr Wärme erzeugt werden als beim Heizen mit einem Wasserstoffkessel.

„Damit ein Wasserstoffkessel mit einer Wärmepumpe in einer unsanierten Wohnung konkurrieren kann, wäre ein Einstandspreis von 2,5 Euro pro Kilogramm Wasserstoff notwendig. Solche Preise sind aber bis zur Mitte der 2040er-Jahre unrealistisch.“

Beide Studien – von Agora Energiewende wie das Öko-Institut – kommen zu vergleichbaren Ergebnissen.

4 Lokale Auswirkung des Wärmeplanes KLM I

Im Jahr 2019 benötigte der Wärmesektor der Stadt witterungsbereinigt 317 GWh Endenergie.

Im Jahr 2030 ist eine Nutzenergie in Form von Wärme von 290 GWh/a bereitzustellen. Nach den EU-Anforderung sind die dadurch anfallenden Treibhausgase gegenüber 2015 um 42% - bundesweit umgelegt - zu reduzieren.

Nach den Steckbriefen besteht im Jahr 2040 ein Nutzenergiebedarf von 242 GWh/a Wärme in der Kommune. 97,5 GWh/a entfallen dabei auf das Heizen mit „Grünen Gasen“, für die eine Endenergie von 101 GWh/a bereitgestellt werden müssen. Für die Wärmenetze werden weiter 22 GWh/a „Grüne Gase“ als Endenergie benötigt. Über Wärmepumpen werden nach den Steckbriefen 54,3 GWh/a Wärme als Nutzenergie bereitgestellt. Dafür ist bei einer angesetzten Jahresarbeitszahl von 3 18,1 GWh/a Strom erforderlich.

Die 101 GWh Grüne Gase für Einzelheizungen bestehen zu 90% aus Wasserstoff und 10% Biomethan. Das heißt es müssen 90,9 GWh Wasserstoff und 10,1 Biomethan bezogen werden.

90,9 GWh Wasserstoff entsprechen 2.290 Tonnen Wasserstoff²¹.

Um 1 kg Wasserstoff zu erzeugen, braucht es stöchiometrisch 40,4 kWh Strom. Bei dem aktuellen Wirkungsgrad von 74%²² werden 53 kWh Strom für 1 kg Wasserstoff benötigt.

Mit der Verbrennung des Wasserstoffes werden pro kg Wasserstoff wieder 39,6 kWh Energie frei (Brennwert). Abzüglich der weiteren Verluste durch die Einzelheizung verbleiben ca. 33 kWh Nutzenergie Wärme (Heizwert) beim Verbrennen von 1 kg Wasserstoff.

Es entsteht also ein **Verlust von rund 26 Prozent**, wenn 53 Kilowattstunden Strom notwendig sind, um 1 kg Wasserstoff herzustellen, das einen Brennwert von 39,3 kWh liefert. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse liegt demnach aktuell bei rund 74 Prozent.

Für die Herstellung von 90,9 GWh Grünen Wasserstoff bedarf es folglich 121 GWh regenerativ erzeugten Strom.

Mit dem Ressourceneinsatz von 121 GWh Strom als Endenergie liefert

- die Verbrennung der daraus gewonnen „Grünen Gase“ (90,9 GWh) mit einem Wirkungsgrad von 0,9 **82 GWh** Wärme als Nutzenergie
- die Stromdirektheizungen **121 GWh** Wärme als Nutzenergie
- die Wärmepumpe bei einer Jahresarbeitszahl von 3 **363 GWh** Wärme als Nutzenergie

Biogas

Der Biogasanteil beträgt 10%. Das entspricht 10,1 GWh Biogas. Ein Nm³ Biogas enthält 0,997 kWh. Es bedarf umgerechnet ca. 10.130.391 Nm³ Biogas. Um den Flächenbedarf zu veranschaulichen, wird hochgerechnet wieviel Hektar Ackerflächen dafür theoretisch notwendig wären, wenn auf einem Hektar ca. 5.000Nm³ Biogas mit dem Anbau von Silomais erzeugt werden kann. Es bestünde ein Flächenbedarf von 2.026 Hektar für den Anbau von Silomais, um 10,1 GWh Biogas zu erzeugen. Auf der Gemarkung Herrenberg beanspruchen die Ackerflächen 2.156,60 ha.

Ersatz von Verbrennung von „Grünen Gasen“ durch Wärmepumpen (KLIM II)

Würde wie im KLIM II der Bedarf an „Grünen Gasen“ für die Wärmeerzeugung in Einzelheizungen durch Wärme erzeugt mit Wärmepumpen ersetzt werden, dann ergibt sich folgender Strombedarf: Mit der Endenergie 101 GWh „Grüne Gase“ ließen sich durch die Verbrennung bei einem Wirkungsgrad von 0,9 91 GWh Wärme als Nutzenergie erzeugen.

Werden 91 GWh Wärme (=Nutzenergie) mit der Wärmepumpentechnik mit einer Jahresarbeitszahl von ca. 3 erzeugt bedarf es 30 GWh Strom.

Der aus den Steckbriefen zum Szenario KLIM I herausgelesene Wärmebedarf von 54,3 GWh/a kann durch Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von 3 mit 18 GWh Strom gedeckt werden. Addiert man 30 GWh/a für den Tausch „Grüne Gase“ gegen

²¹ Brennwert pro kg H₂= 39,3 kWh

²² Gilt für PEM-Elektrolyseur

Wärmepumpe und den Strombedarf für den im KLIM I vorgesehenen Wärmepumpenstrom so stehen einem Bedarf von 48 GWh/a Strom ein Potential von 486 GWh/a Windstrom²³ gegenüber.

Das heißt, mit ca. einem Zehntel des Windstrompotentials auf der Herrenberger Gemarkung könnte „theoretisch“ der Wärmebedarf, der nicht an die Wärmenetze angebundene Gebäude gedeckt werden.

5 FAZIT

Da Deutschland über begrenzte Energieressourcen verfügt, ist es aus volkswirtschaftlichen Gründen wichtig, diese möglichst effizient zu nutzen.

Die Wärmeplanung soll aufzeigen, welche geeigneten und angemessenen Instrumente vor Ort eingesetzt werden können, um den Wärmesektor zu dekarbonisieren.

Die Stadtwerke bevorzugen das Szenario KLIM I, in dem 42% der Gebäude über Einzelheizungen mit 101 GWh "Grünen Gasen" beheizt werden sollen. Dieser Umweg über den Energieträger Wasserstoff ist überflüssig und verschwendet Ressourcen, da er einen Energieeinsatz von 121 GWh Strom erfordert. Stattdessen könnten wir den Wärmebedarf von 97,5 GWh, der über Einzelheizungen bereitzustellen ist, ressourcenschonend mit nur 32,5 GWh Strom durch die Wärmepumpentechnik mit einer moderaten Jahresarbeitszahl 3 decken: Eine Stromersparnis von 73%. Strom, den wir anderweitig wertschöpfend in die Volkswirtschaft einbringen könnten. Die Wertschöpfung, die der Wasserstoff in der industriellen Anwendung beisteuern könnte, kommt noch on Top. Stattdessen verbrennen die Stadtwerke Herrenberg lieber die im Wasserstoff steckenden Wertschöpfungspotentiale.

Bei der Auswahl der Szenarien wird „Wirtschaftlichkeit“ als das Entscheidungskriterium für den Heizungersatz genannt. Daran würden sich die „Akteure im Wärmesektor“ orientieren. Wenn unter „Akteure“ der Bürger gemeint sein sollte, so liefert der Wärmeplan keine nachvollziehbaren Gründe, warum er mit dem Szenario KLIM I besser fahren sollte als mit KLIM II – oder konkret warum für ihn eine Wasserstoffheizung wirtschaftlicher sein soll als eine Wärmepumpe. In Studien wird das Gegenteil belegt.

Die Studienergebnisse und Aussagen der Wasserstoffstrategien von Bund und Land zum zweiten Entscheidungskriterium „*der erwarteten ausreichenden Verfügbarkeit von Grünen Gasen für den Wärmesektor*“ widersprechen der Einschätzung der Stadtwerke. Es ist eben nicht absehbar, dass ausreichend Wasserstoff für die dezentrale Wärmeversorgung mit Wasserstoffkesseln vorhanden sein wird.

²³ Tabelle 10 im Kommunalen Wärmeplan

Das gewählte Szenario KLIM I im Wärmeplan der SWH ist folglich weder eine geeignete noch angemessene Strategie, um die anstehende erforderliche Wärmewende erfolgreich zu gestalten.

Die Antworten auf die Eingangs gestellten Fragen lauten:

- Ist der vorgelegte Wärmeplan ein geeigneter „Leitfaden“ dafür, dass Herrenberg seinen Anteil zur nationalen Wärmewende beisteuert?

NEIN

- Werden die Bürger:innen der Stadt Herrenberg in die Lage versetzt, individuell die offene Frage zu beantworten: Wie heizen wir zukünftig am effektivsten und wirtschaftlichsten klimaneutral.

NEIN

- Welchen Beitrag liefert der vorgelegte kommunale Wärmeplan hinsichtlich der EU-Anforderung, im Gebäudesektor die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 2015 um 42 Prozent zu reduzieren.

Darauf geht der Wärmeplan der SWH nicht ein

- Werden die Vorgaben des Bundesgesetzes zur kommunalen Wärmeplanung erfüllt:
 - Gelingt es mit dem Wärmeplan bis 2030 die Hälfte der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen.
 - Werden die Wärmenetze bis 2030 mindestens zu 30 Prozent und bis 2040 zu 80 Prozent mit Wärme gespeist, die aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme hergestellt wurde.
 - Können die geplanten neuen Wärmenetze mit dem gewählten Szenario mit einem Anteil von 65 Prozent erneuerbare Energien betrieben werden?

Darauf geht der Wärmeplan der SWH nicht ein

Anmerkung:

Im Wärmeplan sind die unstimmgigen Zahlenangaben zu Nutz- und Endenergie im Zielszenario des Wärmeplans aufzuklären.

Der fehlende Text unter dem Abschnitt 5.5.2 „Entwicklung der Gasversorgung“ ist nachzureichen.