BEW
Berliner
Energie und
Wärme

Dekarbonisierungsfahrplan für die Wärmenetze der BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

26. September 2026

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen und Definition von Fachbegriffen 3

1. Ausgangssituation 9

Aktueller Wärmemarkt in Berlin 9

Verteilung 11

Erzeugungsstruktur 13

Dekarbonisierungsziele 19

Fernwärmebedarfsplanung 21

Strategie der Technologie- und Brennstoffauswahl 24

Lokale Wärmepotenziale 28

Wärmepotenziale auf Basis von Energieimporten 35

Ergänzende Technologiebausteine und Effizienzmaßnahmen 40

2. Entwicklung bis 2030 45

3. Entwicklung bis 2035 55

4. Szenarien für die Klimaneutralität bis 2045 64

Szenario „Lokale Wärme und Strom“ 66

Szenario „Wasserstoff“ 71

Szenario „Mittelweg“ 75

Szenarien im Vergleich 79

5. Gelingensbedingungen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Fernwärme 84

6. BEW im Dialog – Transparenz und Diskussion 88

Rückmeldungen der Dialog-Teilnehmer:innen 88

Dekarbonisierung bis 2045: alternativer Pfad 89

Zusammenfassung 94

Anhang: Detaillierte Anlagenübersicht 97

Abkürzungen und Definition von Fachbegriffen

Abkürzung	Definition
AHK	Abhitzekessel
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BEW	BEW Berliner Energie und Wärme GmbH
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMHKW	Biomasseheizkraftwerk
BSR	Berliner Stadtreinigung
BVG	Berliner Verkehrsbetriebe
CCS/CCU	Carbon Capture and Storage/Carbon Capture and Utilization
DE	Dampferzeuger
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DT	Dampfturbine
EE	erneuerbare Energien
EED	Energieeffizienzrichtlinie der EU (Energy Efficiency Directive)
EWG Bln	Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz
FV	Fernwärmeverbundnetz
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GT	Gasturbine
HKW	Heizkraftwerk
HWE	Heißwassererzeuger
HN	Heiznetz
HW	Heizwerk
IBN	Inbetriebnahme

Abkürzung	Definition
iKWK	innovative Kraft-Wärme-Kopplung
IN	Inselnetz
JAZ	Jahresarbeitszahl
KLB	Konstantleiter für Brauchwasser
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWP	kommunale Wärmeplanung
NT	Niedertemperatur
P2H	Power-to-Heat (Elektrokessel)
RGK	Rauchgaskondensation
SNB	Stromnetz Berlin
TAV	thermische Abfallverwertung
TN	Teilnetz
VG	Versorgungsgebiet
VL	Vorlauf
WP	Wärmepumpe
WPG	Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz)

Fachbegriff	Definition
dezentrale Wärmequellen	nicht an bestehenden Kraftwerksstandorten der BEW befindliche Wärmequellen
Klimaneutralität, klimaneutral, klimaneutrale Wärme(-versorgung/-quelle), CO_2-freie Wärme(-versorgung)	Aus redaktionellen Gründen werden in diesem Dokument die Begriffe „Klimaneutralität", „klimaneutral", „klimaneutrale Wärme(-versorgung/-quelle)" und „CO_2-freie Wärme", als Synonyme verwendet, welche alle die gleiche Bedeutung haben. Gemeint ist hiermit stets eine Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus im Sinne des § 30 bzw. § 31 i.v.m. § 3 Abs. 1 Nr. 13, 15 und Abs. 4 Wärmeplanungsgesetz (WPG).
N-1-Fall	Ausfall des größten Erzeugers im jeweiligen Teilnetz
lokale Wärmequellen	Wärmequellen innerhalb Berlins
Power-to-Heat-Anlagen	Werden im vorliegenden Dokument synonym zu Elektrokesseln verwendet und sind damit von Wärmepumpen abzugrenzen.
Umlandpotenziale	Potenzial in Brandenburg oder Randlage abseits von Wohngebieten (z. B. Rieselfelder)

Vorwort

Christian Feuerherd
Vorsitzender der Geschäftsführung (CEO)

Liebe Leser:innen, liebe Interessierte,

es gibt Dokumente, die man vorlegt, weil man muss. Und es gibt Dokumente, die man vorlegt, weil man es will. Dieses Dokument hier ist beides. Ja, das Berliner Energiewende- und Klimaschutzgesetz verlangt einen Dekarbonisierungsfahrplan. Aber wir hätten noch Zeit gehabt. Der Plan von 2023 hätte formal genügt.

Wir haben ihn trotzdem aktualisiert – **früher als nötig, gründlicher als verlangt und nicht hinter verschlossenen Türen,** sondern gemeinsam mit den Akteur:innen, die diese Wärmewende jeden Tag gestalten. Denn der bisherige Fahrplan stammt aus einer anderen Zeit: mit anderem Eigentümer, anderen Prioritäten und einem anderen Berlin.

Seit der Rekommunalisierung 2024 tragen Stadt und Landesfamilie die volle Verantwortung für Netz und Erzeugung. Das verändert vieles. Kapitalmarktlogiken weichen dem öffentlichen Auftrag. Entscheidungen folgen nicht nur Bilanzkennzahlen, sondern dem, was für die Stadt sinnvoll, verantwortbar und zukunftsfest ist.

Deshalb haben wir nicht gewartet. Und noch etwas hat uns angetrieben: **Berlin verändert sich schneller, als es jeder Plan erfassen kann.** Technologien entwickeln sich weiter, gesellschaftliche Erwartungen steigen, politische Leitplanken verschieben sich. Würden wir erst reagieren, wenn wir müssten, wären wir schon zu spät. Also haben wir unseren Plan an die neuen Gegebenheiten angepasst – und dort, wo die Grundlagen dafür gelegt sind, bereits verbindliche Weichen gestellt. Wo noch Spielraum besteht, wollen wir diesen bewusst und gemeinsam nutzen.

Wir erweitern unsere langfristige Dekarbonisierungsstrategie auf drei Pfade, weil Berlin für seine Wärmeversorgung echte technologische und strukturelle Wahlmöglichkeiten braucht. Die drei Szenarien sollen keine endgültigen Entscheidungen vorwegnehmen, sondern eine Bandbreite möglicher Wege aufzeigen, Optionen sichtbar machen und zur fachlichen und politischen Diskussion einladen. Zugleich wird deutlich: Ohne den Einsatz molekularer Energieträger wird Berlin die Wärmewende nicht vollständig umsetzen können.

Zusätzlich setzen wir auf drei grundlegende Weichenstellungen:

- → Am Standort Klingenberg verzichten wir vorerst auf Biomasse – nicht aus ideologischen Gründen, sondern weil technologische Alternativen erkennbar reifen und wir Entwicklungsspielraum erhalten wollen. Stattdessen zeichnen sich sinnvolle Alternativen ab, zu denen wir in intensiven Gesprächen sind.
- → Wasserstoff bleibt ab 2040 ein zentraler Baustein, um die CO_2-Emissionen der Spitzenlast zu reduzieren – nicht aus einem Wunschdenken heraus, sondern weil es derzeit keine belastbare Alternative gibt. Gleichzeitig ist unser Ziel klar: diesen Anteil so gering wie möglich zu halten und ihn nur dort einzusetzen, wo es ökologisch, technisch und ökonomisch sinnvoll ist.

→ Mit Blick auf die 2030er-Jahre und den Vollzug des Kohleausstiegs gewinnt die Erschließung lokaler Wärmequellen maximal an Bedeutung – nicht weil wir uns vor verbindlichen Entscheidungen drücken, sondern weil tiefe Geothermie und Abwärme im Mittelpunkt und wir dabei noch am Anfang stehen. Berlin ist kein Abwärmeparadies, aber auch hier werden sich mit Blick auf Abwasserwärme und Rechenzentren Potenziale heben lassen – vorausgesetzt, wir bereiten heute den Boden.

Was diesen Fahrplan besonders macht: Er ist im Dialog entstanden. Verbände, Wissenschaft, Verwaltung, Wirtschaft, Wohnungswirtschaft und Stadtgesellschaft haben mitgedacht, mitgerungen, mitgestaltet. Immer mit denselben Fragen im Kopf: Wie gelingt die Wärmewende? Wie wird die Wärme bis 2045 CO_2-frei? Und wie bleibt Berlin dabei verlässlich warm und bezahlbar?

Rund die Hälfte des Berliner Energieverbrauchs entfällt auf Wärme. 50 Prozent – das ist kein Thema unter vielen. Das ist **das** Thema. Und als Betreiberin eines der größten Fernwärmenetze Europas tragen wir dafür Verantwortung, die wir nicht delegieren können – und nicht delegieren wollen.

Und genau deshalb ist ein weiterer Punkt zentral:

Auch wenn dieser Plan an vielen Stellen große Genauigkeit vorgibt, dürfen wir eines nicht übersehen: **Bis zur Klimaneutralität 2045 liegen noch 20 Jahre vor uns – und in dieser Zeit wird viel passieren.**

Fünf Faktoren werden dabei besonders prägend sein – und für alle stellt sich dieselbe Frage: Wie viel Handlungsspielraum gewinnen wir in den kommenden Jahren?

1. **Der strategische Ausbau des Berliner Stromnetzes**
   Er entscheidet maßgeblich darüber, welche Technologien wir künftig skalieren können – insbesondere Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und Speicher. Ohne Netzausbau bleibt vieles Theorie.

2. **Eine engere Zusammenarbeit zwischen Berlin und Brandenburg**
   Die Energiewende kennt keine Landesgrenzen. Gemeinsame Standorte, Netze, Ressourcen und Planungsprozesse eröffnen Optionen, die wir allein nicht hätten.

3. **Der technologische Fortschritt**
   Innovationen bei Wärmepumpen, Netzen, Speichern und künstlicher Intelligenz werden Lösungen ermöglichen, die heute noch teuer oder nicht verfügbar sind.

4. **Die Fündigkeit der Tiefengeothermie**
   Tiefengeothermie ist eine der großen Chancen für eine unabhängige, verlässliche und emissionsfreie Wärmeversorgung – ihre tatsächliche Verfügbarkeit wird zentrale Entscheidungen prägen.

5. **Die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens**
   Vorgaben, Förderkulissen und Beihilferegelungen entwickeln sich weiter – sie können die Wärmewende beschleunigen oder begrenzen. Flexible Planung bleibt daher entscheidend.

Lesen Sie diesen Fahrplan deshalb nicht als in Stein gemeißelten Beschluss, sondern als **Haltung**: Wir haben den Willen, frühzeitig, im Dialog und mit klarem Verantwortungsbewusstsein die Weichen so zu stellen, dass diese Stadt klimaneutral, zuverlässig und bezahlbar warm bleiben kann.

Berlin verdient diesen Anspruch. Die Menschen, die hier leben, verdienen ihn. Und der Klimaschutz wartet nicht auf bessere Zeiten.

Ich wünsche Ihnen eine erkenntnisreiche Lektüre und freue mich auf den Dialog, der daraus entsteht.

Ihr
Christian Feuerherd

1.

Ausgangssituation

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

1. Ausgangssituation

1.1 Aktueller Wärmemarkt in Berlin

Die Bereitstellung von Wärme inklusive Prozesswärme, Warmwasser und Kälte ist für mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich. In den privaten Haushalten werden sogar mehr als 90 % des Endenergieverbrauches für Wärmeanwendungen aufgewendet, wovon rund zwei Drittel auf die Nutzung als Raumwärme entfallen.

In Berlin wurden im Bereich Wärmeversorgung inklusive Prozesswärme im Jahr 2020 etwa 36,7 TWh Wärme benötigt. Abbildung 1 zeigt die Verteilung dieses Wärmebedarfes auf die Energieträger bzw. Wärmequellen. Die direkte Nutzung von Erdgas und Heizöl dominiert den Wärmesektor. Sie macht zusammen 61 % der Wärmebereitstellung aus. Ebenfalls ersichtlich ist, dass die Bereitstellung von Wärme im Jahr 2020 für 47 % der CO_2-Emissionen im Land Berlin verantwortlich war.

Zuletzt wurde mit 32 % knapp ein Drittel des Berliner Wärmebedarfes durch den Einsatz von Fernwärme gedeckt. Dem Wärmesektor insgesamt und der Fernwärme im Besonderen kommt somit eine wichtige Bedeutung bei der Transformation zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele des Landes Berlin zu.

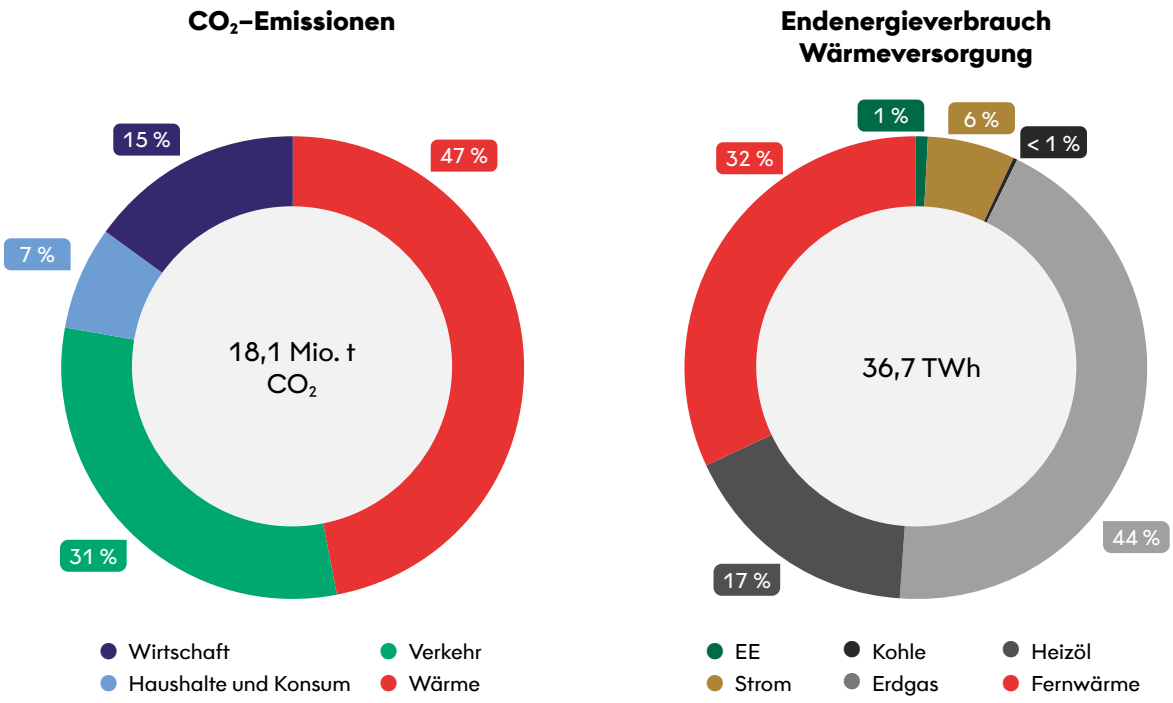


Abbildung 1: CO_2-Emissionen und Endenergieverbrauch für die Wärmeversorgung in Berlin im Jahr 2020 (eigene Darstellung nach: Dunkelberg, E., Weiß, J., Maaß, C., Möhring, P., Sakhel, A. [2021]: Entwicklung einer Wärmestrategie für das Land Berlin. Kurzfassung. Studie im Auftrag des Landes Berlin, vertreten durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz, Berlin).

Der Klimawandel und der damit einhergehende Temperaturanstieg führen zu einem erkennbaren Trend eines langfristig sinkenden Heizwärmebedarfs. Ein Maß hierfür ist die Entwicklung der Gradtagszahlen, welche die Differenz zwischen der Außentemperatur und einer definierten Innenraumtemperatur während der Heizperiode beschreiben. Je geringer die Zahl, umso niedriger der Heizwärmebedarf, und umgekehrt. Die Gradtagszahlen sind in Berlin gegenüber 1960 mit Werten von durchschnittlich mehr als 4.000 auf Werte von unter 3.300 gefallen. Dies hat einen niedrigeren Heizwärmebedarf zur Folge, wobei zu beachten ist, dass dennoch weiterhin hohe installierte Wärmeerzeugungsleistungen vorgehalten werden müssen, um in kurzzeitigen Kälteperioden die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für die Fernwärmeversorgung bedeutet die hohe Leistungsvorhaltung in Verbindung mit dem abnehmenden spezifischen Jahreswärmebedarf, dass die Auslastung der Erzeugungsanlagen sinkt. Ein weiterer Faktor des zukünftigen Fernwärmebedarfs ist die Entwicklung der Sanierungsraten und -tiefen, die zu Leistungs- und Bedarfsreduzierungen, etwa durch Dämmmaßnahmen, führen. Dem entgegen wirken Leistungszuwächse durch Leistungserhöhungen bei Bestandskunden, Verdichtungen im Bestandsnetz und Netzerweiterungen. Eine Übersicht über die Entwicklung der letzten fünf Jahre gibt die nachfolgende Tabelle 1.

Tabelle 1: Historische Kennzahlen für die Fernwärme der BEW

		2020	2021	2022	2023	2024
Sanierungsrate		1,0 %	0,9 %	0,9 %	0,7 %	0,7 %
Gradtagszahl	K	3.337	3.747	3.378	3.309	3.108
Anschlussleistung	MW_{th}	5.735	5.796	5.809	5.797	5.836
Kundenwärmebedarf	GWh	8.690	9.726	8.717	8.097	7.922
Netzverluste	GWh	1.143	878	794	1.147	879
Wärmeerzeugung	GWh	9.834	10.604	9.511	9.244	8.801

Trotz ambitionierter Ziele hinsichtlich der Verbesserung der Gebäudeeffizienz ist bei den Sanierungsraten eher ein leicht rückläufiger Trend zu erkennen. Gleichzeitig wird deutlich, dass Leistungsreduzierungen durch Neuanschlüsse insgesamt überkompensiert werden konnten, sodass es zu einem Leistungsanstieg im Saldo von 100 MW_{th} kam. So zeigt die aktuelle Entwicklung trotz sinkender Gradtagszahlen und Einsparbemühungen ein Wachstumspotenzial für die Fernwärmeversorgung auf. Witterungsbedingt schwanken Kundenwärmebedarf, Wärmeerzeugung und die daraus errechneten Netzverluste zwischen den Jahren. Letztere liegen im langjährigen Jahresmittel bei etwa 10 % der ins Netz eingespeisten Fernwärme und weisen durch die geringere Messgenauigkeit bei den erzeugten Wärmemengen im Vergleich zu den abgerechneten Wärmemengen der Kunden[1] eine höhere Ungenauigkeit auf.

[1] Das Mess- und Eichgesetz schreibt vor, dass niemals mehr Wärme abgerechnet werden darf, als geliefert wurde; daher messen alle Zähler in der Tendenz weniger Wärme, als geliefert wird, um Messungenauigkeiten auszugleichen.

1.2 Verteilung

Die BEW Berliner Energie und Wärme GmbH (nachfolgend BEW) betreibt das sogenannte Berliner Fernwärmeverbundnetz (nachfolgend Verbundnetz) auf dem Gebiet des Landes Berlin (Abbildung 2). Zusätzlich werden zehn Inselnetze betrieben, die nicht an das Verbundnetz angebunden sind. Das Verbundnetz inklusive der Inselnetze hat eine Trassenlänge von etwa 2.044 Kilometern, die zu über 98 % unterirdisch verlegt sind.

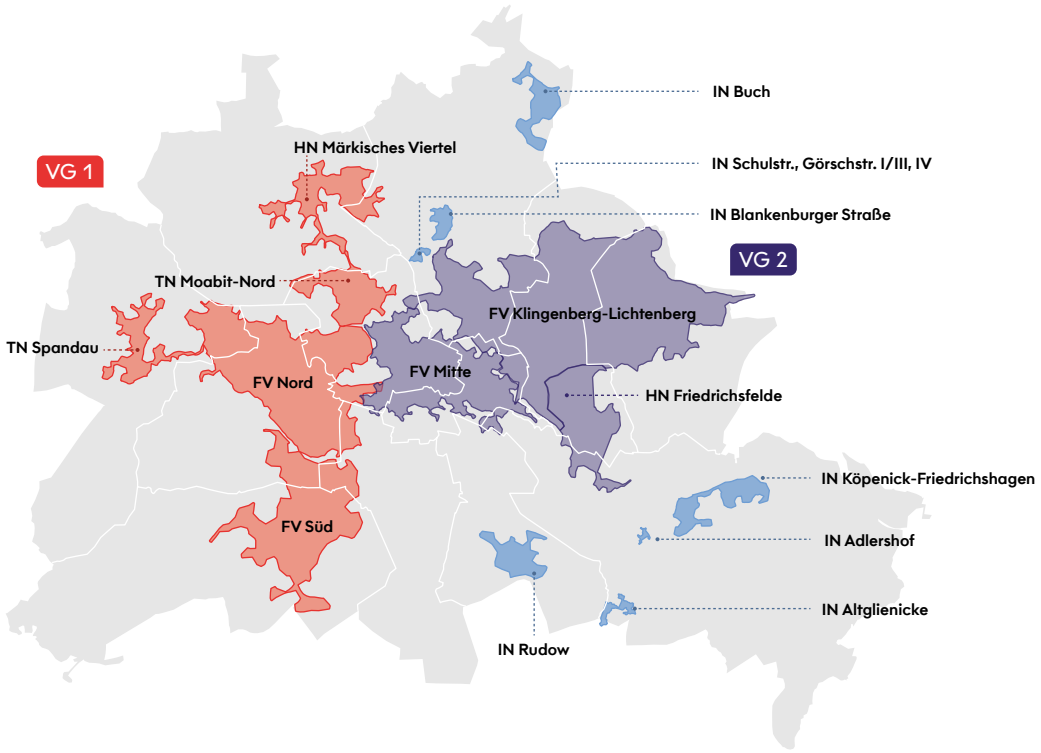


Abbildung 2: Verbundnetz und Inselnetze (IN) der BEW

Das Fernwärmeverbundnetz hat sich historisch von verschiedenen Erzeugungsstandorten aus und in unterschiedlichen Stadtbezirken entwickelt. Daraus resultiert eine Netzstruktur, die sich im Laufe der Zeit aus zusammengewachsenen Teilstrukturen bildete und sich noch heute nach dem Grad der physischen bzw. hydraulischen Vernetzung der Bereiche abgrenzen lässt. Aufgrund der Teilung der Stadt von 1945 bis 1990 wird dabei zwischen einem westlichen Versorgungsgebiet (VG 1) und einem östlichen Versorgungsgebiet (VG 2) unterschieden, die unterschiedliche technische Eigenschaften und damit einhergehende unterschiedliche Betriebsparameter aufweisen. Die Versorgungsgebiete untergliedern sich jeweils weiter in Heiznetze und Fernwärmeverbünde. Letztere untergliedern sich wiederum in mehrere Teilnetze (TN).

Historisch bedingt bestehen zwischen dem westlichen und dem östlichen Versorgungsgebiet drei wesentliche technische Unterschiede:

- Anzahl der Heizleiter (Rohrleitungen)
- maximale Vorlauftemperatur
- Lösung zur Druckerhaltung

Diese unterschiedlichen technischen Eigenschaften führen zu Effizienzunterschieden in den verschiedenen Versorgungsgebieten. Die von der BEW sukzessive vorangetriebene Angleichung der beiden Versorgungsgebiete auf dieselbe optimale Fahrweise führt daher zu Effizienzgewinnen und einem geringeren Energiebedarf.

Die Teilnetze des VG 1 (westliches Versorgungsgebiet) werden primär durch Dreileiternetze versorgt, die einen Vorlauf mit einer konstanten Temperatur von 110 °C (Konstantleiter für Brauchwasser, KLB), einen Heizungsvorlauf mit einer gleitenden Temperatur je nach Höhe der Außentemperatur sowie einen Rücklauf haben. Der Heizungsvorlauf wird abhängig von der tagesgemittelten Außentemperatur zwischen 80 °C und 110 °C geregelt. Die Temperatur des KLB-Vorlaufs wird schrittweise an die Fahrkurve des Heizungsvorlaufs angepasst, sodass beide Leitungen als Heizungsvorlauf betrieben werden. So wird es möglich, außerhalb der Heizperiode niedrigere Vorlauftemperaturen zu fahren, was zu einer Verringerung der Wärmeverluste führt.

Das VG 2 (östliches Versorgungsgebiet) wird als Zweileiternetz betrieben. Das Temperaturniveau der Vorlaufleitung wird dabei abhängig von der Außentemperatur geregelt und liegt meistens zwischen 80 °C und 110 °C. An sehr kalten Wintertagen wird die Vorlauftemperatur bis auf 135 °C erhöht. Aufgrund der historisch gewachsenen Strukturen der Systeme (VG 1 und VG 2) unterscheiden sich auch die Lösungen zur Druckhaltung. Der Volumenstrom im Netz stellt sich durch den Wärmebedarf der Verbraucher ein. Die hierfür erforderliche Druckdifferenz wird durch Pumpenanlagen an den Erzeugerstandorten und im Netz angetrieben.

Die von den Erzeugern real ins Fernwärmenetz einspeisbare Wärmeleistung ist nicht immer gleich der Gesamterzeugerleistung eines Standorts, da im Netz hydraulische Randbedingungen wie Pumpenleistungen, Leitungsdurchmesser usw. vorliegen. Solche Engpassleistungen aufgrund hydraulischer Restriktionen sind ebenfalls zwischen den einzelnen Teilnetzen vorhanden.

Wesentliche Rahmenparameter des Netzbetriebs wie Druckverhältnisse und Temperaturfahrkurven unterscheiden sich nicht nur zwischen den Versorgungsgebieten, sondern auch auf den Ebenen der einzelnen Teil- und Heiznetze. Die Fahrkurven und Parameter sind in den technischen Anschlussbedingungen, die Teil der Anschlussverträge sind, beschrieben.

Die Verortung der Inselnetze neben dem Verbundnetz ist in Abbildung 2 dargestellt. Diese Inselnetze speisen nicht in das Verbundnetz ein und besitzen keine hydraulische Verbindung zu diesem oder untereinander. Insgesamt versorgt die BEW in zehn Inselnetzen Kunden mit Fernwärme: Buch, Köpenick-Friedrichshagen, Altglienicke, Blankenburger Straße, Schulstraße, Görschstraße I, Görschstraße III, Görschstraße IV, Adlershof und Rudow. Sie fahren entsprechend der Verfügbarkeit und der Kundenanforderungen vollautomatisch. Sowohl in Bezug auf die Anschlussleistung der Kunden als auch bezüglich der gelieferten Wärmemenge haben sie einen Anteil von etwa 5 % an der gesamten Fernwärme der BEW (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Kompaktübersicht der Wärmenetze der BEW

	Abnahmestellen	Anschlussleistung	Absatzmenge 2024	Trassenlänge
	Anzahl	MW_{th}	GWh	km
Verbundnetz	24.492	5.591	7.595	1.919
IN Buch	514	87	117	41
IN Köpenick-Friedrichshagen	338	70	93	41
IN Blankenburger Straße	145	30	38	15
IN Schulstr. und Görschstr. I, III, IV	86	12	14	6
IN Altglienicke	173	27	33	14
IN Adlershof	37	7	10	3
IN Rudow	81	13	21	5
Summe	**25.866**	**5.836**	**7.922**	**2.044**

1.3 Erzeugungsstruktur

Die Versorgung des Verbundnetzes erfolgt bislang durch insgesamt 15 Erzeugungsstandorte, die über das Netzgebiet verteilt liegen (siehe Abbildung 3). Zusätzlich stehen diverse Wärmeerzeugungsanlagen in den einzelnen Inselnetzen.

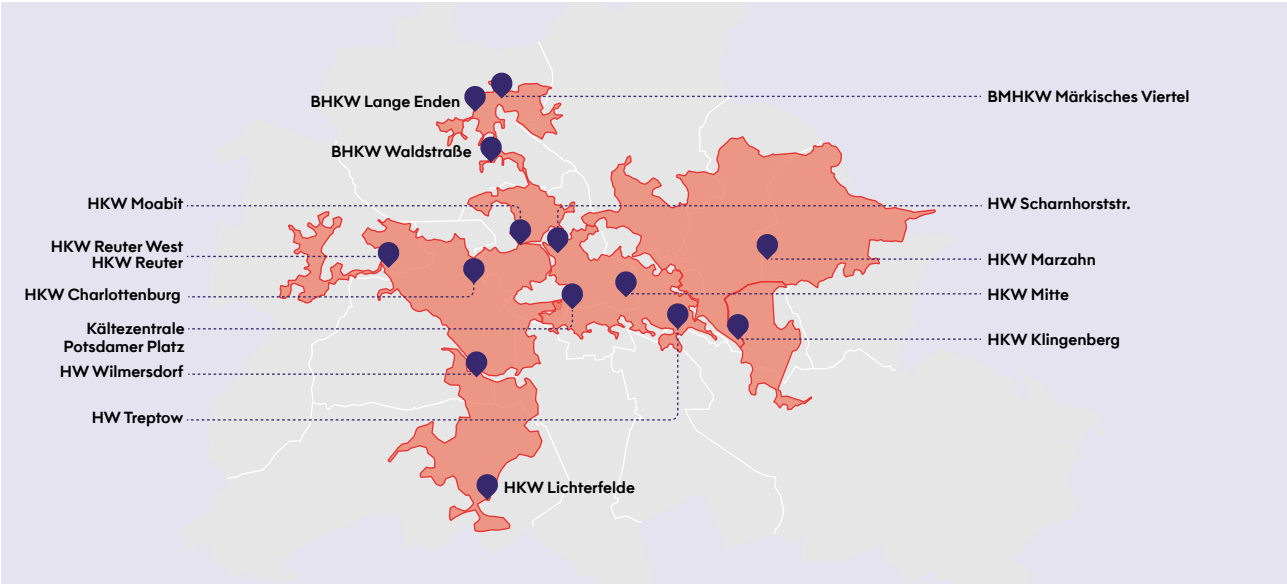


Abbildung 3: Erzeugungsstandorte im Verbundnetz

Die BEW stellt derzeit eine thermische Kraftwerksleistung von circa 5,7 GW_{th} zur Wärmeversorgung bereit und speiste damit in den vergangenen Jahren eine jährliche Wärmeenergiemenge von etwa 9 bis 10 TWh in die von der BEW betriebenen Wärmenetze (Verbundnetz und Inselnetze) ein. Als Brennstoff zur Wärmebereitstellung kam dabei zuletzt mit einem Anteil von 70 bis 75 % überwiegend Erdgas zum Einsatz, gefolgt von Steinkohle mit 15 bis 20 %. Darüber hinaus werden Abwärme, Biomasse, Biogas und zu einem geringen Anteil Heizöl verwendet. In Abbildung 4 wird die Erzeugungsstruktur der BEW im Jahr 2024 aufgeschlüsselt nach Technologien dargestellt, auf der linken Seite die installierte Leistung nach Erzeugungstechnologien, in der Mitte die damit erzeugten Wärmemengen und rechts die prozentualen Wärmemengenanteile.

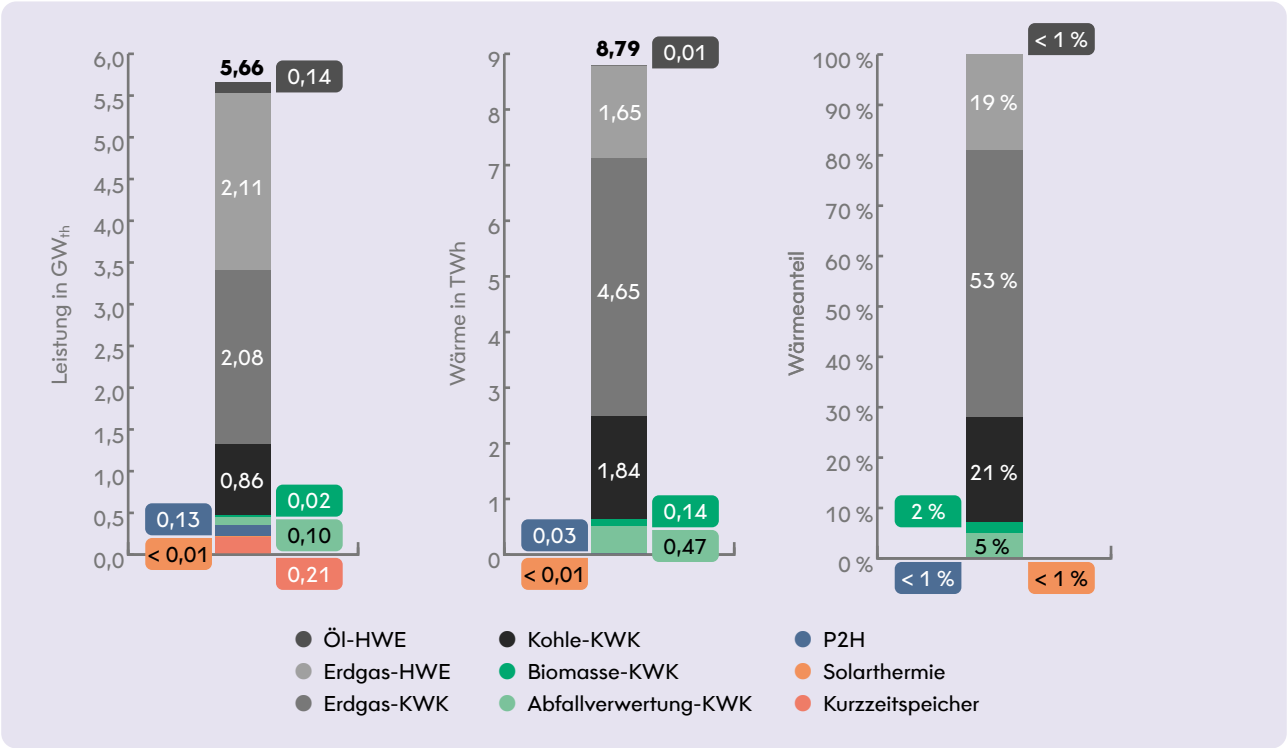


Abbildung 4: Erzeugungsstruktur der BEW 2024

Ein wichtiger Baustein für den Kohleausstieg am Standort Reuter West wurde mit der Errichtung einer Power-to-Heat-Anlage mit einer thermischen Leistung von 120 MW_{th} bereits realisiert. Außerdem wurde im Jahr 2023 ein Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 2.750 MWh bei einer Entladeleistung von 200 MW_{th} in Betrieb genommen. Er dient der Entkopplung von Wärmeangebot und -nachfrage. Mit der Großwärmepumpe am Potsdamer Platz mit einer Leistung von 8 MW_{th} kam im Jahr 2024 ein weiterer Erzeugungsstandort im Verbundnetz hinzu. Hier wird Abwärme aus der eigenen Kälteerzeugung für die Fernwärme nutzbar gemacht.

Anhang 1 bietet eine detaillierte Übersicht des aktuellen Erzeugungsportfolios mit diversen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung und Heizwerken, die ausschließlich Wärme mithilfe von Heißwassererzeugern (HWEs) bereitstellen. Der überwiegende Teil, d. h. mehr als 95 % der gesamten installierten thermischen Leistung, versorgt dabei das Verbundnetz, während kumuliert 5 % in den zehn Inselnetzen installiert sind.

Der Anlageneinsatz der heute vorhandenen Technologien erfolgt wirtschaftlich optimiert mit dem Ziel möglichst niedriger Wärmeproduktionskosten und unter der Bedingung, dass in jedem Fernwärmenetz bzw. Teilnetz jederzeit ausreichend Leistung zur Wärmeversorgung zur Verfügung steht. Der Anlageneinsatz zum jeweiligen Zeitpunkt hängt von den vorliegenden Brennstoffkosten sowie Strompreisen ab, sodass sich eine wirtschaftlich optimale Einsatzreihenfolge anhand der Einsatzkosten ergibt. Die tägliche Einsatzoptimierung erfolgt durch ein zentrales Dispatch-Center, das unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen und der vielfältigen Abhängigkeiten zwischen Erzeugung, Netzhydraulik, Speichern und der Nachfrage die jeweils optimale Einsatzreihenfolge bestimmt und vorgibt. Dies umfasst die Optimierung der Erzeugungsanlagen an den kurzfristigen Energiehandelsmärkten, dem Day-Ahead- und Intra-Day-Handel für Strom, auf Basis entsprechender Handelsstrategien unter Nutzung moderner Algorithmic-Trading-Tools.

Der Anlageneinsatz unterliegt dabei der zwingenden Anforderung, dass die Wärmelast jederzeit vollständig gedeckt ist. Der Wärmelastgang beschreibt die zeitliche Entwicklung des Wärmebedarfs in einem Fernwärmesystem im Jahresverlauf. Im ungeordneten Wärmelastgang (siehe Abbildung 5, obere Grafik) wird die Last einfach in zeitlicher Abfolge dargestellt, wie sie im Jahresverlauf tatsächlich auftritt. Im geordneten Wärmelastgang (siehe Abbildung 5, untere Grafik) wird die gleiche Last absteigend nach Größe sortiert und über die Stunden im Jahr dargestellt, um die Lastverteilung zu verdeutlichen und gleichzeitig eine Einteilung der Wärmeerzeugung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast zu ermöglichen. Grundlastanlagen laufen dabei möglichst durchgehend mit mehr als 6.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Sie machen dabei nur einen relativ geringen Anteil der installierten thermischen Leistung aus, liefern aber einen erheblichen Anteil der benötigten Wärmemenge eines Jahres. Mittellastanlagen kommen zum Einsatz, wenn die installierte Leistung der Grundlastanlagen nicht mehr zur Deckung der Wärmelast ausreicht. Sie erreichen dabei meist Einsatzzeiten zwischen 1.500 und 6.000 Stunden pro Jahr, stellen einen großen Teil der benötigten thermischen Leistung bereit und erzeugen einen Großteil der Wärmemenge eines Jahres. Spitzenlastanlagen sind für Bedarfsspitzen notwendig und werden nur einige Hundert Stunden im Jahr betrieben. Sie liefern zwar nur rund 5 % der gesamten Wärmemenge eines Jahres, müssen aber fast 50 % der maximal erforderlichen Leistung bereitstellen.

	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
Anteil Wärme	46 %	49 %	5 %
Anteil Leistung	15 %	37 %	47 %

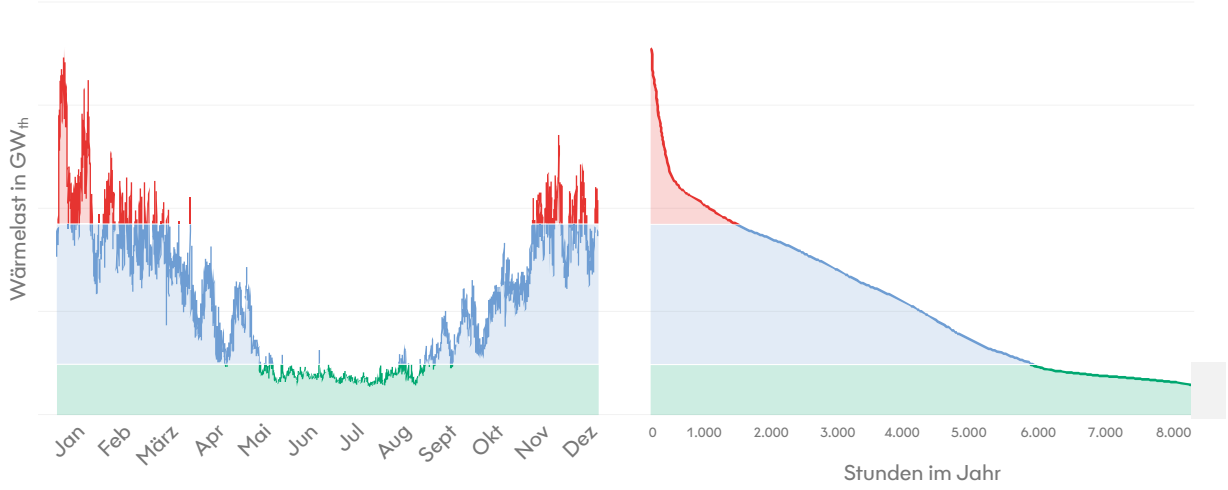


Abbildung 5: Ungeordneter (links) und geordneter (rechts) Wärmelastgang innerhalb eines Jahres

Abbildung 6 stellt die aktuelle Einsatzreihenfolge der Erzeugungsanlagen der BEW anhand eines geordneten Wärmelastgangs schematisch dar. Anlagen mit geringen spezifischen Einsatzkosten werden in den meisten Stunden eingesetzt; sie decken die Grundlast, während die im Einsatz teureren Anlagen nur zur Spitzenlastabdeckung bei sehr niedrigen Außentemperaturen und entsprechend hohem Wärmeleistungsbedarf wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden.

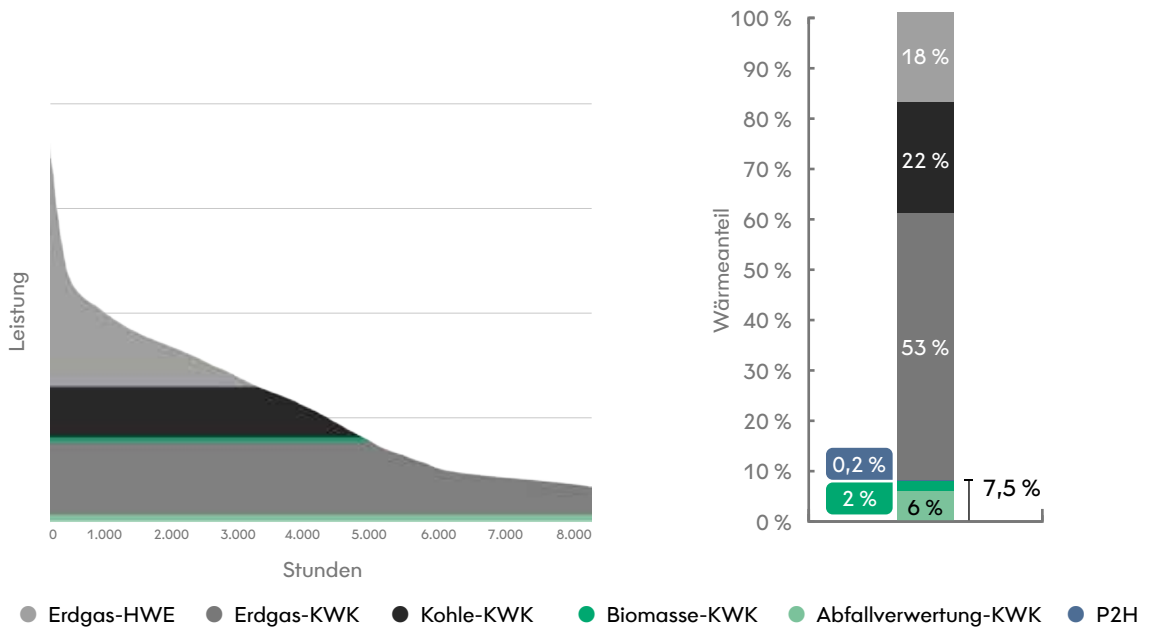


Abbildung 6: Schematischer Anlageneinsatz im Verbundnetz 2024

Im Verbundnetz wird die Grundlast im Sommer vorrangig durch die Nutzung der Abwärme aus der thermischen Abfallverwertungsanlage der Berliner Stadtreinigung (BSR) am Standort Ruhleben sowie durch hocheffiziente Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerke bereitgestellt. In der Heizperiode erfolgt im westlichen Versorgungsgebiet ein Großteil der Versorgung über die bestehenden Kohleheizkraftwerke der Standorte Moabit und Reuter West, die bis 2030 ersetzt werden müssen. Weiterhin erfolgt im Märkischen Viertel die Wärmeversorgung über nachhaltige Biomasse.[2] In Spitzenlastzeiten im Winter mit einem sehr hohen Raumwärmebedarf werden zur Wärmeerzeugung zusätzlich erdgasbefeuerte Heißwassererzeuger (Gas-HWE) eingesetzt. Zur Absicherung von Spitzenlastwärmebedarfen trägt im Status quo auch die Möglichkeit bei, Wärme aus netzunabhängigen, lagerbaren Brennstoffquellen bereitzustellen. Derzeit sind dies Heizöl und Biomasse.

Gas-HWEs werden außerdem zur Absicherung installiert, um die Versorgungssicherheit auch im Moment des höchsten Wärmebedarfs und bei einem Ausfall der größten Wärmeproduktionsanlage des jeweiligen Teilnetzes zu gewährleisten. Diese Art der Absicherung wird als N-1-Konzept mit einer entsprechenden N-1-Absicherungsleistung bezeichnet. Die insgesamt installierte thermische Leistung der BEW ist entsprechend größer als die benötigte thermische Leistung zu Spitzenlastzeiten.

[2] *Vereinbarung über Kriterien zur Nachhaltigkeit der Beschaffung von holzartiger Biomasse zwischen dem Land Berlin und der Vattenfall Wärme Berlin AG* (2021), Nachhaltigkeitsvereinbarung für Biomasse (2021), abgerufen am 19.09.2025.

Eine besondere Rolle nehmen in der aktuellen Erzeugungsstruktur KWK-Anlagen ein, deren Einsatz in einem zunehmend durch die volatile Einspeisung von Wind- und Solaranlagen geprägten Stromsystem verstärkt systemdienlich erfolgt. Bei hoher Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen und damit in der Regel verbundenen niedrigen Börsenstrompreisen werden Power-to-Heat-Anlagen zur Wärmeerzeugung eingesetzt und die Produktion aus KWK-Anlagen wird reduziert oder ganz eingestellt. Umgekehrt werden KWK-Anlagen vorwiegend dann eingesetzt, wenn aufgrund geringer Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen hohe Strompreise am Großhandelsmarkt bei gleichzeitigem erhöhten Wärmebedarf auftreten. Allerdings müssen KWK-Anlagen teilweise auch in Zeiten niedriger oder sogar negativer Strompreise betrieben werden, wenn keine ausreichenden alternativen Wärmeerzeuger zur Deckung des Wärmebedarfs zur Verfügung stehen. In solchen Situationen kann der KWK-Betrieb zu ökonomischen Nachteilen führen und die Flexibilität im Einsatz einschränken. Im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme führt der KWK-Einsatz zu einer hocheffizienten Nutzung der eingesetzten Brennstoffe mit Wirkungsgraden von deutlich über 80 %. Zugleich leisten die KWK-Anlagen damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Stromsystem und können den Bedarf an anderen Reservekraftwerken reduzieren. Wenn Wärmebedarf und Strompreise durch den Einsatz von Wärmespeichern zumindest teilweise entkoppelt werden, ergeben sich weitere ökonomische und systemische Optimierungspotenziale bei KWK-Anlagen. Die Möglichkeit zur Stromerzeugung durch die KWK-Anlagen stützt damit auch die Stromversorgungssicherheit Berlins, da der Strombedarf Berlins niemals vollständig aus lokalen Quellen für erneuerbaren Strom gedeckt werden kann.

1.4 Dekarbonisierungsziele

Alle Unternehmensentscheidungen der BEW werden im Kontext des sogenannten energiewirtschaftlichen Zieldreiecks getroffen. Das heißt, neben dem Ziel Dekarbonisierung sind auch die Ziele Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit zu berücksichtigen, die zusätzlich von der Dimension Wachstum beeinflusst werden (siehe Kapitel 1.5).

Dekarbonisierung

Dem vorliegenden Dekarbonisierungsfahrplan liegen die nachfolgend beschriebenen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zugrunde. Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) fordert die Erreichung der Netto-Treibhausgasneutralität für Deutschland bis zum Jahr 2045 (§ 3 Abs. 2 KSG). Aus dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) resultieren Anforderungen hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme in Fernwärmenetzen. Der Anteil erneuerbarer Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination aus beiden muss ab dem Jahr 2030 mindestens 30 % und ab dem Jahr 2040 mindestens 80 % betragen (§ 29 Abs. 1 WPG).

Weitere Anforderungen ergeben sich aus dem Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz (EWG Bln). Im hier vorliegenden Dekarbonisierungsfahrplan ist darzustellen, wie die Betreiber gewährleisten wollen, dass ab dem Jahr 2030 mindestens 40 % der in den von ihnen betriebenen Wärmeversorgungsnetzen transportierten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammen. Aufgrund fehlender nationaler Vorgaben orientiert sich die BEW im Jahr 2035 an den Vorgaben der EED für „Effiziente Fernwärme“ mit einem zu erreichenden Anteil an Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme von mindestens 50 %.

Spätestens zwischen 2040 und 2045 soll in Wärmenetzen eine CO_2-freie Wärmeversorgung gewährleistet werden (§ 22 Abs. 1 EWG Bln). Des Weiteren soll in Berlin die Gesamtsumme der CO_2-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 bis 2030 um 70 % und bis 2040 um 90 % sinken (§ 3 Abs. 1 EWG Bln). Bezogen auf die CO_2-Emissionen der BEW bedeuten diese Zielvorgaben eine Reduktion auf 4,0 Mio. t im Jahr 2030 bzw. 1,3 Mio. t im Jahr 2040.

Aus den verschiedenen gesetzlichen Rahmenbedingungen ergeben sich zum Teil unterschiedlich ambitionierte Zielvorgaben hinsichtlich der zu erreichenden Mindestanteile aus erneuerbaren Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme, wie in der folgenden Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Mindestanteile erneuerbarer Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme

Für den vorliegenden, auf dem Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz aufbauenden Dekarbonisierungsfahrplan werden vor diesem Hintergrund folgende Zielwerte anvisiert:

- 2030: Anteil von mindestens 40 % der in Wärmeversorgungsnetzen transportierten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme
- 2040: Anteil von mindestens 80 % der in Wärmeversorgungsnetzen transportierten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme
- spätestens 2045: vollständig CO_2-freie Fernwärmeversorgung

Bezahlbarkeit im Kontext der Dekarbonisierung

Die gesetzlichen Vorgaben zur Dekarbonisierung führen für die BEW zu ungewöhnlich hohen Investitionsspitzen innerhalb eines vergleichsweise kurzen Zeitraums von wenigen Jahren. Dies führt perspektivisch zu einem deutlichen Anstieg der Kapitalkosten.

Die BEW richtet ihre Dekarbonisierungsinvestitionen und den Anlageneinsatz der kommenden Jahre so aus, dass die gesetzlichen Zielvorgaben erfüllt werden. Darüber hinausgehende Investitionen in eine klimaneutrale Wärmeerzeugung müssen jedoch im Hinblick auf ihre Wirkung auf die Wärmepreise bewertet werden und können im Zweifelsfall nur dann realisiert werden, wenn sie über Fördermittel preisneutral finanziert werden. Der ausreichenden Ausgestaltung und Sicherung von Fördermöglichkeiten fällt somit eine zentrale Rolle zu (vgl. Kapitel 5).

Versorgungssicherheit im Kontext der Dekarbonisierung

Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit ergeben sich in Bezug auf Maßnahmen zur Dekarbonisierung insbesondere durch die erforderliche Absicherung von nicht dauerhaft verfügbaren Wärmequellen und der Bereitstellung der erforderlichen Systemparameter wie der erforderlichen Vorlauftemperaturen und Drücke (vgl. Kapitel 1.9).

1.5 Fernwärmebedarfsplanung

Die Wärmeplanung der BEW basiert auf einer jährlich erstellten Prognose der an die Wärmenetze angeschlossenen Kundenleistung. Die Planung der ersten zehn Jahre erfolgt sehr detailliert und wird für den Folgezeitraum bis 2045 mit geeigneten Annahmen fortgeführt. Diese Annahmen berücksichtigen die Sanierungsbestrebungen im Gebäudebestand hinsichtlich der Energieeffizienz von Gebäuden, die Veränderungen des Klimas sowie das geplante Wachstum durch Anschluss neuer Fernwärmekunden an die bestehenden Fernwärmenetze (Verdichtung) bzw. neu erschlossenen Netzgebiete (Erweiterung).

Die BEW befindet sich im Rahmen ihrer Wärmebedarfsplanung im Austausch mit dem Land Berlin zur kommunalen Wärmeplanung und lehnt sich in ihren Annahmen an die dort verwendeten Parameter an.[3]

Die Sanierung von Gebäuden erhöht ihre Energieeffizienz, d. h., die Anschlussleistung pro Quadratmeter Bruttogeschossfläche sinkt. Unterschieden wird dabei zwischen der Sanierungsrate, die beschreibt, wie viele Gebäude pro Jahr saniert werden, und der Sanierungstiefe, die angibt, wie stark der Wärmebedarf durch die Sanierung zurückgeht. Die BEW geht von einer Zunahme der durchschnittlichen Sanierungsraten von heute etwa 0,9 % auf 2,3 % im Jahr 2045 aus. Hinsichtlich der Sanierungstiefe wird ab 2035 ein durchschnittlicher Energieeffizienzstandard von EH 70 im Durchschnitt über alle Gebäude, mit Ausnahme von denkmalgeschützten Gebäuden, unterstellt. Für diese wird die Erreichung des durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG) vorgegebenen Standards angenommen.

Die Anschlussrate beschreibt, wie viele Gebäude in einem fernwärmeversorgten Gebiet an die Fernwärme angeschlossen sind bzw. werden. Es wird davon ausgegangen, dass aktuelle Gesetzgebungsverfahren (u. a. geplantes Gebäudemodernisierungsgesetz, Bundesgesetzgebung zur kommunalen Wärmeplanung [KWP], Novellierung der AVBFernwärmeV) dafür sorgen, dass es zu einem stärkeren Wachstum durch Kundenneuanschlüsse als in der Vergangenheit kommt, vor allem im Bereich der Bestandsgebäude. Insbesondere durch die im Rahmen der KWP stattfindende Ausweisung von Gebieten, in denen ein Anschluss an die Fernwärme als sinnvollste Versorgungslösung bewertet wird, wird ein erheblicher Einfluss auf das Anschlussverhalten erwartet. Um dem Rechnung zu tragen und als Grundlage für die Definition der betroffenen Gebiete in der KWP erstellt die BEW eine betriebliche Ausbauplanung für die nächsten 20 Jahre. Dabei werden Gebiete identifiziert, für die aufgrund einer hohen Wärmeverbrauchsdichte und der Nähe zum aktuellen Versorgungsgebiet eine Erschließung am besten erfolgen kann. Durch diesen gebietsweisen und im Vergleich

[3] Da die kommunale Wärmeplanung jedoch noch nicht abgeschlossen ist, können sich dort andere Zahlen ergeben als hier dokumentiert.

zur Vergangenheit stärker fokussierten Anschluss von Neukunden wird damit gerechnet, dass perspektivisch eine Verdoppelung der jährlichen Anschlussleistung von heute circa 100 MW/a auf bis zu 200 MW/a notwendig und realisierbar ist.

Die Auswirkungen des Klimawandels auf den jährlichen Heizbedarf der Kunden werden durch Prognosen zur Gradtagszahl berücksichtigt (vgl. Kapitel 1.1). Für den Planungshorizont der Wärmeplanung bis 2045 wird von einer kontinuierlichen Verringerung der Gradtagszahl ausgegangen. Basierend auf Prognosen des Regionalen Klimaatlas Deutschland der Helmholtz-Gemeinschaft[4] für verschiedene Emissionsszenarien, wurden die resultierenden Gradtagszahlen berechnet, wobei entsprechend der beobachteten starken Erwärmung der letzten Jahre Werte im unteren Bereich der angegebenen Spannbreite der Prognosen gewählt wurden.

Für die Ermittlung des Wärmebedarfs der Kunden, der einzuspeisenden Wärmemenge und der tatsächlich (effektiv) vorzuhaltenden Wärmeleistung durch Erzeugungskapazitäten auf Basis der prognostizierten Anschlussleistung werden einige Parameter benötigt, die zu Beginn der Wärmeplanung auf Grundlage der Ist-Daten des vorherigen Kalenderjahres ermittelt werden. Die Anschlussleistung der Kunden in einem Teilnetz wird mit dem zum Netz gehörigen Abwertefaktor multipliziert, um die effektiv durch Erzeugungskapazitäten vorzuhaltende Wärmeleistung zu bestimmen. Auf diese Weise wird berücksichtigt, dass niemals alle Kunden gleichzeitig ihre maximal installierte Wärmeanschlussleistung abrufen. Der Abwertefaktor ergibt sich durch das Verhältnis der real beobachteten Wärmeleistung im Wärmenetz zur Summe der Anschlussleistung aller Kunden. Die Faktoren liegen üblicherweise zwischen 0,6 und 0,8. Für die Wärmeplanung wird je Teilnetz ein prozentualer Netzverlust zugrunde gelegt, der durch Wärmeverluste bei Transport und Verteilung entsteht. Die Netzverluste des letzten Kalenderjahres werden aus den gemessenen Einspeiseleistungen und den abgerechneten Wärmeabnahmemengen der Kunden berechnet.

Die wesentlichen Annahmen und Ergebnisse der Wärmeplanung sind in Tabelle 3 zusammengefasst und in Abbildung 8 grafisch veranschaulicht.

Tabelle 3: Planungswerte der Wärmeplanung, Stand: Juni 2025

		2025	2030	2035	2040	2045
Sanierungsrate		0,9 %	1,5 %	2,0 %	2,1 %	2,3 %
Gradtagszahl	K	3.311	3.261	3.211	3.161	3.111
Anschlussleistung	MW_{th}	5.843	6.324	7.122	7.661	7.827
Kundenwärmebedarf	GWh	8.690	9.626	10.932	11.650	11.700
Netzverluste	GWh	969	1.070	1.204	1.270	1.290
Wärmeerzeugung	GWh	9.659	10.696	12.136	12.920	12.990

[4] Regionaler Klimaatlas Deutschland, Helmholtz-Gemeinschaft, aufgerufen am 20.09.2025.

Insgesamt sieht die Wärmeplanung für den Dekarbonisierungsfahrplan der BEW einen Anstieg des Wärmebedarfs von rund 8,7 TWh im Jahr 2025 auf 11,7 TWh im Zieljahr 2045 vor. Die Kundenanschlussleistung steigt im gleichen Zeitraum um fast 2 GW_{th}.

Aufgrund der angenommenen Sanierungsraten und Sanierungstiefen ergibt sich beim Wärmebedarf der Bestandskunden von 2024 bis 2045 ein Rückgang in Höhe von 26,4 %. Dieser Rückgang wird durch Leistungserhöhungen durch Gebäudeerweiterungen oder Neubauten bei bestehenden Anschlussobjekten sowie Kundenzuwächse mittels Netzverdichtung und Netzerweiterungen überkompensiert. Dabei liegt der Schwerpunkt vor allem auf einer kontinuierlichen Netzerweiterung. Im Mittel über den Planungszeitraum führt dies zu einem jährlichen Leistungszuwachs von 112 MW_{th}, was etwa dem vierfachen Wert der letzten Jahre entspricht und die Relevanz des Ausbaus der Fernwärme im Gebäudebestand für eine erfolgreiche Wärmewende unterstreicht. Dabei ist insbesondere die fortlaufende Synchronisierung der Fernwärmenetzerweiterung mit der kommunalen Wärmeplanung des Landes Berlin wichtig.

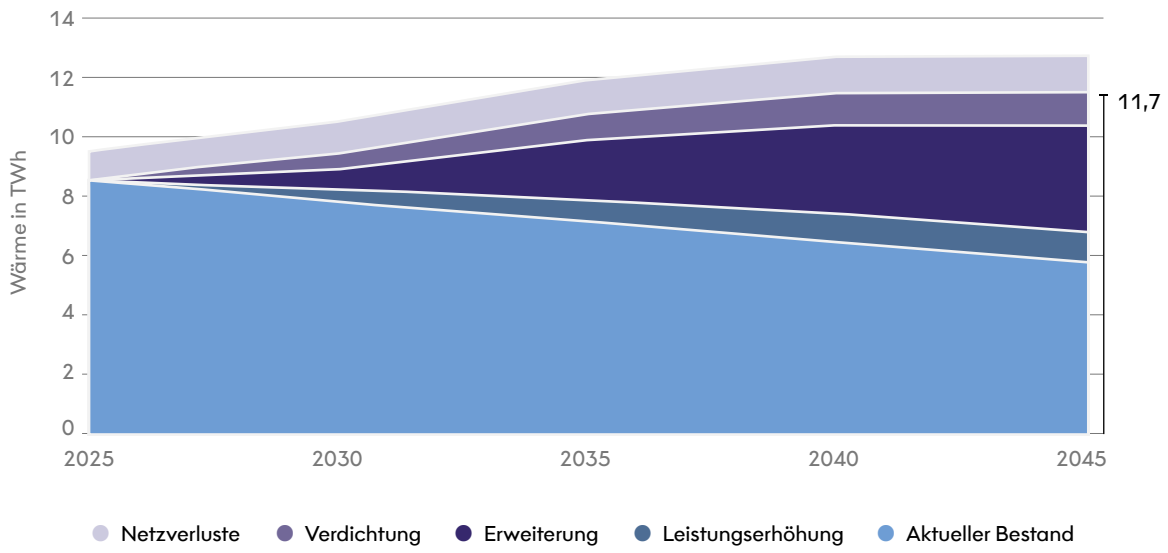


Abbildung 8: Wärmebedarfsentwicklung gemäß BEW-Wärmeplanung

Gelingt es, die oben genannten Verdichtungs- und Erweiterungsraten zu erreichen, führt dies voraussichtlich zu einem Anstieg des Marktanteils der Fernwärme der BEW auf mehr als 50 % am gesamten Berliner Wärmemarkt. Es handelt sich hierbei um den mit der geplanten Erzeugungsleistung maximal versorgbaren Marktanteil. Die Erreichung dieser Werte setzt eine Reihe regulatorischer und energiepolitischer Rahmenbedingungen zwingend voraus, die näher in Kapitel 5 erläutert werden.

Maßgeblich für die insgesamt zur Dekarbonisierung benötigten Investitionsmittel ist der Bedarf an Wärmeerzeugerleistung, die wiederum durch den Leistungsbedarf auf Kundenseite bedingt wird. Dieser wird wesentlich von der Erreichung der Sanierungsziele bestimmt. Werden die angenommenen Sanierungsraten und -tiefen nicht erreicht, wird der Einspareffekt im Bestandskundensegment niedriger ausfallen. Das hätte

zur Folge, dass bei gleichbleibender Erzeugungskapazität weniger Neukunden erschlossen werden können, der Marktanteil der Fernwärme entsprechend geringer ausfällt und die nicht erschlossenen Gebäude aus anderen klimaneutralen Wärmequellen versorgt werden müssen.

1.6 Strategie der Technologie- und Brennstoffauswahl

Durch die BEW werden kontinuierlich und systematisch Potenzialanalysen verschiedenster Technologieansätze durchgeführt, die einen Beitrag zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele gemäß Kapitel 1.4 leisten können. Zur Ermittlung realistisch erschließbarer Potenziale werden dabei verschiedene Kriterien herangezogen.

- **Technologischer Reifegrad**: Dieses Kriterium umfasst den aktuellen Stand der Technik und mögliche Entwicklungsperspektiven innerhalb des Planungszeitraumes. Vor dem Hintergrund zum Teil langer Planungs- und Genehmigungszeiträume ist hierbei eine robuste Einschätzung unerlässlich.
- **Marktverfügbarkeit:** Dieses Kriterium bewertet, ob ein funktionierender Anbietermarkt für die jeweilige Technologie besteht. Eine breite Verfügbarkeit erleichtert die Umsetzung durch geringere Investitionsrisiken, bessere Lieferfähigkeit und technische Unterstützung. Relevant ist dies insbesondere bei neuen oder spezialisierten Technologien, bei denen Anbieter, Komponenten und Know-how noch begrenzt sein können.
- **Verfügbarkeit der Primärenergiequellen:** Dieses Kriterium umfasst vor allem die langfristige Verfügbarkeit von Primärenergiequellen (z. B. Biomasse, Brennstoffen aus Abfällen, Wasserstoff), aber auch die längerfristige und planbare Verfügbarkeit unvermeidbarer Abwärme von Dritten, z. B. Rechenzentren.
- **Verfügbarkeit der Infrastruktur:** Bezüglich der Umsetzbarkeit leitungsgebundener Technologieoptionen ist eine ausreichende und zeitgerechte Bereitstellung von Netzanschlusskapazität essenziell. Das betrifft zum einen die verfügbare Netzanschlusskapazität in den vorgelagerten Stromnetzen für elektrische Wärmepumpen sowie Power-to-Heat-Anlagen. Zum anderen betrifft es die Verfügbarkeit von Netzanschlusskapazität aus einem zukünftigen Wasserstoffnetz.
- **Verfügbarkeit von Flächen:** Mit diesem Kriterium wird das Erfordernis von Freiflächen für den Bau der Technologien an den bestehenden Standorten (zentral) und im Stadtgebiet (dezentral) bewertet. Insbesondere für flächenintensive Technologieoptionen wie solarthermische Freiflächenanlagen, Langzeitspeicher und dezentrale Tiefengeothermieanlagen (Bohrphase) sowie an bereits dicht bebauten Kraftwerksstandorten ist die Verfügbarmachung geeigneter Flächen herausfordernd.
- **Umbau im laufenden Betrieb:** Das Fernwärmenetz ist hydraulisch aus historischen Gründen auf bestimmte Einspeisepunkte ausgelegt. Diese können – ohne aufwendigen und umfangreichen Netzumbau – nicht beliebig verändert werden. Daher ist es erforderlich, Umbauten an bestehenden Standorten durchzuführen. Dabei muss weiterhin die jederzeitige Versorgungssicherheit sichergestellt werden. Hieraus resultieren an den jeweiligen Standorten bestimmte zeitliche Restriktionen und ggf. auch Einschränkungen hinsichtlich des Technologiewechsels.
- **Technische Erschließbarkeit lokaler Wärmepotenziale:** Hierunter sind die Erzeugungsoptionen zu verstehen, die an lokalen Standorten in Berlin Umweltwärme sowie unvermeidbare Abwärme nutzen. Darunter fallen die direkte Nutzung von Wärmepotenzialen, z. B. Geothermie, Solarthermie oder industrielle Abwärme, sowie Wärmepumpen auf Basis lokal erschließbarer Wärmequellen wie Flusswasser, Abwasser/Klärwasser oder Luft.

Anhand der Kriterien kann die potenzielle Nutzung der Technologien wie folgt gegliedert und in den nachfolgenden Kapiteln für die Bewertung der Technologien herangezogen werden:

- **Sehr gering:** Potenzial vernachlässigbar (< 0,01 TWh/a)
- **Gering:** Potenzial 0,01 bis 0,5 TWh/a
- **Mittel:** Potenzial 0,5 bis 1,5 TWh/a
- **Hoch:** Potenzial mehr als 1,5 TWh/a

Die Ableitung von Investitionsentscheidungen auf Grundlage der analysierten potenziellen Technologien zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele erfordert schrittweise Einzelprüfungen und folgt konsequent der folgenden Logik:

- Grundsätzlich wird ein technologieoffener Ansatz gewählt, d. h., alle gesetzlich zulässigen Optionen kommen in Betracht.
- Die Auswahl wird eingegrenzt auf Technologien und Brennstoffe, die zum jeweiligen Planungszeitpunkt eine ausreichende Markt- und Technologiereife haben.
- Die Flächen für die jeweilige Technologieoption müssen verfügbar und die Umbauten an bestehenden Standorten müssen im laufenden Betrieb zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit möglich sein.
- Voruntersuchungszeiträume müssen berücksichtigt werden, z. B. seismologische Untersuchungen zur Nutzung tiefer Geothermie.
- Eine weitere wesentliche Realisierungsvoraussetzung besteht in der Machbarkeit der notwendigen Infrastrukturausbauten. Das betrifft den Ausbau von Netzanschlusskapazitäten im Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz bei stromintensiven Anwendungen, die Herstellung von Wasserstoffnetzanschlusspunkten an den identifizierten Standorten sowie die Herstellung von Wärmetransportleitungen bei entfernten Quellen.
- Innerhalb der machbaren Optionen werden die Technologien mit den geringsten Wärmegestehungskosten identifiziert. Dabei ist zum einen der Lastbereich zu berücksichtigen, also Grundlast, Mittellast und Spitzenlast, sowie zum anderen der Jahresgang von Angebot und Nachfrage.

Bei der Bestimmung der spezifischen Wärmegestehungskosten, also der Kosten für die Lieferung einer Einheit Wärme, muss zwischen den Wärmevollkosten und den variablen Wärmegestehungskosten unterschieden werden.

Für die **variablen Wärmegestehungskosten** sind nur die Kosten relevant, die direkt durch die Erzeugung von Wärme anfallen. In der Regel sind dies die Kosten für die verbrauchten Brennstoffe, z. B. Biomasse und Erdgas, die benötigten CO_2-Zertifikate und im Falle von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen der verbrauchte Strom. Hinzu kommen alle damit verbundenen Nebenkosten wie Transport, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte. Im Falle von KWK-Anlagen wirken die erzielten Erlöse aus dem Verkauf des erzeugten Stroms kostenmindernd. Beispielhaft ist in Abbildung 9 die Entwicklung der variablen Wärmegestehungskosten von vier Technologien in Abhängigkeit vom Strompreis dargestellt. Während die Kosten der Wasserstoff-HWEs aufgrund der fehlenden Strompreisabhängigkeit konstant sind, nehmen sie für Power-to-Heat-Anlagen und Wärmepumpen mit steigenden Strompreisen zu und für KWK-Anlagen ab.

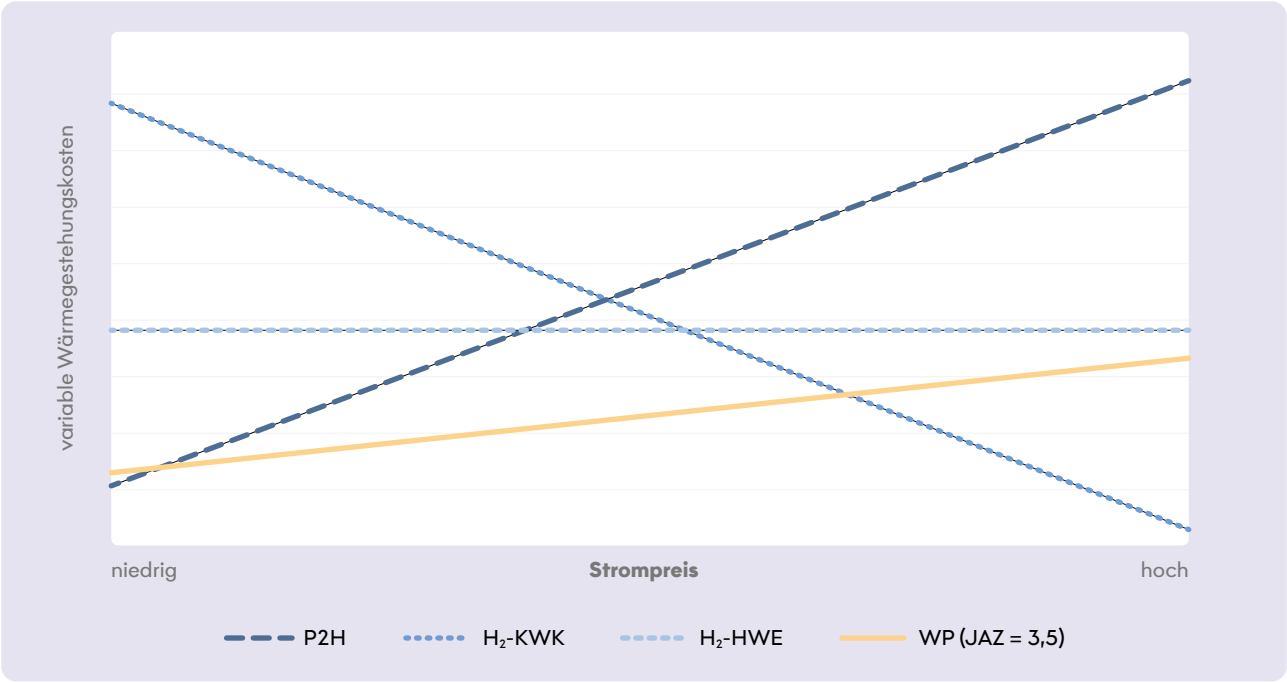


Abbildung 9: Schematische Darstellung der variablen Wärmegestehungskosten einzelner Technologien in Abhängigkeit vom Strompreis

Auf Basis dieser variablen Wärmegestehungskosten wird eine Einsatzreihenfolge (eine sogenannte Merit-Order) aller vorhandenen Wärmeerzeuger gebildet, d. h., die verfügbaren Anlagen werden gemäß ihren variablen Wärmegestehungskosten sortiert. Für die Deckung eines konkreten Wärmelastfalls werden zuerst die günstigsten Wärmeerzeuger genutzt und dann schrittweise spezifisch teurere Anlagen hinzugeschaltet, bis der Wärmebedarf gedeckt ist. Schnittpunkte der Geraden in Abbildung 9 kennzeichnen beispielsweise strompreisabhängige Änderungen in der Merit-Order und zeigen auf, ab welchen Strompreisen die ein oder andere Technologie verstärkt eingesetzt werden sollte.

Im Gegensatz dazu berücksichtigen die **spezifischen Wärmevollkosten** zusätzlich zu den variablen Wärmegestehungskosten auch die Investitionskosten und die einsatzunabhängigen Betriebskosten, z. B. Personal- und Instandhaltungskosten. Die Bestimmung der spezifischen Wärmevollkosten, also der Kosten einer Einheit Wärme, ist damit abhängig vom Einsatz der Anlage. Wird im Laufe eines Jahres mehr Wärme erzeugt, verteilen sich die einsatzunabhängigen Kosten auf eine größere Wärmemenge und die spezifischen Wärmevollkosten sinken. Für eine Investitionsentscheidung sind also nicht die variablen Wärmegestehungskosten relevant, sondern die Wärmevollkosten unter Berücksichtigung des geplanten Einsatzes bzw. Lastbereiches, für den zusätzliche (dekarbonisierte) Erzeugungsleistung benötigt wird. In Abbildung 10 wird die Abhängigkeit des Anlageneinsatzes beispielhaft an drei Technologien illustriert. Geothermie hat hohe Investitionskosten, jedoch niedrige variable Einsatzkosten, im Wesentlichen die Stromkosten für die Nutzbarmachung der geförderten Wärme durch eine Wärmepumpe. Verteilen sich diese hohen Investitionskosten auf eine genügende Erzeugungsmenge, resultieren daraus entsprechend niedrige spezifische Wärmevollkosten. Beim Wasserstoff-HWE ist es umgekehrt. Ein HWE ist eine vergleichsweise einfache Technik mit geringen Investitionskosten, der benötigte Wasserstoff ist jedoch teuer, was zu hohen variablen Einsatzkosten führt.

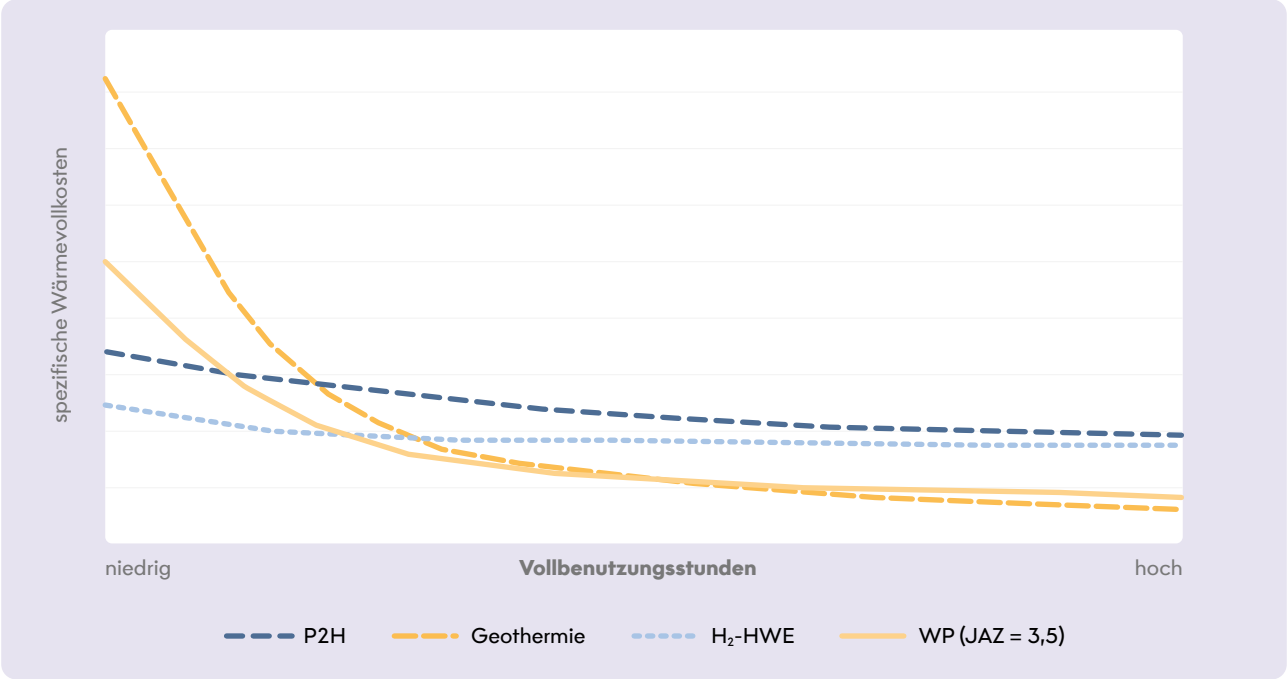
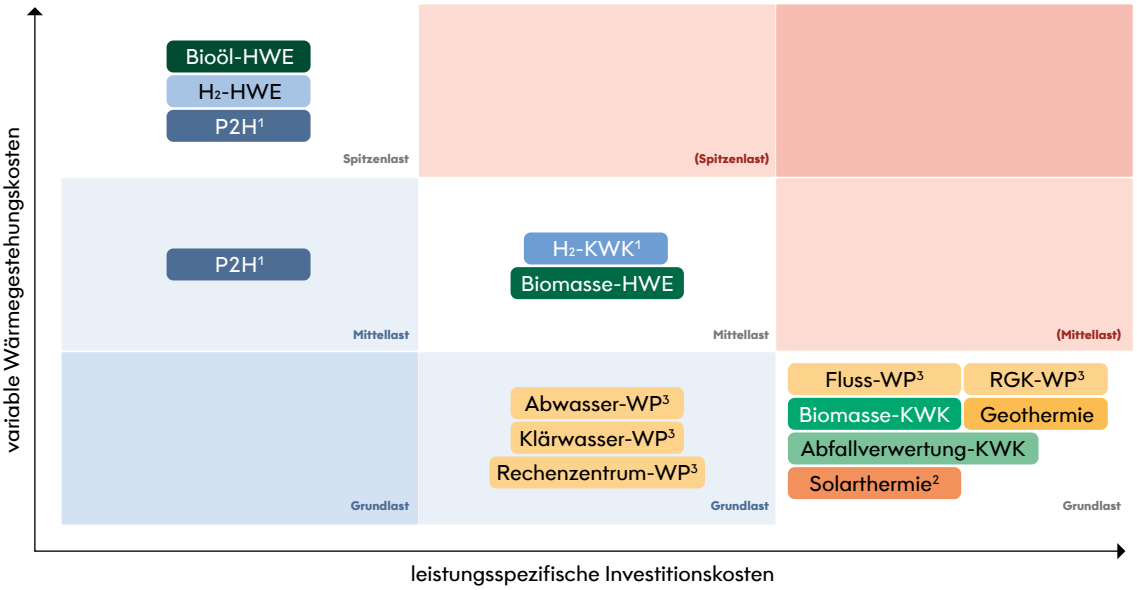


Abbildung 10: Schematische Darstellung der spezifischen Wärmevollkosten einzelner Technologien in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden

Die nachfolgende Abbildung 11 fasst diese Aspekte in einem schematischen Überblick für die einzelnen Wärmeerzeugungstechnologien zusammen. Dargestellt ist das Verhältnis von leistungsspezifischen Investitionskosten zu variablen Wärmegestehungskosten. Dabei ist gut zu erkennen, dass in der Regel die Anlagen mit den höheren Investitionskosten die geringsten einsatzvariablen Kosten haben und umgekehrt. Aus dieser Einordnung lässt sich ableiten, für welche Einsatzbereiche welche Technologie am besten geeignet ist. Das ist hier vereinfacht in Form von neun Quadranten dargestellt. Eine Besonderheit stellen hierbei die Power-to-Heat-Anlagen und die Wasserstoff-KWK-Anlagen dar. Deren hohe Strompreisabhängigkeit sorgt dafür, dass die variablen Einsatzkosten stark davon abhängen, ob es gelingt, Stunden mit besonders niedrigen bzw. hohen Strompreisen zu nutzen.



Zusätzliche Erläuterungen

[1] Einsatzkosten P2H und H_2-KWK sehr stark von Betriebsstunden pro Jahr abhängig

[2] Solarthermie in Kombination mit Langzeitwärmespeicher und Wärmepumpe, Solarthermie sonnenbedingt mit spezifischen Lastprofil und entsprechend keine klassische Grundlasttechnologie

[3] Die leistungsspezifischen Investitionskosten der Wärmepumpen-Lösungen können projektabhängig teilweise sehr stark variieren.

Abbildung 11: Variable Wärmegestehungskosten und leistungsspezifische Investitionskosten unterschiedlicher Fernwärmeerzeugungsoptionen im Vergleich

1.7 Lokale Wärmepotenziale

In diesem Kapitel werden die lokal erschließbaren Wärmepotenziale vorgestellt und eine aktuelle Einschätzung zur technisch-wirtschaftlichen Erschließbarkeit für die Fernwärmenetze der BEW gegeben. Die Einschätzungen basieren auf den fortlaufenden Analysen zu Technologieoptionen und Wärmequellen für die langfristige Entwicklung des Anlagenportfolios der BEW, die anhand zahlreicher interner und externer Potenzial- und Machbarkeitsstudien konkretisiert werden. Ein Bestandteil der Potenzialanalyse ist dabei die aktive Suche und Ansprache vielversprechender Wärmequellen Dritter. Alle Potenziale werden systematisch erfasst und hinsichtlich der Machbarkeit und der wirtschaftlichen Aussichten bewertet. In Tabelle 4 (Seite 33) werden die Ergebnisse kompakt zusammengefasst.

Das nähere Berliner Umland weist eine Reihe von potenziell nutzbaren lokalen Abwärmequellen auf, die aufgrund der anfallenden Wärmemengen einen signifikanten Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs im Rahmen der Fernwärmeversorgung in Berlin leisten könnten. Der meist sehr große Abstand zu den bestehenden Wärmenetzen und der somit erforderliche Bau langer Übertragungsleitungen erschweren jedoch die wirtschaftliche Erschließung. Gleiches gilt für die Nutzung großer Freiflächen im nahen Berliner Umland für Solarthermie oder Langzeitwärmespeicher. Perspektivisch kann eine gemeinsame Erschließung

mehrerer solcher Wärmepotenziale im Rahmen einer Umlandstrategie, bei der die hohen Erschließungskosten auf mehrere Erzeuger und Speicher verteilt werden, die wirtschaftliche Erschließung ermöglichen. Eine weitere Maßnahme zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit ist die Fokussierung auf Potenziale in Gebieten, in denen die Bestandsnetze bereits nah an die Stadtgrenzen reichen. Die genannten Möglichkeiten zur Integration von lokalen Potenzialen im Umland sind in den Abschätzungen der technisch-wirtschaftlich erschließbaren Potenziale enthalten (Tabelle 5, Seite 39) und werden entsprechend den Annahmen in den Szenarien für eine klimaneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2045 in unterschiedlichem Maße ausgeschöpft.

Geothermie

Geothermische Anlagen werden neben der technischen Ausgestaltung (Sonden, Brunnen etc.) nach der Erschließungstiefe in oberflächennahe (bis 400 m) und tiefe (ab 400 m) Systeme unterschieden. Für die BEW liegt der Fokus auf der Tiefengeothermie, da diese aufgrund ihres höheren Temperaturniveaus und der größeren erschließbaren Leistung pro Anlage eine effizientere und wirtschaftlichere Option zur Dekarbonisierung des Bestands darstellt. Oberflächennahe Geothermie hingegen stellt aufgrund ihrer Eigenschaften als Wärme-, Kälte- und Speicherlösung einen wichtigen Baustein für die Quartierslösungen der BEW Solutions GmbH dar. Für standortscharfe Aussagen zum Potenzial der Tiefengeothermie sind die Seismik für die Ermittlung der Tiefenlage und Probebohrungen für die Ermittlung des förderbaren Thermalwasservolumenstroms erforderlich. Mit Ergebnissen der durch das Land Berlin geplanten stadtweiten 3D-Seismik wird ab Mitte 2028 gerechnet. Parallel laufen Planungen und Genehmigungsprozesse für Explorationsbohrungen der BEW an zunächst vier Standorten, bei denen ebenfalls ab 2027 mit ersten Ergebnissen gerechnet wird. Anhand der bisher vorliegenden Analysen kann jedoch bereits eine erste Einschätzung getroffen werden.

Die direkte Nutzung von Tiefengeothermie als Wärmequelle aus zwei bis drei Kilometern Tiefe ist in Berlin vermutlich nicht hydrothermal möglich. Aktuelle Entwicklungen im Bereich geschlossener geothermischer Systeme zur Nutzung dieser Tiefenhorizonte werden jedoch laufend beobachtet und evaluiert. Die geologischen Schichten in 500 bis 2.000 m Tiefe bieten hingegen mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit eine ausreichende Ergiebigkeit zur Realisierung von hydrothermalen Anlagen mit einer Größenordnung von je bis zu 20 MW_{th}. In diesem Tiefenbereich liegen jedoch natürliche Temperaturen von 30 bis 70 °C vor, sodass Wärmepumpen zur Nutzbarmachung erforderlich sind. Weiterhin besteht ein Fündigkeitsrisiko bezüglich des angetroffenen förderbaren Volumenstroms, der in Kombination mit der Temperatur des Zielreservoirs einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage ermöglichen muss. Die Explorationsbohrungen werden hierbei maßgeblich zur Aufklärung des Potenzials und zur Senkung des Risikos beitragen.

Aufgrund der geschätzten Leistungsgröße sind neben Anlagen an zentralen Standorten auch Standorte abseits der heutigen Kraftwerksstandorte erforderlich und eingeplant, um auf eine Größenordnung von über 100 MW_{th} zu kommen. Voraussetzung für die breite Erschließung der Tiefengeothermie für die Berliner Fernwärme ist daher die Verfügbarkeit von Flächen im Stadtgebiet, die eine ausreichende Größe für Bohrarbeiten aufweisen, nicht zu weit vom Fernwärmenetz entfernt sind und einen möglichst großen Abstand zu Wohnbebauung haben. Hierbei werden die Träger öffentlicher Liegenschaften und insbesondere die Bezirke als stadtplanerische Koordinatoren als zentrale Ansprechpartner angesehen. Neben der Flächenverfügbarkeit sind auch die Verfügbarkeit ausreichender Stromnetzanschlusskapazitäten, der zeitliche Genehmigungsaufwand und die Verfügbarkeit von Bohrgerät und -teams wichtige Voraussetzungen, für die Lösungen erarbeitet werden müssen. Bei sehr positivem Explorationsergebnis und der Erfüllung der

genannten Gelingensbedingungen könnte bis 2045 schätzungsweise ein Potenzial von bis zu 250 MW_{th} erschlossen werden, was demnach etwa 15 Standorten entspräche.

Abwärme aus Abfallbehandlung

Die BEW hat keinen Entsorgungsauftrag durch das Land Berlin, sodass die Nutzung von Abwärme aus Abfallbehandlung derzeit nur in Kooperation mit der BSR erfolgt, die aus der benachbarten Müllverwertungsanlage in Ruhleben Dampf an das Heizkraftwerk Reuter West liefert. Die Müllverbrennungsanlage in Ruhleben liefert seit vielen Jahren zuverlässig klimaneutrale Fernwärme im Sinne des Wärmeplanungsgesetzes (§ 31). Aktuell wird ein großer Teil des Berliner Abfallaufkommens außerhalb der Stadtgrenzen verwertet. Derzeit wird eine verstärkte Nutzung weiterer Berliner Stoffströme durch die BEW geprüft.

Die Pläne zur zukünftigen Nutzung – sowohl mit den derzeitigen Kapazitäten als auch bei einer Ausweitung – sind mit der Zero-Waste-Strategie des Landes Berlins konform. Durch die thermische Verwertung weiterer Berliner Stoffströme ließe sich ein nicht unerhebliches Potenzial für das Fernwärmeverbundnetz erschließen.

Rechenzentren

Aktuell sind in Berlin diverse Rechenzentren in Betrieb und mehrere neue Rechenzentren in Planung. Erweitert wird dieses Potenzial noch durch weitere bestehende und geplante Rechenzentren im nahen Berliner Umland. Die gesetzlichen Effizienzanforderungen an Rechenzentren, u. a. aus dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG), erhöhen die Bereitschaft der Projektentwickler zur Zusammenarbeit mit Fernwärmenetzbetreibern. Die aktuell hohe Dynamik könnte jedoch durch die verfügbaren Stromnetzkapazitäten erheblich ausgebremst werden, sodass das tatsächliche Potenzial entsprechend unsicher ist. Laut Energieeffizienzgesetz müssen neu in Betrieb gehende Rechenzentren einen Anteil wiederverwendeter Energie aufweisen, der schrittweise bis zum 01.07.2028 auf 20 % ansteigt. Bei der Planung neuer Rechenzentren sollten daher möglichst Standorte mit niedrigen Entfernungen einerseits zum Hoch- und Höchstspannungsnetz sowie andererseits zum Fernwärmenetz entwickelt werden. Die Auslastung von Rechenzentren und damit verbunden die anfallende Abwärme können je nach Einsatzzweck erheblichen Schwankungen unterliegen. Die Auslegung der Wärmepumpen für die Nutzung der anfallenden Wärme orientiert sich somit nicht an der Maximalleistung der Rechenzentren, sondern muss so gewählt werden, dass eine möglichst ganzjährige Ausnutzung der Erzeugungskapazitäten möglich ist. Darüber hinaus ist bei der Integration von Rechenzentren die nicht abgesicherte Fernwärmeerzeugungsleistung herausfordernd, da jeweils ein Redundanz- und ein Reservekonzept benötigt werden. Für die Erschließung bestehender oder geplanter Potenziale zur Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren betreibt die BEW eine aktive Ansprache von Betreibern sowie Projektierern und forciert darüber hinaus die Ansiedlung von Rechenzentren auf den eigenen Kraftwerksgrundstücken. Das Potenzial wird mittel bis hoch eingeschätzt, wobei sich entsprechend den zuvor genannten Unsicherheiten eine große Spannbreite ergibt.

Unvermeidbare Abwärme aus industriellen Prozessen und Kälteanlagen

Im Vergleich zu anderen Großstädten verfügt Berlin über wenig unvermeidbare industrielle Abwärme, die darüber hinaus häufig zur Effizienzsteigerung der Industriestandorte selbst genutzt wird. Im Zuge der Potenzialerfassung der BEW werden jedoch laufend kleinere Potenziale geprüft. Nach derzeitigem Stand wird damit gerechnet, dass im betrachteten Zeitraum bis zur vollständigen Dekarbonisierung unvermeidbare

industrielle Abwärme im unteren zweistelligen Megawattbereich für die Fernwärmesysteme der BEW erschlossen werden kann. Die Einbindung von Abwärme aus Kälteanlagen ist in der Regel nur wirtschaftlich, wenn eine ganzjährige Kältelast besteht, wie es z. B. bei großen Kältenetzen der Fall ist, die für Komfortklimatisierung oder Prozesskühlung eingesetzt werden.

Eine wesentliche Unsicherheit besteht in der Regel darin, inwieweit die Nutzung dieser Abwärmepotenziale für einen längeren Zeitraum vertraglich vereinbart werden kann, sodass die Investitionskosten für die Herstellung des Netzanschlusses und der Anlagen zur Abwärmenutzung amortisiert werden können. Das Potenzial zur Fernwärmeerzeugung aus industrieller Abwärme oder aus der Abwärme von Kälteanlagen wird derzeit gering bis sehr gering eingeschätzt.

Solarthermie

Freiflächen-Solarthermieanlagen weisen bei entsprechender Größe und niedrigen Bodenpreisen günstige und langfristig kalkulierbare Wärmegestehungskosten auf. Für einen signifikanten Beitrag zum Wärmebedarf des Verbundnetzes werden genehmigungsfähige größere Freiflächen mit günstigen Bodenpreisen benötigt, die es aufgrund der Flächenkonkurrenz im Gebiet des Fernwärmenetzes nicht gibt. So wäre für die Deckung von 1 % des aktuellen Fernwärmebedarfes eine Freifläche von circa 50 ha[5] erforderlich. Daher kommen nur Flächen außerhalb des Versorgungsgebiets am Stadtrand oder im Berliner Umland in Betracht, die im Rahmen einer sogenannten Umlandstrategie erschlossen werden könnten. Anhand von Abschätzungen zu theoretisch erschließbaren Freiflächen im Berliner Randgebiet oder im nahen Umland könnten auf dieser Basis 10 % des Fernwärmebedarfs gedeckt werden. Für die Umsetzung einer solchen Umlandstrategie wären der Bau mehrerer Fernwärmetransportleitungen sowie die zusätzliche Errichtung von saisonalen Wärmespeichern (insbesondere Erdbeckenspeichern) im Umfeld der Solarthermieanlagen erforderlich. Letzteres ist notwendig, um die überwiegend im Sommer anfallende Wärme im Winter nutzen zu können, da im Sommer bereits andere grundlastfähige Wärmequellen zur Verfügung stehen. Bau und Betrieb langer Trassen und der benötigten Speicherkapazitäten führen zu einer deutlichen Erhöhung der Wärmegestehungskosten von Solarthermieanlagen. Damit sind diese nur dann eine Option, wenn keine günstigeren Technologieoptionen für den Winter zur Verfügung stehen. Entsprechend den zuvor genannten Hemmnissen weist Freiflächen-Solarthermie ein geringes bis mittleres Potenzial auf.

Oberflächengewässer

Oberflächengewässer und insbesondere Flüsse und Kanäle können mittels Großwärmepumpen als Wärmequelle genutzt werden. Die Flüsse und Kanäle in Berlin weisen allerdings jahreszeitlich bzw. witterungsbedingt stark schwankende und über lange Zeiträume des Jahres sehr niedrige Durchflussraten auf, wodurch sich unter der Berücksichtigung zulässiger und technisch möglicher Auskühlungsraten vergleichsweise geringe realisierbare Entzugsleistungen ergeben. Im Winter und Frühjahr schränken die geringen Wassertemperaturen und die erforderliche Eisfreiheit den Betrieb stark ein oder schließen ihn phasenweise sogar vollständig aus. Dies beschränkt die Betriebsphase vorwiegend auf die Sommer- und Herbstperiode, weshalb aus systemischer Sicht ein Einsatz mit Langzeitwärmespeichern gekoppelt sein sollte, um Kannibalisierungseffekte mit anderen Grundlasterzeugern erneuerbarer Wärme abzufedern. Im Zuge des

[5] Annahme: Flachkollektoren mit einem spezifischen solaren Ertrag von 400 kWh/(m² a) und einem Verhältnis von Kollektor- zu Freifläche von 1:2.

Klimawandels und der Beendigung des Braunkohletagebaus im stromaufwärtigen brandenburgischen Abschnitt der Spree wird ein deutlicher Rückgang der jährlichen Durchflussmengen der Berliner Fließgewässer prognostiziert. Ein nachhaltiger Betrieb von Flusswärmepumpen ist somit langfristig gefährdet, sodass eine Ausweitung der Leistungen von Flusswärmepumpen mit erheblichen Risiken verknüpft ist. Dennoch ist die Nutzung in begrenztem Umfang möglich und sinnvoll und kann einen, wenn auch geringen, Beitrag zur Transformation darstellen.

Luft

Die energetische Effizienz von Außenluftwärmepumpen liegt zwar oberhalb derer von Elektrokesseln, aber in der Regel deutlich unterhalb der Effizienz von Wärmepumpen mit anderen Wärmequellen (Abwärme, Erdwärme etc.). Darüber hinaus sind für einen signifikanten Beitrag zur Wärmebereitstellung des Verbundnetzes Leistungsgrößen erforderlich, die eine deutliche Verstärkung der bekannten Probleme dieser Technologie mit sich bringen: die Gefahr von Vereisung im Winter und Schallemissionen. Nach derzeitigem Stand scheint der Einsatz eher im Bereich von kleineren Nahwärmenetzen oder dezentralen Einzellösungen sinnvoll. Die Entwicklungen und Einsatzmöglichkeiten werden jedoch im Rahmen der Technologie- und Potenzialanalyse weiterhin verfolgt. Einen Sonderfall der Luftwärmepumpen bildet die Nutzung von Luft aus U-Bahn-Schächten, die sich durch die Abwärme des Betriebs aufwärmt. Die Erschließung von U-Bahn-Abwärme wurde in Kooperation mit der BVG an exemplarischen Bahnhöfen mit geringem Abstand zum Fernwärmenetz in Machbarkeitsstudien überprüft. Der beengte Raum für Anlagen und der sehr hohe Aufwand für den Anschluss an die Fernwärme in Relation zu geringen erschließbaren Leistungen macht eine wirtschaftliche Erschließung jedoch nicht möglich. Folglich wird das Potenzial zur Nutzung von Luftwärmepumpen für das Verbundnetz aktuell als sehr gering eingestuft und vorerst für die Dekarbonisierung nicht berücksichtigt.

Abwasser

Das lokale Potenzial der Nutzung von Wärme aus Abwasser kann mithilfe des Abwasserwärmeatlas der Berliner Wasserbetriebe abgeschätzt werden. Dies ermöglicht die Identifizierung potenziell interessanter Standorte für die Einspeisung in die Wärmenetze der BEW. Erste Erfahrungen aus der Planungsphase eines Pilotprojekts im Verbundnetz haben ergeben, dass Aufwand und Kosten zur Einbringung eines Wärmetauschers auf der Länge von mehreren Hundert Metern an intakten Abwasserleitungen die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte erschweren. Der zukünftige Fokus liegt entsprechend auf der Koordination der Erschließung von Abwasserwärme und ohnehin geplanter Sanierungsarbeiten der Berliner Wasserbetriebe an Abwasserleitungen, die ein Wärmeentzugspotenzial im Megawattbereich aufweisen. Vor dem Hintergrund des hohen Interesses verschiedener Akteure an den von den Berliner Wasserbetrieben ausgewiesenen Abwasserwärmepotenzialen mindert dies das durch die BEW erschließbare Potenzial, sodass im optimistischsten Falle Projekte in einem Umfang von 50 MW_{th} Heizleistung umgesetzt werden könnten. Voraussetzung ist jedoch die Etablierung eines effizienten und langfristig angelegten Prozesses, um die unterschiedlichen Planungsabläufe und -zeiträume der jeweiligen Projekte der Berliner Wasserbetriebe und der BEW aufeinander abzustimmen, sowie die langfristige Gewährleistung nutzbarer Wärmemengen zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit der Investitionen. Aufgrund des komplexen Verfahrens und ungelöster Herausforderungen wird das realisierbare Potenzial als vergleichsweise gering eingeschätzt.

Klärwasser

Das Klärwerk in Ruhleben ist das einzige Klärwerk, das innerhalb des Berliner Stadtgebiets liegt. Ein bereits laufendes Projekt hat das Ziel, einen signifikanten Anteil der im Klärwasser enthaltenen Abwärme nutzbar zu machen. Dazu wird eine Wärmepumpe mit einer Leistung von 70 MW_{th} am Klärwasserauslauf installiert. Die weiteren Klärwerke im Umland Berlins weisen allesamt große Abstände, d. h. mehr als drei Kilometer, zum Fernwärmegebiet auf, sodass eine Erschließung nur in Kombination mit weiteren Maßnahmen entsprechend einer Umlandstrategie wirtschaftlich realisierbar erscheint. Für den vorliegenden Plan wird vor allem eine Ausweitung der bestehenden Nutzung in Ruhleben als realisierbares Potenzial angesetzt, sodass sich ein geringes bis mittleres Potenzial ergibt.

Zwischenfazit

Die umfangreichen Potenzialstudien für die lokal erschließbaren Wärmequellen haben ergeben, dass bei der Tiefengeothermie sowie bei der Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren die höchsten Potenziale liegen. Mittlere Potenziale ergeben sich bei der weiteren Nutzung von Abwärme aus Klärwassern sowie der Solarthermie in Verbindung mit Saisonalspeichern; hierfür ist allerdings die Errichtung längerer Wärmetransportleitungen zur Anbindung an geeignete Einspeisepunkte im Fernwärmenetz erforderlich.

Die identifizierten und wirtschaftlich umsetzbaren lokalen Potenziale innerhalb Berlins reichen allerdings nicht aus, um den langfristig prognostizierten Fernwärmebedarf entsprechend den in Kapitel 1.5 dargestellten Planungen bis 2045 und der Erreichung einer CO_2-freien Fernwärmeversorgung zu decken.

Tabelle 4: Zusammenfassende Darstellung der lokalen Potenziale

Technologie	Nutzungsart	Einschätzung	Potenzial
Tiefengeothermie	direkt	Berlinweite Analyse weist geringes wirtschaftliches Potenzial für direkte Nutzung tiefer Schichten aus.	gering
Geothermische Wärmepumpen	Wärmepumpe	Potenziale in 500 bis 2.000 m Tiefe für Nutzung mittels Wärmepumpen. Sowohl dezentrale als auch zentrale Konzepte bis zu insgesamt etwa 250 $MW_{th;}$ vorstellbar. Konkretisierung des Potenzials im Zuge der laufenden geologischen Explorationen der BEW und des Landes Berlin.	mittel bis hoch

Technologie	Nutzungsart	Einschätzung	Potenzial
Thermische Abfallverwertung	Verbrennung	Potenzial am Standort Ruhleben ausgeschöpft, Zusatzpotenzial durch Rauchgaskondensation mit Wärmepumpe. Zusätzliche Nutzung der lokalen, aus Restabfällen aufbereiteten Stoffströme als unvermeidbare Abwärme im Sinne von § 3 Abs. 4 Nr. 1 a Wärmeplanungsgesetz denkbar.	gering bis mittel
Rechenzentren	Wärmepumpe	Abwärmenutzungsgebot von Rechenzentren ist grundsätzlich ein Potenzialtreiber; Standorte sollten gleichermaßen nah an Hochspannungs- und Fernwärmenetzen liegen. Starke Abhängigkeit von Betreibern der Rechenzentren.	mittel bis hoch
(Industrielle) Hochtemperaturabwärme	direkt	Sehr geringe Potenziale*; Industriebetriebe nutzen Abwärmepotenziale vorrangig selbst zur Dekarbonisierung.	sehr gering
Sonstige Niedertemperaturabwärme	Wärmepumpe	Neben Rechenzentren sind Quellen für Abwärme meist kleinteilig, sodass eine Erschließung nur unter bestimmten Voraussetzungen (geringer Abstand, hohe Laufzeiten) wirtschaftlich ist.	sehr gering
Solarthermie	direkt	Ausreichende Flächenpotenziale nur am Stadtrand und im Umland; Bau langer Transportleitungen erforderlich. Theoretisches Potenzial übersteigt den Sommerleistungsbedarf um ein Vielfaches, daher Saisonalspeicher erforderlich.	gering bis mittel
Oberflächengewässer	Wärmepumpe	Zwei Projekte in Umsetzung und Potenzialuntersuchungen für weitere Standorte. Vereisungsrisiko in Kälteperioden und rückgehende Durchflüsse mit der Folge ungesicherter Verfügbarkeit.	gering
Luft	Wärmepumpe	Geringe Leistungsgrößen, Standorte müssen Anforderungen an Schallemissionen erfüllen, lokale Eisbildungen, z. B. an Straßen, müssen vermieden werden. Geringer Wirkungsgrad (in der Heizperiode) im Vergleich zu anderen Wärmepumpentechnologien.	sehr gering
Abwasser	Wärmepumpe	Identifikation von circa 30 Standorten, kleine Anlagengrößen mit wenigen Megawatt Leistung.	gering

Technologie	Nutzungsart	Einschätzung	Potenzial
Klärwasser	Wärmepumpe	Anlage im Klärwerk Ruhleben im Bau. Kapazitätserhöhung möglich, aber mit geringeren Vollbenutzungsstunden. Nutzung von Anlagen im Umland erfordern längere Transportleitungen zur Anbindung.	gering bis mittel

* Dunkelberg, E.; Acker, Y.; Baerens, T.; Blömer, S.; Weiß, J. (2023): *Bestimmung des Potenzials von Abwärme in Berlin*. Beauftragt durch das Land Berlin, vertreten durch die Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klima- und Umweltschutz; Berlin.

1.8 Wärmepotenziale auf Basis von Energieimporten

Ausgehend von der Erkenntnis, dass die lokal im Land Berlin verfügbaren Wärmequellen auch unter günstigsten Bedingungen nicht ausreichen, um genügend Wärme für die Fernwärmeversorgung im anvisierten Ausmaß bereitzustellen, werden im Folgenden die Möglichkeiten vorgestellt, die notwendigen Energiemengen in Form von (grünem) Strom, (grünem) Wasserstoff oder Biomasse (fest, flüssig, gasförmig) nach Berlin zu importieren. Analog zur Übersicht der lokalen Wärmepotenziale zeigt Tabelle 5 eine kompakte Übersicht der Wärmepotenziale auf Basis von Energieimporten nach Berlin.

Strombasierte Optionen

Die direkte Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung wandelt elektrische Energie in Wärme um, typischerweise durch elektrische Widerstände in Heizstäben oder Elektrodenkesseln. Die entsprechenden Erzeugungsanlagen werden als Power-to-Heat-Anlagen bezeichnet. Die Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen liefert nur dann einen ökologischen Mehrwert, wenn Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Besonders geeignet ist der Betrieb in Zeiten mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien, da dadurch das Abregeln von Wind- und Solaranlagen vermieden werden kann (Nutzen statt Abregeln). Auf diese Weise wird vorhandener erneuerbarer Strom besser genutzt und die Effizienz des Gesamtenergiesystems erhöht. Darüber hinaus können Power-to-Heat-Anlagen netzdienlich wirken, indem sie gezielt dann Strom nutzen, wenn Netzbelastungen reduziert oder Überkapazitäten abgebaut werden müssen. So trägt diese Technologie nicht nur zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung bei, sondern auch zur Stabilisierung des Stromsystems. Power-to-Heat-Anlagen benötigen eine etwas über der thermischen Leistung liegende Stromnetzanschlusskapazität. Aufgrund des hohen Leistungsbedarfes erfolgt der Anschluss in der Regel an das Hochspannungsnetz.

Auf der Übertragungsnetzebene ist durch den Netzbetreiber 50Hertz geplant, bis 2045 das Netz für eine Netzanschlusskapazität von rund 7 GW_{el} auszubauen. Gemäß den aktuellen Planungen des zuständigen Verteilnetzbetreibers Stromnetz Berlin (SNB) ist eine Verdoppelung der Netzanschlusskapazität bis Mitte der 2030er-Jahre geplant; dies entspricht circa 4 GW_{el}. Geplant sind unter anderem der Neubau und die

Erweiterung von diversen Umspannwerken, die Errichtung zusätzlicher Netzknoten sowie die Verlegung von mehreren Tausend Kilometern Kabel[6].

Im sogenannten Repartierungsverfahren[7] werden zukünftig die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten der SNB nach Netzgebieten jeweils jährlich und zu gleichen Teilen diskriminierungsfrei auf alle Anfragenden verteilt. Zur Dekarbonisierung der Fernwärme benötigte Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen sind davon betroffen und stehen im Wettbewerb um Netzanschlüsse mit allen anderen Anschlussnehmern. Auch mit Großverbrauchern wie den Rechenzentren steht die BEW bei der Allokation knapper Netzanschlusskapazitäten in direkter Konkurrenz. Für die Zuteilungsperiode 2025 standen in einzelnen Netzgebieten insgesamt 365 MW zur Verfügung.

[6] Siehe Stromnetz Berlin: Zuteilungsverfahren für Kapazitäten größer 3,5 MVA, abgerufen am 03.09.2025.

[7] Siehe Stromnetz Berlin: https://www.stromnetz.berlin/anschliessen/anschluss-mittel-hochspannung/repartierung/, abgerufen am 21.08.2025.

Für den Einsatz von Power-to-Heat Anlagen sind der zeitgerechte Stromnetzausbau und die verbindliche Reservierung von entsprechenden Netzanschlusskapazitäten die kritischen Bedingungen. Gegebenenfalls könnten Investitionsentscheidungen aufgrund fehlender Planungssicherheit bezüglich der vorhandenen Netzanschlusskapazität nicht getroffen werden.

Weitere regulatorische Bedingungen für die Nutzung dieser Technologieoption sind in Kapitel 5 aufgeführt.

Wasserstoffbasierte Optionen

Hierunter fallen KWK-Anlagen oder Heißwassererzeuger (HWE) auf Basis von grünem Wasserstoff. Da Wasserstoff grundsätzlich speicherbar ist, haben diese Erzeugungsoptionen den wesentlichen Vorteil, dass sie vom wetterbedingten Angebot entkoppelt werden können und somit steuerbar sind. Dadurch können sie auch in Zeiten mit wenig erneuerbaren Energiequellen im Wärme- und Stromnetz einen wesentlichen Beitrag für die Versorgungssicherheit leisten. Allerdings sind die Produktion und die Speicherung von strombasiertem (grünem) Wasserstoff mit erheblichen Umwandlungsverlusten verbunden.

Wesentliche Voraussetzungen für den Einsatz von Wasserstoff zur Fernwärmeerzeugung sind die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff sowie eine Wasserstofftransportinfrastruktur zu den relevanten Standorten. Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff in der Zukunft ist allerdings mit großer Unsicherheit verbunden. Für einen Übergangszeitraum könnte auch sogenannter blauer (auf Basis von Erdgas erzeugter) Wasserstoff eine Option sein, um den Technologiewandel voranzubringen. Gemäß aktuellem Szenariorahmen der Bundesnetzagentur zur künftigen Gas- und Wasserstoff-Infrastruktur wird in den Szenarien für das Jahr 2038 für die verfügbare Ausspeiseleistung für Kraftwerke mit einer Bandbreite von 5 GW_{el} bis 41 GW_{el} gerechnet. Für industrielle Anwendungen liegt die Bandbreite bei 7 bis 35 GWh/h.[8] Ebenso unsicher wie die tatsächlich verfügbaren Wasserstoffmengen sind die Prognosen für die Entwicklung der Preise für grünen Wasserstoff. In Studien wird allerdings davon ausgegangen, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen Wasserstoff teurer sein wird als Erdgas inklusive der Kosten für die CO_2-Zertifikate.

Für die Umsetzung ist zudem die Transformation der bestehenden Gastransport- und -verteilnetze bis spätestens 2045 erforderlich. Diese Transformation beinhaltet sowohl die bedarfsgerechte Umstellung von Teilen der bestehenden Erdgasnetze auf Wasserstoff als auch den Neubau von Wasserstoffleitungen. Das deutsche Wasserstoffkernnetz beinhaltet Leitungsabschnitte des in Berlin zuständigen Verteilnetzbetreibers NBB. Die Planungen der NBB umfassen nach derzeitigem Stand folgende Phasen:[9]

- **Phase 1:** Aufbau eines Wasserstoff-Startnetzes durch Umrüstung zweier Erdgasleitungsabschnitte (insgesamt circa 50 km) im Osten und Westen der Stadt. Damit könnten zukünftig die großen Kraftwerksstandorte der BEW mit Wasserstoff beliefert werden. Im Osten sind dies die Standorte Marzahn, Klingenberg und Mitte sowie im Westen Lichterfelde und Wilmersdorf. Dieses Wasserstoff-Startnetz der NBB ist Teil der Planungen zum Wasserstoff-Kernnetz auf nationaler Ebene, das Ende 2024 von der Bundesnetzagentur genehmigt wurde und bis spätestens 2037 errichtet werden soll. Die derzeitige Planung der Fernleitungsnetzbetreiber sieht dabei vor, Berlin bis spätestens zum Jahr 2037 über drei

[8] Siehe genehmigter Szenariorahmen Gas/Wasserstoff vom 30.04.2025, abgerufen am 03.09.2025.

[9] Siehe NBB Berlin: Das Wasserstoff-Startnetz für Berlin: ein Phasenmodell. NBB Netzgesellschaft, abgerufen am 19.09.2025.

Anschlussleitungen im Nordosten, Süden und Nordwesten der Stadt an das bundesweite Wasserstoff-Kernnetz anzuschließen.
- **Phase 2:** Erweiterung des Netzes und Anschluss weiterer Großverbraucher, etwa Industrie- und Quartierslösungen.
- **Phase 3:** Feinverzweigung in das Verteilnetz, um eine flächendeckende Wasserstoffversorgung für Gewerbe und Teile der Wärmeversorgung zu ermöglichen. Diese Phase 3 ist laut NBB aktuell noch mit Unsicherheit aufgrund des regulatorischen Umfelds sowie Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit von wettbewerbsfähigem Wasserstoff verbunden.

Biomasse

Mit **holzartiger Biomasse** steht eine weitere Möglichkeit zur Verfügung, Berlin sicher zu versorgen, wenngleich die Biomasselogistik komplizierter ist als der leitungsgebundene Transport von elektrischem Strom oder gasförmigen Brennstoffen. Damit die Versorgungssicherheit auch in Zukunft jederzeit gewährleistet ist, sind lagerbare fossilfreie Energiequellen, die unabhängig von Wind und Wetter zur Verfügung stehen, ein wichtiger Bestandteil.

Jedoch weist holzartige Biomasse nur unter der Voraussetzung einer nachhaltigen Beschaffung eine positive Klimabilanz auf. Deshalb hat die BEW konkrete Kriterien festgelegt, die in der Vereinbarung über Kriterien zur Nachhaltigkeit der Beschaffung von holzartiger Biomasse mit dem Land Berlin – der sogenannten Nachhaltigkeitsvereinbarung[10] – festgehalten sind.

Kriterien der Nachhaltigkeit sind dabei unter anderem der Schutz der Wälder und der Ausbau der Biodiversität. So verwendet die BEW nur Waldrestholz, das bei der Holzernte übrig bleibt, und setzt kein Holz aus Biotopen, nährstoffarmen Wäldern, geschützten Habitaten oder aus Wäldern ohne hinreichenden Totholzanteil ein. Auch die sogenannten Vorketten der Gewinnung, Verarbeitung und des Transports werden bei der Bewertung der Nachhaltigkeit berücksichtigt.

Bei entsprechender Auslegung der Erzeugungsanlagen kann auch **Altholz** der Klassen A1 bis A3 am Ende seiner Nutzungskaskade energetisch verwertet werden. Damit ist gemeint, dass das Holz zuvor im besten Fall mehrfach stofflich genutzt wurde, bevor es abschließend für die Energieerzeugung verwendet wird. Außerdem hat die BEW Zugriff auf Agrarholz von Kurzumtriebsplantagen, um Teile der zukünftig benötigten Menge an Biomasse abzudecken. Neben Altholz und Agrarholz sieht der derzeitige Planungsstand den Biomasseeinsatz von Landschaftspflegematerialien vor.

Die Nutzung von **Biomethan** ist eine erneuerbare Möglichkeit, Erdgas zu ersetzen. Unter Biomethan wird hierbei auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas verstanden, das aus der Vergärung von Biomasse gewonnen wird. Die Erzeuger des Biomethans speisen dies am Erzeugungsstandort in das Gasnetz ein. Der Käufer entnimmt dies bilanziell aus dem normalen Erdgasnetz und kann sich die entsprechenden vermiedenen Emissionen anrechnen. Das verfügbare Volumen an Biomethan in Deutschland ist aufgrund der begrenzten Erzeugungskapazitäten und der strengen Nachhaltigkeitskriterien für dessen Erzeugung sehr klein, während die Preise sehr hoch sind. Der Einsatz von Biomethan im großen Maßstab als Substitut für Erdgas in den Erzeugungsanlagen der BEW ist deshalb nicht realistisch.

[10] Vereinbarung über Kriterien zur Nachhaltigkeit der Beschaffung von holzartiger Biomasse zwischen dem Land Berlin und der Vattenfall Wärme Berlin AG (2021), Nachhaltigkeitsvereinbarung für Biomasse (2021), abgerufen am 19.09.2025.

Unter **Bioöl** wird ein flüssiger Brennstoff verstanden, der auf Basis von Biomasse erzeugt wurde. Gegenüber fester Biomasse hat er den Vorteil einer wesentlich höheren Energiedichte, damit einhergehend einen geringeren Flächenbedarf für die Lagerung und ein leichteres Handling, da weitestgehend herkömmliche Verbrennungstechnologien eingesetzt werden können. Aufgrund des Energiebedarfes für dessen Erzeugung ist die Gesamteffizienz des Wärmeerzeugungsprozesses allerdings wesentlich geringer als bei der Direktnutzung von Biomasse. Die aufwendige Erzeugung macht Bioöl außerdem wesentlich teurer als feste Biomasse. Aufgrund der hohen Energiedichte und der Lagerfähigkeit bietet er sich jedoch als erneuerbarer Reservebrennstoff für Besicherungskapazitäten an, die normalerweise nicht eingesetzt werden sollen.

Im Rahmen des Dekarbonisierungsfahrplans gilt die planerische Vorgabe, den Biomasseanteil, inklusive Biomethan und Bioöle, auf den durch das Wärmeplanungsgesetz und die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze vorgegebenen Anteil von maximal 15 % der Wärmeerzeugungsmenge zu begrenzen. Für HWEs, die feste Biomasse einsetzen, gilt darüber hinaus die Einschränkung, dass für eine Förderfähigkeit diese Anlagen maximal 2.500 Betriebsstunden pro Jahr haben dürfen.

Tabelle 5: Zusammenfassende Darstellung der Potenziale für Energieimporte

Technologie	Nutzungsart	Einschätzung	Potenzial
Strom für Power-to-Heat (Elektrokessel)	direkt	Hohes theoretisches Potenzial vorrangig an bestehenden Standorten mit bis zu 1.500 MW_{th}. Erfordert Ausbau der Stromnetze im Verteilnetz (SNB) und Übertragungsnetz (50Hertz). Stark abhängig von regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere Netznutzungsentgelten. Potenziale nutzbar für Verbund- und Inselnetze. Hoher Stromimportbedarf.	mittel bis hoch
Wasserstoff für KWK und HWE	Verbrennung	Umnutzung bestehender gasbefeuerter KWK- und HWE-Standorte. Investitionen für die technische Umstellung nötig. Starke Abhängigkeit von der Verfügbarkeit und der Preisstellung von grünem Wasserstoff. Technische Verfügbarkeit durch Anschluss an Wasserstoff-Kernnetz frühestens ab 2037 möglich.	mittel bis hoch
Synthetische Brennstoffe für KWK und HWE	Verbrennung	Umnutzung bestehender gasbefeuerter KWK- und HWE-Standorte, ggf. keine technischen Anpassungen an den Anlagen nötig. Verfügbarkeit und Preisstellung von grünen synthetischen Gasen ist sehr unsicher.	gering bis mittel
Biomasse für KWK und HWE	Verbrennung	Potenzial regulatorisch begrenzt auf 15 % der Gesamtwärmeerzeugung entsprechend den Vorgaben des WPG. Verbrennung unterschiedlichster Biomasse möglich (Altholz, Holzhackschnitzel, Waldresthölzer etc.).	mittel bis hoch

Technologie	Nutzungsart	Einschätzung	Potenzial
Biomethan für KWK und HWE	Verbrennung	Nutzung an bestehenden gasbefeuerten KWK- und HWE-Standorten bilanziell über das existierende Gasnetz möglich. Auf die langfristig maximale Biomassequote von 15 % anzurechnen. Keine technischen Anpassungen an den Anlagen nötig. Geringe Verfügbarkeit und hohe Preise verhindern den großmaßstäbigen Einsatz.	gering
Bioöl für HWE	Verbrennung	Theoretisch als Spitzenlastanlage vorstellbar, ebenfalls auf die langfristig maximale Biomassequote von 15 % anzurechnen. Starke Abhängigkeit der Verfügbarkeit von externen Quellen. Hohe Preise.	gering

1.9 Ergänzende Technologiebausteine und Effizienzmaßnahmen

Neben den in Kapitel 1.7 vorgestellten lokalen Wärmepotenzialen und den in Kapitel 1.8 genannten Wärmepotenzialen auf Basis von Energieimporten können ergänzende Technologiebausteine sowie Effizienzmaßnahmen ebenfalls dem langfristigen Ziel einer dekarbonisierten Fernwärmeversorgung förderlich sein. Im folgenden Kapitel wird dies erläutert und bewertet.

Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz des Fernwärmesystems

Auch in der Art, wie die Wärme vom Erzeugungsstandort zum Kunden gelangt, liegt Potenzial zur Effizienzsteigerung und damit zur Dekarbonisierung.

Eine Option ist die **Reduzierung der Netzverluste** durch Senkung der Netzvorlauftemperatur. Dies erleichtert die Integration von erneuerbaren Wärmequellen sowie unvermeidlicher Abwärme, erhöht die Effizienz der eingesetzten Wärmepumpen und kann langfristig den Bedarf an zusätzlichen Erzeugern zur Absicherung der Wärmepumpenanlagen aufgrund hoher Vorlauftemperaturanforderungen vermeiden. Die konkrete Durchführung der Temperaturabsenkung muss den hydraulischen Restriktionen Rechnung tragen und erfordert einen langjährigen Prozess in Einzelschritten mit sukzessiver Erfolgsdiskussion der Maßnahmen und eventuellen Korrekturen mit wachsendem Erkenntnisgewinn (vgl. Projekt Zweileiterumstellung, Kapitel 2).

Mittel- bis langfristig ist angedacht, hierfür separate **lokale Niedertemperaturnetzbereiche** (NT-Netzbereiche) zu schaffen, in denen das Maximum der Vorlauftemperatur nach Möglichkeit auf 95 °C beschränkt ist. In Kombination mit der Einbindung von lokalen Erzeugern und Speichern erneuerbarer Wärme bilden diese Bereiche sogenannte NT-Cluster. Für eine Temperaturabsenkung müssen jedoch auch die Hausübergabestationen geeignet und ausgelegt sein. Eine NT-Auslegung der Hausübergabestationen soll bei Neubauten direkt bei der Errichtung realisiert werden. Bei Bestandsgebäuden muss zuerst untersucht werden, inwieweit eine Temperaturabsenkung möglich ist. Eine Absenkung der Betriebstemperaturen auf

ein Niveau der sogenannten kalten Nahwärme ist aus technischen Gründen in den Verbund- und Inselnetzen nicht möglich und für den versorgten Gebäudebestand aus Effizienzgründen auch nicht erstrebenswert. Im Bereich der BEW-Quartierslösungen ist der Einsatz kalter Nahwärme hingegen ein Lösungsbaustein, der abhängig vom Quartiersbestand und von den Erzeugungsoptionen zum Einsatz kommen kann.

Für die Effizienzsteigerung ist zudem der **Austausch von Rohrleitungen und Dämmungen** möglich und in einzelnen Netzabschnitten bereits in Planung. Für diese Abschnitte wurde ein relevantes Potenzial zur Reduktion der Wärmeverluste durch den Einsatz verbesserter Dämmung identifiziert, da die bestehende Wärmedämmung aufgrund von Rohrleckagen und Wassereinbrüchen in ihrer Funktion gemindert ist.

Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität des Fernwärmesystems

Einen weiteren Schwerpunkt bilden Maßnahmen zur Flexibilisierung des Fernwärmesystems. Durch **neue Verbindungsleitungen** zwischen Teilnetzen und Netzabschnitten können hydraulische Netzengpässe beseitigt oder zumindest abgemildert werden. Hierdurch wird es möglich, die erzeugte Wärme flexibler im Netz zu verteilen und damit die vorhandenen klimaneutralen Erzeugungsoptionen besser auszulasten.

Zur zeitlichen Flexibilisierung von Wärmenetz und Wärmeerzeugung sind **Wärmespeicher für Kurz- und Langzeitspeicherung** geplant.

Kurzzeitspeicher dienen dabei insbesondere der Entkopplung von Erzeugung und Bedarf im Tagesverlauf. So kann überschüssiger PV- und Windstrom mittels Power-to-Heat-Anlagen in Wärme umgewandelt und im Wärmespeicher zwischengespeichert werden. Auch KWK-Anlagen profitieren von einer Entkopplung von Stromerzeugung und Wärmebedarf, da es so möglich ist, Phasen hoher Strompreise zu nutzen, auch wenn der Wärmebedarf niedrig ist oder bereits durch andere Grundlastanlagen gedeckt wird. Die Ausspeicherung aus den Kurzzeitwärmespeichern ermöglicht nicht nur die Verlagerung von Wärme, sondern kann auch dazu beitragen, Lastspitzen zu decken oder zumindest zu reduzieren, um den Einsatz von HWEs zu verringern. Das Potenzial für weitere Speicher und mögliche Standorte richtet sich dabei primär nach der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, wobei die Flächenverfügbarkeit ebenso berücksichtigt werden muss.

Langzeitwärmespeicher sollen vorrangig überschüssige oder sehr günstige Wärme aus den Sommermonaten in die Übergangsmonate und die Heizperiode überführen. Hierfür bieten sich insbesondere Aquifer- und Erdbeckenspeicher an, wobei die angestrebten Kapazitäten und die benötigten hohen Betriebstemperaturen einen hohen Innovationsgrad bedeuten würden. Laut Studienlage und Projekten Dritter[11,12] ist die Geologie in weiten Teilen Berlins gut bis sehr gut für **Aquiferspeicher** in Sandsteinschichten in Tiefen von circa 500 bis 1.000 m geeignet. Insbesondere im Nordosten Berlins wird ein sehr hohes Potenzial erwartet, das in der Tiefenbohrung in Wartenberg angetroffen und am Aquiferspeicher am Reichstag bereits für Hochtemperatur-Wärmespeicherung genutzt wurde. Aufgrund ihrer Charakteristik sind Aquiferspeicher vor allem für eine gleichmäßige Be- und Entladung und somit für einen rein saisonalen Betrieb geeignet, d. h. etwa für einen Speicherzyklus pro Jahr. Das technisch-wirtschaftliche Potenzial wurde im Rahmen

[11] *Thiem, S., et al. (2023): Potenzialstudie* Mitteltiefe Geothermie Berlin – Aufbau eines 3D-Untergrundmodells und Parametrisierung potenzieller Nutzhorizonte. *Studie im Auftrag des Landes Berlin, Berlin, aufgerufen am 09.10.2025.*

[12] Fleuchaus, P., et al.(2021): *Aquiferspeicher in Deutschland.* Grundwasser 26, 123–134, https://doi.org/10.1007/s00767-021-00478-y.

einer internen Studie untersucht und wird im Zuge der laufenden Exploration der Geothermie weiter verfeinert. Vorteilhaft sind die sehr großen Leistungen und Wärmemengen von bis zu 50 MW_{th} bzw. 200 GWh, die je nach geologischen Bedingungen an einem Standort speicherbar wären und somit einen signifikanten Beitrag in der Mittellast leisten könnten. Herausfordernd ist vor allem die korrekte Handhabung der Sole bei der Speicherung von Wärme auf einem Temperaturniveau von 70 bis 95 °C, um einen langen und möglichst wartungsarmen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Für die Erreichung der benötigten Vorlauftemperatur wird in der Regel noch eine Nachheizquelle benötigt.

Erdbeckenspeicher bieten den Vorteil, sowohl zur saisonalen Speicherung als auch zur Kurzzeitspeicherung eingesetzt werden zu können, und sind damit aus systemischer Sicht sehr interessant. Aufgrund der einfachen Bauform weisen sie spezifisch geringere Kosten als Tankspeicher auf, erfordern für die Entladung von Wärme, die über Zeiträume von mehreren Monaten gespeichert wird, allerdings eine Wärmepumpe. Im Vergleich zu Aquiferspeichern weisen sie in der Regel eine höhere Speicherzyklenzahl auf (2 bis 10), sodass die höheren Kosten pro Speicherkapazität bezogen auf die gespeicherte Wärmemenge ausgeglichen werden können. Das größte Hemmnis ist der erhebliche Flächenbedarf, der insbesondere im eng besiedelten Raum die Standortsuche erschwert und zu hohen Kosten führen kann. Alternativ sind Erdbeckenspeicher im Umland denkbar, wobei die hohen Kosten für die Anbindung ans Verbundnetz nur in Kombination mit der Erschließung weiterer Erzeuger und Kunden wirtschaftlich darstellbar sind.

Eine weitere Möglichkeit zur Flexibilisierung besteht durch den Einsatz von **Demand-Side-Management**, bei dem durch direkte oder indirekte Maßnahmen die Wärmelast reduziert wird. Dies kann in der langfristigen Perspektive nach 2030 einen ergänzenden Baustein zu konventionellen Reservekapazitäten der N-1-Absicherung (vgl. Kapitel 1.3) darstellen. Neben der tiefgreifenden Option, in die Raumtemperatursteuerung des Kunden einzugreifen, die in Skandinavien erprobt wird, sind auch Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar, die nicht unmittelbar auf der Kundenseite des Fernwärmeanschlusses ansetzen. Beispielsweise können, analog zu vergünstigten Stromtarifen für Wärmepumpen, preisliche Anreize über vertragliche definierte Sperrzeiten gesetzt werden, die der Fernwärmekunde seinerseits durch Wärmespeicher vor Ort im Gebäude ausgleichen kann.

Digitalisierungsmaßnahmen

Eine zentrale Maßnahme im Zuge der Digitalisierung bildet der Roll-out von **Smart Metern** an den Übergabestationen der Kunden, mit denen durch die digitale Erfassung aktueller Wärmebedarfe eine noch passgenauere Steuerung der Netze, Kraftwerksanlagen und dezentralen Erzeuger erfolgen kann. Aktuell sind etwa 23.000 Smart Meter (> 90 %) installiert. Neben der Fernauslesung der Verbrauchsdaten werden anhand von Betriebsparametern, Vor- und Rücklauftemperatur sowie Volumenstrom auch Fehlfunktionen und Optimierungspotenziale identifiziert. Darauf basierend findet bereits eine zielgerichtete Ertüchtigung der Kundenstationen abhängig von der spezifischen Fehlfunktion statt.

Weiterhin bilden diese Daten die Grundlage für die aktuell laufende Entwicklung eines **digitalen Zwillings** des Fernwärmesystems. Dieser soll mittelfristig als realdatengestütztes Modell zur Erfassung des Systemzustands, der Optimierung des Betriebs und für Planungszwecke verwendet werden.

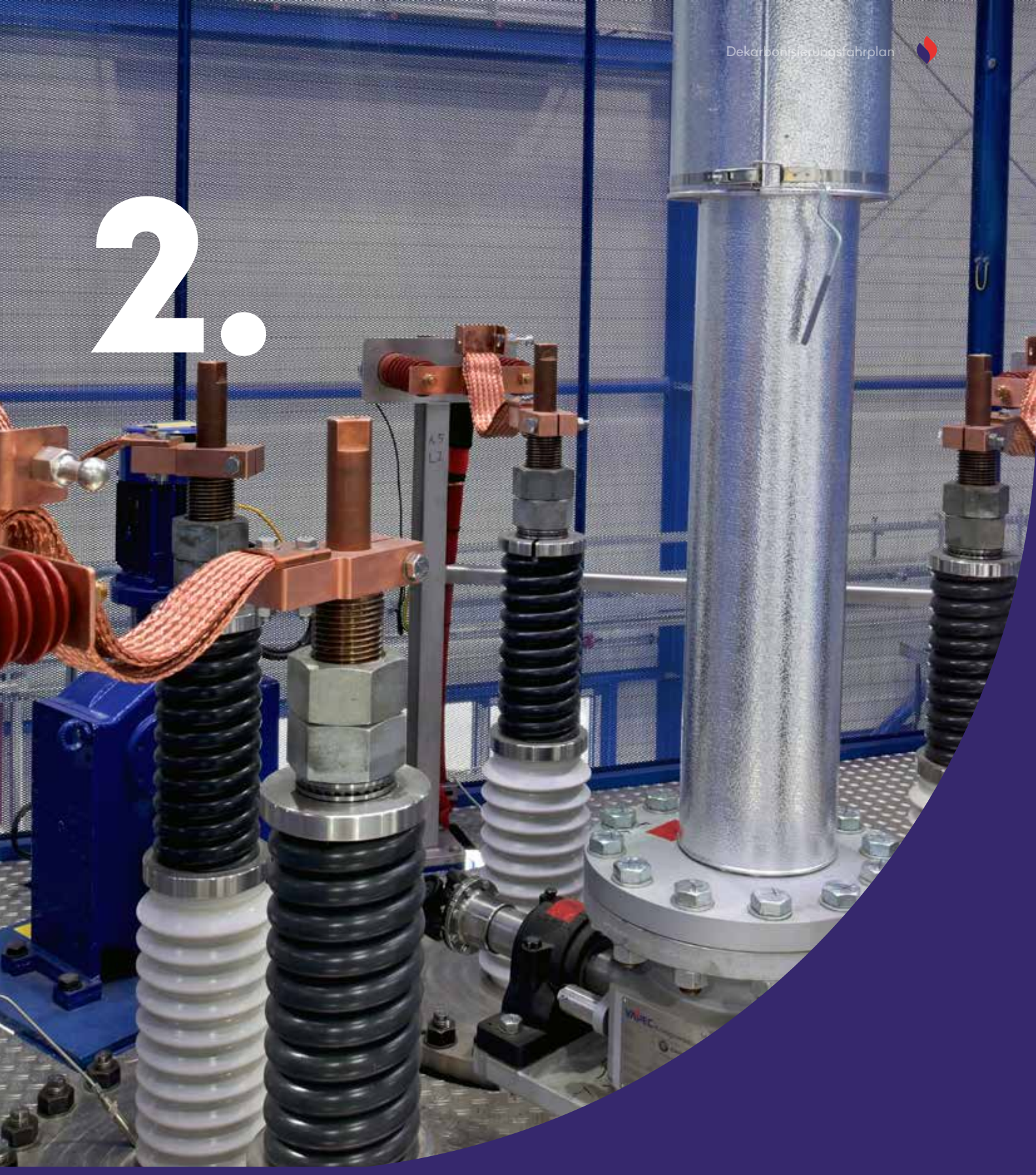
Digitalisierungsmaßnahmen ziehen sich durch alle Bereiche der BEW und umfassen Themen wie die **drohnengestützte Fotogrammetrie und Thermografie**, bei der Leitungsneubauten automatisiert erfasst und dokumentiert werden sowie Wärmeverluste in Bestandsleitungen frühzeitig erkannt werden können.

Kohlendioxidabscheidung

Die Abscheidung und anschließende Speicherung (CCS – Carbon Capture and Storage) oder Nutzung (CCU – Carbon Capture and Utilization) von Kohlendioxid kann die CO_2-Emissionen senken, fördert jedoch nicht den Anteil an Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme. Im Vergleich zu den meisten Alternativen weist die Abscheidung von CO_2 nach aktuellem Stand der Technologie höhere CO_2-Grenzvermeidungskosten auf, da die spezifischen Investitionskosten hoch sind, den Aufbau einer entsprechenden CO_2-Infrastruktur erfordern und zu signifikanten Wirkungsgradverlusten führen.

Bei Erzeugungsanlagen, die aufgrund ihrer Einsatzcharakteristik sehr hohe Vollbenutzungsstunden haben, fallen die Investitionsaufwendungen jedoch weniger stark ins Gewicht, da sie sich auf mehr Wärmemenge verteilen und die spezifischen Wärmegestehungskosten entsprechend geringer belastet werden. Prädestiniert hierfür sind Biomasse-KWK-Anlagen und Anlagen zur thermischen Abfallverwertung. Durch die Abscheidung von CO_2 in Biomasseanlagen können bilanzielle Negativemissionen erreicht werden, was es unter Umständen ermöglicht, nicht vermeidbare Restemissionen an anderer Stelle auszugleichen. Für Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung ist CCS bzw. CCU eine Möglichkeit, die nicht biogenen Anteile fossilen Kohlenstoffs in den zu verwertenden Abfallmengen abzuscheiden. Die Abscheidung des CO_2 aus dem Abgasstrom eines Verbrennungsprozesses ist umso aufwendiger, je geringer die CO_2-Konzentration im Abgas ist und je mehr CO_2 abgeschieden werden soll. Aufgrund der erheblichen Platzanforderungen ist die Kohlenstoffabscheidung im innerstädtischen Gebiet mit großen Herausforderungen verbunden. Sowohl bei Biomasse-KWK-Anlagen als auch bei Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung würde eine Abscheidung nur von Teilmengen ausreichen, um die gewünschten Ziele zu erreichen. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist das Vorhandensein einer CCS-Infrastruktur für die Möglichkeiten der Endlagerung oder aber ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell für CCU.

Die BEW behält die technische und regulatorische Entwicklung bei den Themen CCS und CCU sowie bei der Bilanzierung von Emissionen aus der Verbrennung nicht biogener Abfälle im Blick und prüft regelmäßig, ob eine Investition in Technologien zur Kohlenstoffabscheidung wirtschaftlich darstellbar, regulatorisch passend und ökologisch sinnvoll ist.



2.

Entwicklung bis 2030

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

2. Entwicklung bis 2030

Die Entwicklung des Erzeugungsportfolios der BEW bis zum Jahr 2030 ist durch den Kohleausstieg in der Fernwärmeversorgung sowie die Stilllegung älterer Gas-KWK-Anlagen geprägt. Um die wegfallenden Erzeugungskapazitäten zu kompensieren, werden mehrere neue Erzeugungsanlagen für die Bereitstellung von klimaneutraler Wärme in Betrieb genommen. Hierfür werden an allen großen Standorten Projekte mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von über 3,5 Milliarden Euro umgesetzt.

Dies ermöglicht es, bei der Fernwärmeerzeugung einen Anteil von 40 % aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme zu erreichen. Gleichzeitig werden die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 um etwa 80 % reduziert, was einer deutlichen Übererfüllung der Klimaschutzzielvorgaben entspricht (siehe Abbildung 12). Hierbei hat der Kohleausstieg die mit Abstand größte Hebelwirkung und wird von der BEW mit oberster Priorität vorangetrieben.

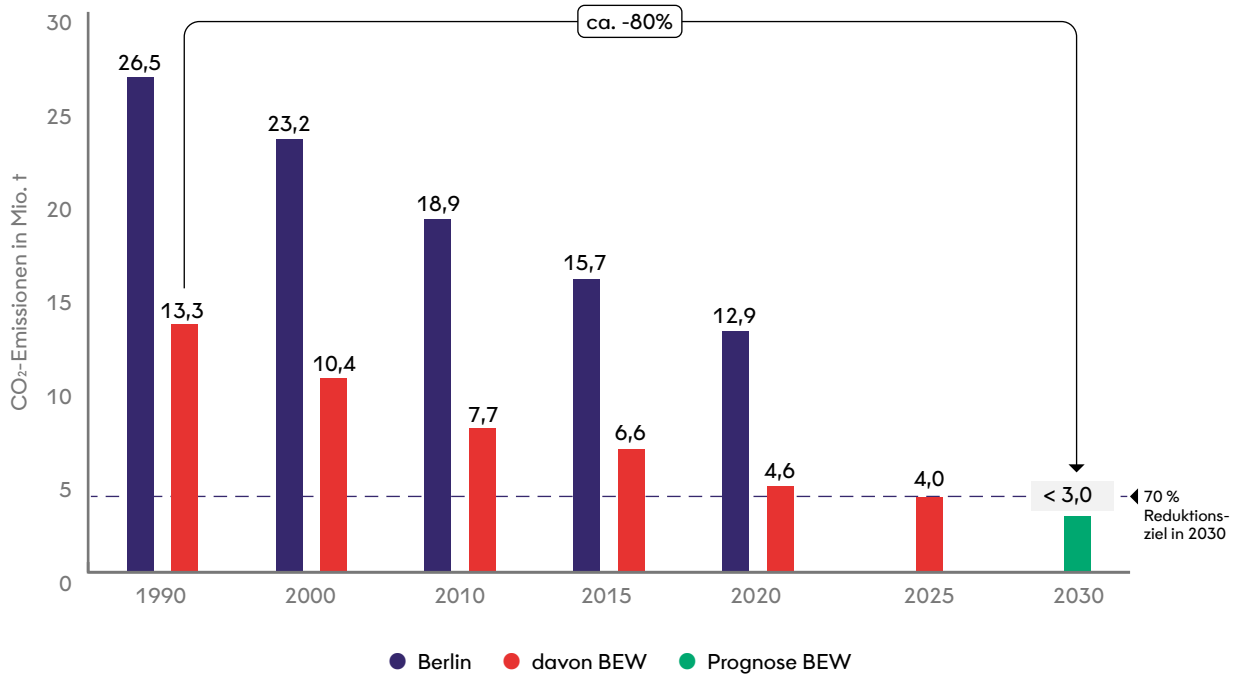


Abbildung 12: Entwicklung der CO_2-Emissionen

Begleitend zu den Maßnahmen an den großen Erzeugungsstandorten (siehe Abbildung 13) sind Projekte zur lokalen Einspeisung ins Fernwärmenetz durch die Nutzung von Quellen wie Abwasserwärme, Abwärme von Dritteinspeisern und Geothermie in der Planungs- oder Akquisephase. Hierbei sind die Koordination und die Vertragsgestaltung mit Dritten wesentliche Herausforderungen. Erfahrungsgemäß sind die Zeiträume von der ersten Projektidee bis zur Inbetriebnahme im Fernwärmebereich vergleichsweise lang, sodass bereits heute die Erzeugungskapazitäten, die bis zum Jahr 2035 und darüber hinaus benötigt werden, initiiert werden müssen. Diese Parallelität von Umsetzung und Planung in einem energiepolitisch unsicheren Umfeld

stellt die BEW in den nächsten Jahren vor große Herausforderungen, sowohl hinsichtlich der vorhandenen Projektentwicklungskapazitäten als auch mit Blick auf die notwendigen Investitionsmittel des Unternehmens.

Erzeugungsportfolio

Im Zuge des Kohleausstiegs bis 2030 wird sämtliche Erzeugung aus Kohle-KWK mit einer Leistung von insgesamt 856 MW_{th} stillgelegt. Der größte Teil hiervon entfällt auf die beiden Kohleblöcke am Standort Reuter West mit insgesamt 720 MW_{th}. Die Außerbetriebnahme des Blocks A in Moabit mit 136 MW_{th} komplettiert den Kohleausstieg. Außerdem endet mit der Außerbetriebnahme auch die Biomassenutzung am Standort Moabit.

Der Ersatz der wegfallenden Kapazitäten erfolgt dabei nicht 1:1 an den gleichen Standorten, sondern verteilt über viele Einzelprojekte innerhalb des VG 1 an den Standorten Reuter, Reuter West, Moabit und Charlottenburg. Bereits seit 2019 ist in Reuter West eine 120-MW_{th}-Power-to-Heat-Anlage zur Nutzung von Strom zur Fernwärmeerzeugung in Zeiten mit sehr hohem Angebot an erneuerbarem Strom in Betrieb. Ebenfalls am Standort Reuter West befindet sich der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Jahr 2023 größte Wärmespeicher Deutschlands mit einem Volumen von 56.000 m^3 und einer Kapazität von circa 2.750 MWh. Dieser speichert Wärme in Zeiten mit geringem Wärmebedarf und gibt sie bei hohem Wärmebedarf ab. Die alte Dampfturbine zur Nutzung der Abwärme aus der benachbarten Müllverbrennungsanlage der BSR mit einer Leistung von 63 MW_{th} und 36 MW_{el} wird im Rahmen des Kohleausstiegs am Standort durch eine neue, effizientere Gegendruckdampfturbine mit einer Leistung von 110 MW_{th} und 30 MW_{el} ersetzt. Im Jahr 2027 soll am Klärwerk Ruhleben der Berliner Wasserbetriebe eine Abwasserwärmepumpe mit einer mittleren thermischen Leistung von 70 MW_{th} in Betrieb gehen, welche die Restwärme des geklärten Abwassers im Ablauf des Klärwerks auf einem Temperaturniveau zwischen 12 und 27 °C nutzt. Das Projekt ist ein Positivbeispiel für die Zusammenarbeit kommunaler Unternehmen durch die zeitlich abgestimmte Installation der Wärmepumpe mit der Errichtung einer neuen Reinigungsstufe des Klärwerks der Berliner Wasserbetriebe. Diese Art der Kooperation ist für das planmäßige Gelingen der Wärmewende essenziell. Ab 2029 soll eine mit Biomasse betriebene Festbrennstoff-KWK-Anlage mit 90 MW_{th} und 12,5 MW_{el} in Betrieb gehen. Als Brennstoffe sollen unter anderem Altholz und Waldresthölzer, die nicht anders verwertet werden können, zum Einsatz kommen. Die Nutzung von Biomasse als lagerfähigem Brennstoff und die Verringerung des Gasanteils[13] reduzieren die Abhängigkeit von einzelnen Brennstoffen, erhöhen die Resilienz der Wärme- und Stromerzeugung und halten die Versorgungssicherheit der Fernwärme auf hohem Niveau. Flankiert wird die Transformation zur langfristig erneuerbaren Fernwärmeerzeugung am Standort Reuter durch den Bau von gasbefeuerten Heißwassererzeugern mit einer Gesamtleistung von 140 MW_{th}, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können. Der neue Energiepark Reuter wird demonstrieren, wie in Zukunft die Fernwärme einen breiten Mix an Erzeugungstechnologien zu einem schlüssigen Gesamtkonzept kombinieren kann.

[13] Die im Rahmen der Machbarkeitsstudie zum Kohleausstieg (siehe Machbarkeitsstudie „Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030“, abgerufen am 29.09.2025) vorgesehene Erdgasanbindung für den Standort Reuter West wurde nach dem russischen Angriff auf die Ukraine zugunsten von Biomasse verworfen.

In Charlottenburg werden die beiden alten Gasturbinen mit einer Leistung von je 150 MW_{th} und 72 MW_{el} durch drei neue Gasturbinen mit je circa 110 MW_{th} und rund 65 MW_{el} ersetzt. Die Möglichkeit einer späteren Umrüstung auf Wasserstoff ist bereits mitgeplant worden. Zusätzlich werden am Standort Charlottenburg Power-to-Heat-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 200 MW_{th} installiert. Durch die Kopplung des Wärme- und des Stromsektors trägt der Standort maßgeblich zur Stabilität des zukünftigen Berliner Energiesystems bei.

Zur Sicherstellung der künftigen Wärmeversorgung werden gasbefeuerte Heißwassererzeuger mit einer Heizwärmegesamtleistung von 120 MW_{th} installiert. Die neue Anlage ist für eine perspektivische Brennstoffumstellung von Erdgas auf Wasserstoff bereits vorkonfektioniert.

Am Standort Mitte werden Power-to-Heat-Anlagen mit einer Leistung von 120 MW_{th} sowie eine Flusswasserwärmepumpe mit einer Leistung von 14 MW_{th} errichtet, welche die im Wasser der Spree enthaltene Wärmeenergie zur Fernwärmeerzeugung nutzt. Damit gelingt es, eine weitere der wenigen Umweltwärmequellen zu erschließen, die im Berliner Stadtgebiet vorhanden sind. Wie bereits in Kapitel 1.7 beschrieben, kann diese Wärmepumpe aufgrund der niedrigen Temperaturen und Fließgeschwindigkeiten der Spree im Winter – in Zeiten des höchsten Wärmebedarfs – nicht genutzt werden.

Am Standort Marzahn ist die Nutzung der unvermeidbaren Abwärme eines potenziell neu angesiedelten Rechenzentrums geplant, wofür mit einer Wärmepumpe mit etwa 50 bis 60 MW_{th} die Wärme aus dem Kühlkreis der Server für die Fernwärme erschlossen wird. Darüber hinaus werden die Bestrebungen zur Nutzbarmachung von unvermeidbaren Abwärme aus Rechenzentren bis 2030 weiter intensiviert und nach aktuellem Planungsstand können voraussichtlich weitere 40 bis 50 MW_{th} für die Fernwärmeversorgung erschlossen werden.

In Köpenick finden für das dort betriebene Inselnetz der BEW aktuell Planungen für eine neue iKWK-Anlage, bestehend aus einer Flusswasserwärmepumpe mit 4 MW_{th}, neuen BHKW-Anlagen mit insgesamt 10 MW_{th} und einer Power-to-Heat-Anlage mit 3 MW_{th}, statt. Parallel hierzu wird in Köpenick ein Konzept im Rahmen des Förderprogramms „Reallabor der Energiewende“ umgesetzt, bei dem Wärme aus verschiedenen Quellen in einem Schichtspeicher gesammelt und mittels einer Wärmepumpe – mit einer Leistung von 1,5 MW_{th} – auf das Temperaturniveau der Fernwärme angehoben wird. Die genutzten Wärmequellen sind die Kühlkreisläufe der am Standort vorhandenen Gasturbinen und des Biogas-BHKW sowie eine Solarthermieanlage. Zusätzlich kann die Wärme einer im Rahmen des Reallabors neu errichteten Luftwärmepumpe mit 0,6 MW_{th} Leistung genutzt werden.

Ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung der BEW ist die Nutzung von tiefer Geothermie in Kombination mit Wärmepumpen, bei der neben Anlagen an zentralen Erzeugungsstandorten auch dezentral im Fernwärmenetz Potenziale erschlossen werden sollen. Wie bereits in Kapitel 1.7 erläutert, sollen in der Phase bis zum Jahr 2030 durch den Abschluss der stadtweiten 3D-Seismik des Landes Berlin und Probebohrungen an mehreren Standorten die Grundlagen zur Erschließung dieser Wärmequellen gelegt werden. Neben der Fündigkeit ist die Identifikation und Beschaffung von Flächen aufgrund der großen Flächenkonkurrenz in Berlin eine erhebliche Herausforderung. Hier ist die BEW auf eine effiziente Zusammenarbeit mit den Bezirken und Trägern öffentlicher Liegenschaften angewiesen.

Eine Zusammenfassung der beschriebenen Erzeugerprojekte, die bis zum Jahr 2030 in Betrieb gehen sollen, ist in Abbildung 13 enthalten.

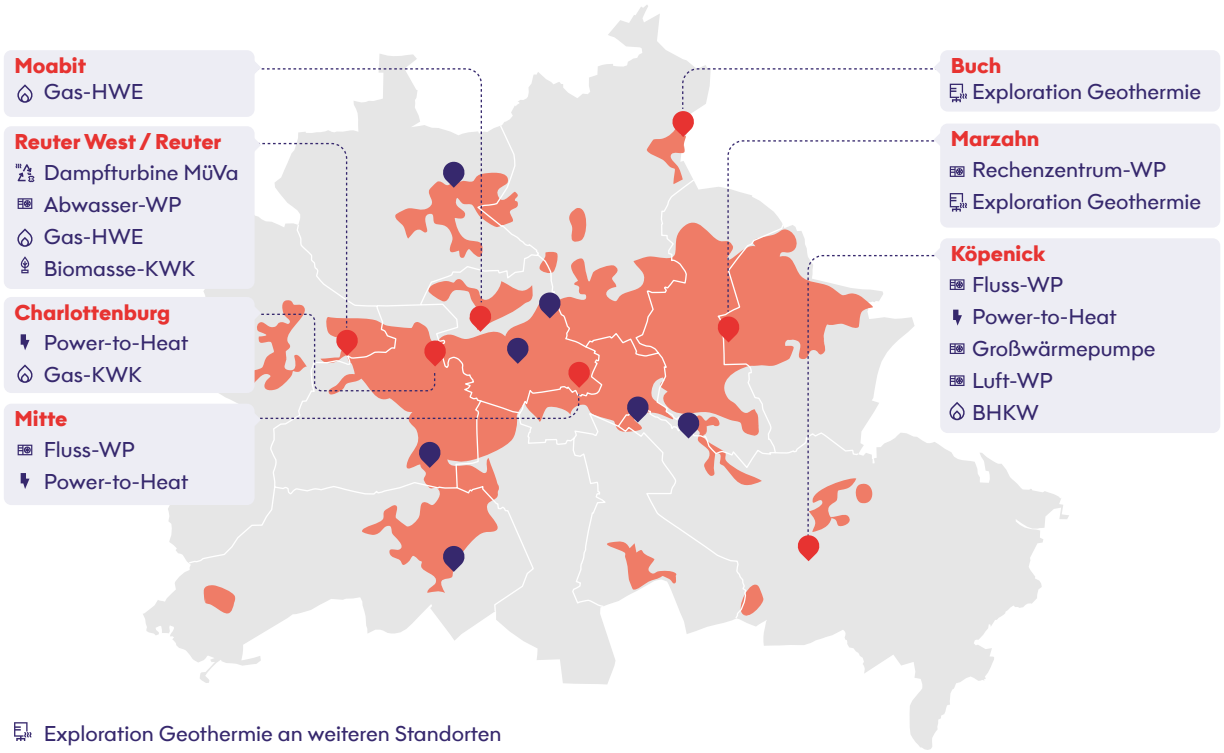


Abbildung 13: Geplante Erzeugerprojekte der BEW mit Inbetriebnahme bis 2030 und Explorationsvorhaben für Geothermie

Im Ergebnis der beschriebenen Maßnahmen wird sich die Erzeugungsstruktur der BEW bis zum Jahr 2030 gegenüber heute wesentlich verändert haben und mit dem Kohleausstieg den wichtigsten Schritt in Richtung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung getan haben. Die nachfolgende Abbildung 14 zeigt auf der linken Seite die für das Jahr 2030 geplante Erzeugungsleistung, gegliedert nach genutzter Technologie bzw. Wärmequelle. Auf der rechten Seite dargestellt ist der prognostizierte Anteil der von der jeweiligen Wärmeerzeugungstechnologie bereitgestellten Wärmemenge.

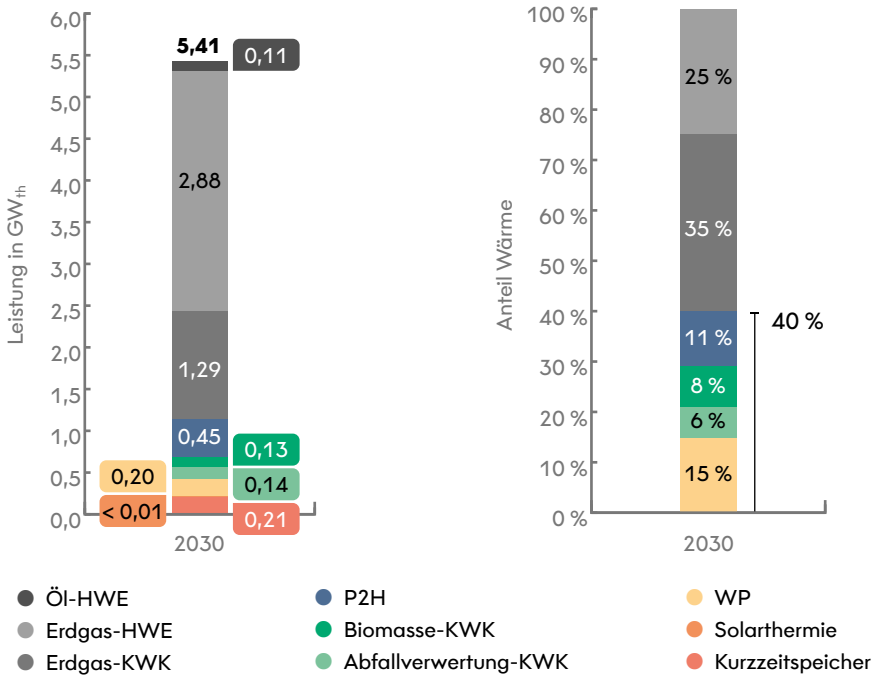


Abbildung 14: Installierte thermische Leistung und prognostizierter Wärmeanteil nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2030

Die Nutzung von Erdgas dominiert als Übergangslösung hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung die Leistungsvorhaltung. Der sehr hohe Leistungsanteil der Erdgas-HWEs erklärt sich durch ihre Funktion als Besicherungsanlagen (N-1-Absicherung, vgl. Kapitel 1.3) und Bereitsteller von Spitzenlast in Zeiten hoher Wärmebedarfe. Trotz eines Leistungsanteils von über 50 % stammen deshalb nur rund 25 % der Wärme aus Erdgas-HWEs. Umgekehrt verhält es sich mit den Erdgas-KWK-Anlagen. Diese liefern circa 35 % der benötigten Wärme und bilden im Jahr 2030 das Rückgrat der Wärmeerzeugung der BEW. Insgesamt geht der Anteil der Wärmebereitstellung aus Erdgas aufgrund der Nutzung neuer Wärmequellen trotz Kohleausstiegs jedoch zurück und sinkt von 72 % im Jahr 2024 auf 60 % im Jahr 2030.

Die noch vorhandenen Heizöl-HWEs sind reine Besicherungsanlagen und sollen Wärme nur in Ausnahmefällen liefern, sodass trotz eines Leistungsanteils von fast 2 % keine Wärmebereitstellung aus diesen Quellen geplant ist. Die vorhandenen Kurzzeitwärmespeicher können, bei vorheriger Befüllung mit Wärme, mehr als 200 MW_{th} Leistung über einen begrenzten Zeitraum bereitstellen. Dies entspricht knapp 4 % der installierten Gesamtleistung. Sie leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung und Optimierung des Erzeugungssystems.

Zur Erzeugung von klimaneutraler Fernwärme aus entsprechenden Wärmequellen stehen gemäß der aktuellen Planung im Jahr 2030 Anlagen mit einer Leistung von knapp 1 GW_{th} zur Verfügung.

KWK-Anlagen, die ihre Energie aus thermischer Abfallverwertung gewinnen, steuern 6 % der Wärme bei. Biomasse- bzw. Biomethan-KWK-Anlagen liefern etwa 8 % der benötigten Wärme. Wärmepumpen, die Abwärme oder Umweltwärme für die Fernwärme verfügbar machen, stellen 15 % der Wärme zur Verfügung. Durch Ausreizung der genannten Quellen gelingt es, knapp 30 % der Wärme aus klimaneutralen

Quellen bereitzustellen. Die Mindestanforderungen des deutschen Wärmeplanungsgesetzes für Fernwärmenetze wären damit erreicht.

Für die darüber hinausgehende Erfüllung des Zieles von 40 % Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gemäß dem Berliner Energiewendegesetz müssen zusätzlich fast 11 % der Wärme mit Power-to Heat-Anlagen erzeugt werden. Deren Wärme ist klimaneutral, wenn der genutzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt und dies durch entsprechende Herkunftsnachweise belegt wird. Die Wärmebereitstellung aus Power-to-Heat-Anlagen ist aufgrund der hohen Belastung des Strombezuges mit Abgaben, Steuern, Umlagen und Netzentgelten selbst in Stunden mit Stromüberschüssen und damit verbundenen niedrigen Strompreisen vergleichsweise teuer.

Die nachfolgende Abbildung 15 zeigt für das Verbundnetz die geordnete Jahresdauerlinie des Jahres 2030, wie sie sich aus aktuellen Modellrechnungen für den beschriebenen Kraftwerkspark ergibt. Für die Erstellung wurde das Kraftwerkseinsatz-Optimierungsmodell der BEW genutzt. Mit einem solchen Modell ist es möglich, den kostenminimalen Einsatz aller Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung der benötigten Wärmemengen gemäß Wärmebedarfsplanung zu bestimmen, unter der Nebenbedingung, dass mindestens 40 % der Wärme aus klimaneutralen Wärmequellen bereitgestellt werden. Die Grafik zeigt anschaulich, welche Wärmeerzeugungstechnologien die verschiedenen Bereiche des Wärmebedarf decken.

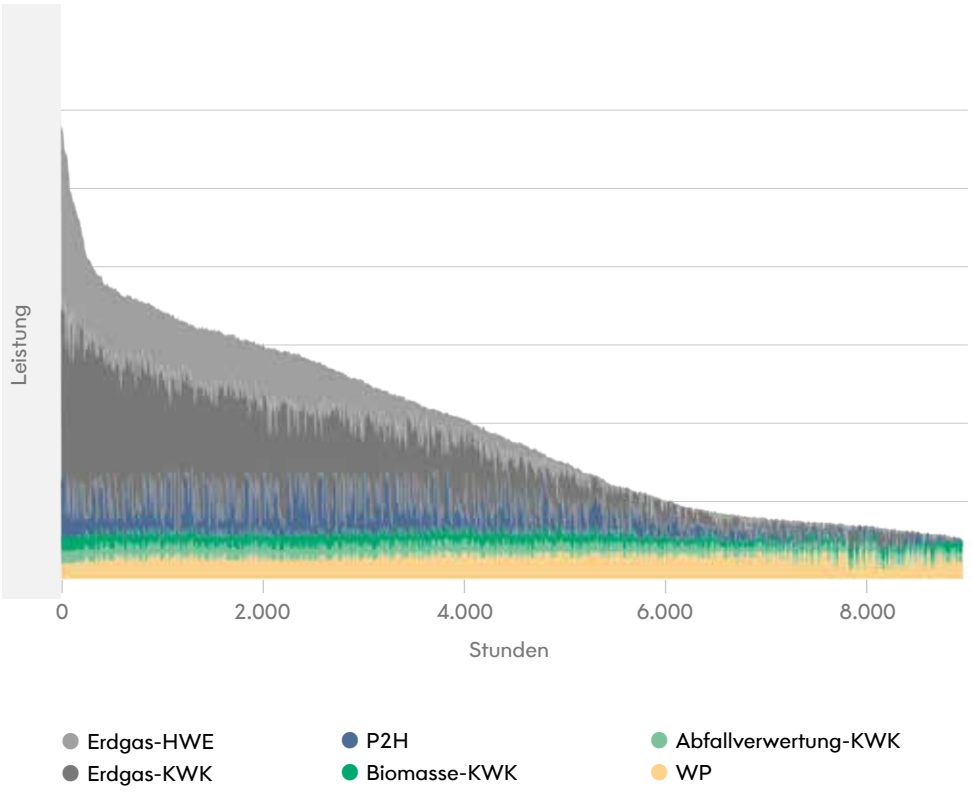


Abbildung 15: Anlageneinsatz und Jahresdauerlinie des Verbundnetzes im Jahr 2030

Die Grundlast wird vorrangig aus den Wärmepumpen, der Biomasse-KWK und der Abfallverwertungs-KWK bereitgestellt. Diese Anlagen laufen über das gesamte Jahr hinweg mit annähernd gleichbleibender Leistungsbereitstellung. Gut zu erkennen ist, dass auch in Zeiten des geringsten Wärmebedarfs noch keine nennenswerten Überschüsse dieser grundlastfähigen Wärmeerzeuger vorhanden sind. Daraus lässt sich ableiten, dass bis zum Jahr 2030 noch kein systemweites Potenzial für saisonale Speicherung in Langzeitwärmespeichern besteht, um überschüssige Grundlastwärme in der Heizperiode nutzbar zu machen.

Die Power-to-Heat-Anlagen werden fast über das gesamte Wärmebedarfsspektrum hinweg genutzt, zeigen jedoch eine hohe Volatilität in der Leistungsbereitstellung. Dies ist auf ihre strompreisgeführte Nutzung zurückzuführen. Um die Wärmebereitstellung möglichst kostengünstig zu gestalten, werden Power-to-Heat-Anlagen vorrangig in Stunden mit niedrigen Strompreisen genutzt. Im Gegensatz dazu werden Erdgas-KWK-Anlagen vorrangig bei hohen Strompreisen genutzt, um durch die parallele Erzielung hoher Stromerlöse die Bereitstellungskosten der Wärme gering zu halten. Auch sie weisen somit eine hohe, wenn auch weniger stark ausgeprägte Volatilität bei der Wärmebereitstellung auf.

Die Erdgas-HWEs bilden das bilanzschließende Element in der Wärmebereitstellung. Sie liefern immer die benötigten Restmengen zur Deckung des Wärmebedarfs, welche die übrigen Erzeugungstechnologien aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht liefern können. Dementsprechend wird ihr Anteil umso größer, je höher der Wärmebedarf ist. Insbesondere die Spitzenlast, also der Leistungsbedarf, der nur in den kältesten Stunden des Jahres entsteht, wird durch die Erdgas-HWEs bereitgestellt. Die Nutzung von Erdgas-HWEs in Zeiten niedrigen Wärmebedarfs ist oftmals hydraulisch, d. h. durch Netzengpässe oder durch geringe Strompreise bedingt, die den Einsatz der KWK-Anlagen unwirtschaftlich werden lassen.

Netztransformation

Auch Transformation und Ausbau des Fernwärmenetzes tragen durch eine Vielzahl von Maßnahmen direkt oder indirekt zur Dekarbonisierung bei. Im Rahmen der betrieblichen Ausbauplanung wird der Anschluss neuer Kunden gebietsweise und fokussiert vorangetrieben, sodass nahezu eine Verdoppelung der Anschlussgeschwindigkeit stattfinden soll. Der fokussierte Ausbau ermöglicht einerseits die schnellere Ablösung von individuellen Öl- und Gaskesseln, erfordert aber andererseits auch den Einsatz erheblicher zusätzlicher Ressourcen. Der Zeitraum bis 2030 ist durch die Umsetzung von Pilotprojekten geprägt, in denen die organisatorischen Voraussetzungen aufgebaut und erprobt werden.

Eine Maßnahme zur Transformation des Fernwärmenetzes hin zu niedrigeren Betriebstemperaturen und mehr Effizienz fand im Rahmen des Projektes „Zweileiterumstellung“ statt. Dabei wurde der KLB-Vorlauf, der im VG 1 ganzjährig hohe Temperaturen bereitstellt, auf das niedrigere Temperaturniveau des Heizungsvorlaufs abgesenkt. Dadurch werden beide Leitungen als Heizungsvorlauf betrieben, sodass die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur angepasst wird und nur in längeren Kälteperioden das hohe Temperaturniveau des KLB-Leiters von 110 °C erreicht wird. Die vollständige Angleichung erfolgte in der Heizperiode 2025/2026. Im Vergleich zur vorherigen Fahrweise verringert sich der Primärenergiebedarf um rund 20 GWh jährlich. Dies entspricht einer jährlichen Einsparung von circa 1.100 t CO_2.

Im Bereich der Hausübergabestationen werden durch die Auswertung von Smart-Meter-Daten systematisch Optimierungspotenzial und Sanierungsbedarf ermittelt. Hierbei liegt der Fokus insbesondere auf Systemen zur Trinkwassererwärmung, bei denen ein großes Potenzial zur Effizienzsteigerung und Senkung der Rück-

lauftemperatur vorliegt. Darüber hinaus werden Anlagen mit atypischem und auffälligem Verhaltensmuster identifiziert und in der Instandhaltungsplanung priorisiert.

Die derzeit in der Planungs- und Akquisephase befindliche Einbindung von dezentralen Erzeugern, also jenseits der bisherigen Erzeugungsstandorte, führt auch im Fernwärmenetz zu erheblichen Herausforderungen. Je nach Technologie und Wärmequelle können diese z. B. zeitlich stark schwankende und ungesicherte Leistungen aufweisen oder nur bei geringeren Netztemperaturen effizient und wirtschaftlich betrieben werden. Dementsprechend dienen Pilotprojekte für die Netzintegration von Wärmequellen wie Abwasser, Rechenzentren oder Tiefengeothermie dazu, entsprechende Lösungen zu entwickeln. Die Erfahrungen aus diesen Projekten sollen dabei helfen, eine effiziente Projektabwicklung zu gewährleisten und somit eine breitere Einbindung dezentraler Erzeuger in der folgenden Transformationsphase ab 2030 zu ermöglichen. Für die Einbindung mit reduzierten Vorlauftemperaturen liegt dabei der Fokus darauf, Gebiete zu identifizieren, die vielversprechende Wärmequellen oder Speicheroptionen aufweisen und sich aus technischer Sicht als NT-Cluster eignen (vgl. Kapitel 1.9). Im Kontext der Wärmespeicher für Kurz- und Langfristspeicherung finden erforderliche Vorarbeiten wie die Standort- und Flächensuche, die geologische Exploration für Aquiferspeicher im Rahmen des Geothermieprogramms und Projektkonzeptionierungen statt.

Fazit

Der Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 ist ein Ziel, das einer großen Kraftanstrengung bedarf. Innerhalb weniger Jahre müssen mehr als 15 % der Fernwärmeleistung und circa 20 % der Fernwärmearbeit ersetzt werden. Der Umstand, dass der Kohleausstieg vorrangig im VG 1 stattfindet und dort mehr als 30 % der Leistung transformiert und mehr als 45 % der erzeugten Wärme ersetzt werden müssen, zeigt den Umfang dieser Herausforderung sehr eindrucksvoll. Dies ist nur durch die gleichzeitige Planung und Umsetzung zahlreicher Projekte zu erreichen. Die BEW stellt sich dieser Herausforderung und treibt den Kohleausstieg mit hoher Priorität voran.

Mit der schrittweisen Außerbetriebnahme der Kohleblöcke können die CO_2-Emissionen bereits in den Jahren 2028 und 2029 spürbar reduziert werden. Durch die Vollendung des Kohleausstieges kann das CO_2-Emissionsziel für 2030 sogar deutlich unterboten werden. Unter Annahme des in Abbildung 14 dargestellten Erzeugungsmixes erfolgt eine Reduzierung der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030 um etwa 80 %. Dies entspricht absoluten Emissionen von unter 3 Mio. t CO_2, nach aktuellen Planungen in Höhe von rund 2,3 Mio. t CO_2. Die spezifischen CO_2-Emissionen der Fernwärmeabgabe im Verbundnetz werden gemäß der aktuell gültigen Stromgutschriftmethode[14] bei 70 g CO_2/kWh und der Primärenergiefaktor bei 0,59 liegen. Mit der Carnot-Methode[15] , die eine thermodynamisch begründete Aufteilung des Brennstoffaufwands auf Wärme und Strom in KWK-Anlagen ermöglicht, werden spezifische CO_2-Emissionen in Höhe von 115 g CO_2/kWh und ein Primärenergiefaktor von 0,75 erwartet.

Parallel hierzu können, wie durch das Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz gefordert und in Abbildung 14 gezeigt, mindestens 40 % der benötigten Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme erzeugt werden.

[14] siehe AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1

[15] siehe AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6

3.

Entwicklung bis 2035

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

3. Entwicklung bis 2035

Während die Entwicklung in den Jahren bis 2030 insbesondere durch den Kohleausstieg geprägt ist, wird in den Folgejahren die Dekarbonisierung der Fernwärme konsequent vorangetrieben und die Grundlage für die anvisierte Klimaneutralität bis spätestens 2045 gelegt.

Grundlage für die im Folgenden beschriebenen weiteren Entwicklungen sind zum einen die in Kapitel 1.5 erläuterte Fernwärmebedarfsplanung sowie die Identifizierung weiterer klimaneutraler Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis der in Kapitel 1.6 beschriebenen strategischen Vorgehensweise und der in den Kapiteln 1.7 und 1.8 beschriebenen Wärmeerzeugungspotenziale.

Für das VG 1 wird bis zum Jahr 2030 mit dem Energiepark Reuter ein zentraler Erzeugungsstandort so umgebaut, dass er mit einem breiten Mix von Erzeugungstechnologien die Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit der Fernwärme in diesem Versorgungsgebiet sicherstellt. Im Folgezeitraum wird im VG 2 der Umbau des zentralen Erzeugungsstandortes Klingenberg abgeschlossen, sodass auch in diesem Versorgungsgebiet eine größere Diversifizierung der Erzeugungsoptionen stattgefunden hat.

Die Erschließung lokaler Wärmequellen wird, ausgehend von den bis zum Jahr 2030 getätigten Planungen und Vorarbeiten, weiter vorangetrieben, und noch vorhandene Potenziale an den zentralen Erzeugungsstandorten werden ausgeschöpft.

Daneben werden die großen KWK-Anlagen an den zentralen Erzeugungsstandorten weiterhin eine tragende Rolle für die Erzeugung von Fernwärme spielen. Diese Anlagen stellen nicht nur hocheffizient Wärme bereit, sondern leisten auch einen erheblichen Beitrag für die Stabilisierung des Stromnetzes. Trotz des fortschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung wird es weiter Zeiträume geben, in denen konventionelle Stromerzeuger benötigt werden. Diese fallen oftmals mit Zeiten eines hohen Wärmebedarfes zusammen, was den Einsatz von KWK-Anlagen volkswirtschaftlich gegenüber den z. B. im Kontext der sogenannten „Kraftwerksstrategie“ diskutierten Reserve-Gasturbinen prädestiniert. Die weiterhin vorhandene Notwendigkeit der Nutzung von KWK-Anlagen bei gleichzeitig zurückgehenden Einsatzzeiten stellt die BEW und andere Fernwärmeunternehmen vor erhebliche betriebswirtschaftliche Herausforderungen. Die systemdienliche Funktion der KWK-Anlagen muss durch die Strommärkte, die Netzbetreiber und die Politik anerkannt und vergütet werden.

Der geplante Zubau von Wärmepumpen, Geothermie und Power-to-Heat-Anlagen erfordert eine erhebliche Ausweitung der vorhandenen Stromnetzanschlusskapazitäten. Gegenüber den Planungen für das Jahr 2030 werden circa 260 MW_{el} zusätzlich benötigt. Die BEW hält in diesem Zusammenhang auch die Nutzung ungesicherter Anschlusskapazitäten für einen sinnvollen Lösungsansatz, um den Aus- und Umbau ihres Erzeugungsportfolios zu beschleunigen.

Der weitere Ausbau der Kapazitäten an Power-to-Heat- und KWK-Anlagen erhöht den Bedarf an Kurzzeitwärmespeichern, damit diese Anlagen flexibel auf den Strommarkt und entkoppelt vom Wärmebedarf reagieren können. Hierfür muss das Energiemarktumfeld, insbesondere Abgaben, Umlagen und Netzentgelte, so gestaltet werden, dass eine Flexibilisierung von Stromverbrauch und Stromerzeugung durch Speicher attraktiv wird. Aus technischer Sicht sind insbesondere Tankspeicher an den zentralen Erzeugungsstandorten für dieses Einsatzspektrum geeignet.

Wie bereits in Kapitel 1.9 dargelegt, können Langzeitwärmespeicher eine sinnvolle Ergänzung zu den Tankspeichern darstellen, indem sie Wärme über Monate speichern und so günstige Wärme aus Zeiten niedrigen Wärmebedarfs in die Heizperiode verlagern. Im Zeitraum bis 2035 soll mindestens ein Langzeitwärmespeicher errichtet werden, für den aktuell Konzepte verglichen werden und die Flächenverfügbarkeit geprüft wird.

Erzeugungsportfolio

Ausgehend von den bereits in Kapitel 1.6 beschriebenen Methoden zur Auswahl der geeignetsten Erzeugungstechnologien, werden zusätzliche Wärmeerzeugungskapazitäten in Höhe von mehr als 0,5 GW_{th} eingeplant. Ergänzt werden diese durch einen Ausbau der Wärmespeicherleistung um weitere 0,25 GW_{th}.

Die größte Einzelmaßnahme in den konkreten Planungen nach 2030 ist der Umbau des Erzeugungsstandortes Klingenberg im VG 2. Hier wird eine Festbrennstoff-KWK-Anlage mit einer Leistung von circa 110 MW_{th} errichtet. Als Brennstoff wird nach aktueller Planung ein Ersatzbrennstoff zum Einsatz kommen. Um eine maximale Energieeffizienz zu gewährleisten, ist auch der Einsatz von Rauchgaswärmepumpen vorgesehen, deren Leistung in der benannten thermischen Leistung der Anlage bereits berücksichtigt ist. Durch die Inbetriebnahme der Festbrennstoff-KWK-Anlage wird der Gasanteil weiter verringert, die Diversifizierung vorangetrieben und die Versorgungssicherheit erhöht. Die derzeit am Standort Klingenberg vorhandenen gasbetriebenen Dampferzeuger sowie die Dampfturbine mit in Summe 760 MW_{th} und 164 MW_{el} Leistung werden im Zuge des Standortumbaus stillgelegt und teilweise durch neue effizientere Erdgas-HWEs mit circa 330 MW_{th} Leistung ersetzt. Diese werden bereits für eine spätere Umstellung auf eine Wasserstoffnutzung vorbereitet sein. Darüber hinaus soll am Standort Klingenberg die unvermeidbare Abwärme aus einem potenziell angesiedelten Rechenzentrum nutzbar gemacht und so weitere 50 MW_{th} eines lokalen Wärmepotenzials erschlossen werden. Flankiert werden diese Maßnahmen durch die Errichtung einer Power-to-Heat-Anlage mit 40 MW_{th}.

Seit mehr als 50 Jahren liefert die Berliner Stadtreinigung zuverlässig und kostenstabil Dampf aus dem Müllheizkraftwerk Ruhleben. Dieser wird durch die BEW am Standort Reuter West in einer Dampfturbine in Strom und Wärme umgewandelt. Durch den Einsatz von Rauchgaswärmepumpen kann die Effizienz der Anlage weiter erhöht werden, indem den anfallenden Rauchgasen zusätzliche Energie entzogen und für die Fernwärme nutzbar gemacht wird. Nach Umsetzung der vorliegenden Planung werden bis zu 40 MW_{th} zusätzlicher Leistung bereitgestellt.

Die Nutzung von Abwärme aus Abwasser ist eine erprobte Technologie, die dort genutzt werden kann, wo das Fernwärmenetz der BEW und große Abwasserleitungen der Berliner Wasserbetriebe in räumlicher Nähe zueinander liegen. Das Aufwand-Nutzen-Verhältnis für die Erschließung der Abwärme aus dem Abwasser über Wärmetauscher gestaltet sich vor allem dort positiv, wo Abwasserleitungen ohnehin einen Sanierungsbedarf aufweisen, weshalb der Fokus auf solche Chancen gelegt wird. Deren Realisierung erfordert jedoch eine planerische und zeitliche Koordination mehrerer Unternehmen (neben den Berliner Wasserbetrieben auch Stromnetz Berlin). Weiterhin besteht derzeit eine sehr hohe Nachfrage nach der Nutzung der ausgewiesenen Abwasserwärmepotenziale im Bereich der Quartierslösungen, z. B. für das geplante Quartierswärmenetz der BEW Solutions GmbH in Mariendorf. Es wird daher davon ausgegangen, dass bis 2035 zusätzlich 10 MW_{th} thermischer Leistung für das Verbundnetz erschlossen werden.

Die Geothermie, eine der wichtigsten Wärmequellen für lokale, klimaneutrale Wärme in Berlin, wird bei entsprechender Fündigkeit weiter ausgebaut werden. Bis zum Jahr 2035 sollen so 70 MW_{th} an lokalen Standorten erschlossen werden. Wie bereits erwähnt, ist die Identifikation und Beschaffung von Flächen neben der Fündigkeit die größte Herausforderung für eine zügige Umsetzung dieser Projekte, die eine effiziente Zusammenarbeit mit den Trägern öffentlicher Liegenschaften voraussetzt. Die dritte Herausforderung ist die Bereitstellung entsprechender Netzanschlusskapazitäten durch den Stromnetzbetreiber.

Die am Standort Moabit befindlichen Heizölkessel mit einer Leistung von 105 MW_{th} dienen der Besicherung des Erzeugungsstandortes. Auch während der Gasmangellage 2022 hat sich das Vorhandensein von Spitzenlasterzeugern mit einem lagerfähigen Brennstoff als sinnvoll erwiesen. Durch die Umstellung der Kesselanlagen auf Bioöl als Brennstoff können diese weiterhin in gleicher Weise als Reserve, jedoch klimaneutral genutzt werden.

Power-to-Heat-Anlagen dienen weiterhin, insbesondere bis zur Verfügbarkeit von Wasserstoff, als wichtiges Element der Bereitstellung klimaneutraler Wärme. Bis zum Jahr 2035 werden die vorhandenen Kapazitäten um weitere 200 MW_{th} erweitert, 40 MW_{th} davon am Standort Klingenberg. Der Leistungszubau erfolgt sowohl in VG 1 als auch in VG 2. Die genaue Aufteilung auf Standorte richtet sich nach der Verfügbarkeit von Netzanschlusskapazitäten und den hydraulischen Beschränkungen des Wärmenetzes.

Zur weiteren Flexibilisierung und Optimierung wird mindestens ein weiterer Tankspeicher zur Kurzzeitspeicherung von Wärme ins System integriert, dessen Kapazität auf dem Niveau des bestehenden Tankspeichers in Reuter West liegen wird. Weiterhin wird ein erster Langzeitwärmespeicher in Betrieb genommen werden. Dieser wird als Aquiferspeicher mit einer Leistung von 50 MW_{th} an einem der zentralen Erzeugungsstandorte ausgelegt, um sonst nicht nutzbare Wärmemengen aus den Sommermonaten in die Heizperiode zu verlagern. Ein solcher Speicher kann circa 200 GWh Wärme aufnehmen und unter Einsatz von Wärmepumpen für den Ausgleich der Temperaturverluste und die Erreichung der Vorlauftemperatur wieder abgeben.

Nach Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen ergibt sich die in Abbildung 16 gezeigte Verteilung von Wärmeleistung und Wärmearbeit auf die verschiedenen Erzeugungstechnologien.

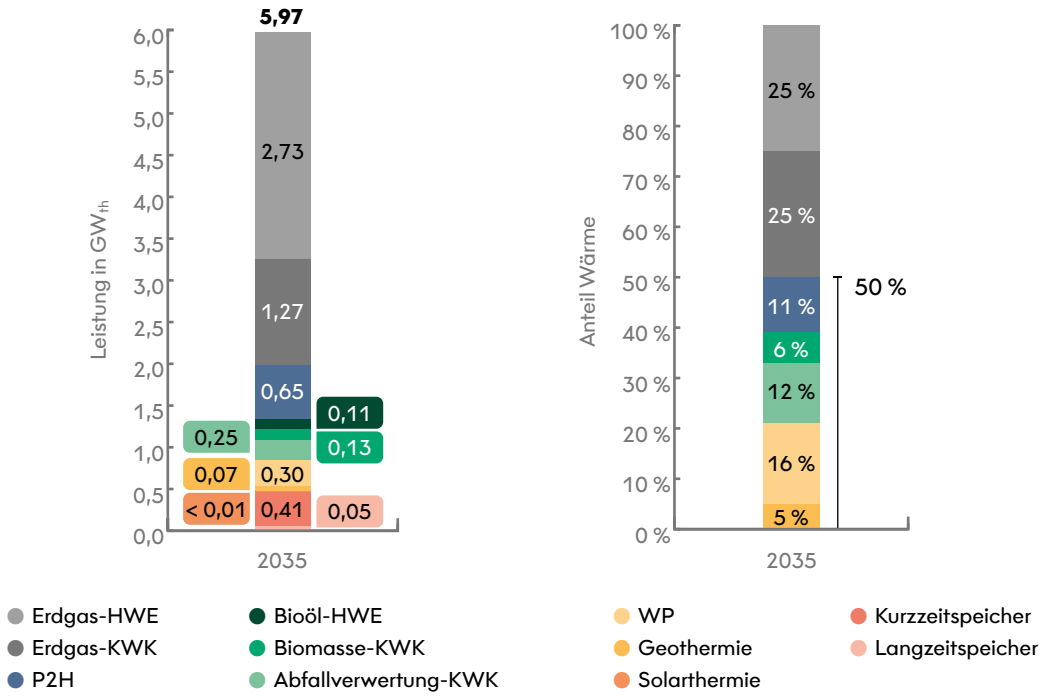


Abbildung 16: Installierte thermische Leistung und prognostizierter Wärmeanteil nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2035

Erdgas-HWEs und Erdgas-KWK-Anlagen werden voraussichtlich auch im Jahr 2035 den größten Teil der thermischen Leistung im Erzeugungsportfolio der BEW bereitstellen. Während die Leistung der Gas-KWK-Anlagen durch den Weiterbetrieb der großen Bestandsanlagen gleich bleibt, geht die Leistung der Erdgas-HWEs aufgrund des nicht vollständigen Ersatzes stillgelegter Altanlagen zurück.

Trotz des gegenüber dem Jahr 2030 nochmals stark ansteigenden Wärmebedarfes (vgl. Kapitel 1.5) sinkt der Anteil der aus Erdgas-HWEs und Erdgas-KWK-Anlagen erzeugten Wärme. Insgesamt können rund 50 % der benötigten Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme bereitgestellt werden, so dass die Fernwärme der BEW die Kriterien der EED für Effiziente Fernwärme erfüllt.

Für die klimaneutrale Wärmeerzeugung stehen im Jahr 2035 mehr als 1,5 GW_{th} Leistung zur Verfügung. Von den 50 % Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme erbringen KWK-Anlagen, die ihre Energie aus thermischer Abfallverwertung gewinnen, einen Anteil von 12 %. Biomasse- bzw. Biogas-KWK-Anlagen liefern etwa 6 % der benötigten Wärme. Wärmepumpen, die Abwärme oder Umweltwärme für die Fernwärme verfügbar machen, stellen 16 % der Wärme zur Verfügung. Geothermie trägt mit etwa 5 % zur Deckung des Gesamtwärmebedarfes bei. Auch im Zielbild 2035 sollen Power-to-Heat-Anlagen eine wesentliche Rolle bei der Bereitstellung von klimaneutraler Wärme spielen. Durch die Inbetriebnahme weiterer Anlagen steigt ihr Anteil an der installierten Gesamtleistung und es werden rund 12 % der benötigten Wärme geliefert.

Die nachfolgende Abbildung 17 zeigt für das Verbundnetz eine mögliche geordnete Jahresdauerlinie des Jahres 2035 für das grundsätzliche Zusammenspiel der installierten Wärmeerzeugungskapazitäten. Die

dargestellte Dauerlinie ist nicht das Ergebnis einer Modellrechnung aus einem Kraftwerkseinsatz-Optimierungsmodell, sondern wurde unter Anwendung der in Kapitel 1.6 beschriebenen Grundsätze für die Auswahl und den Einsatz der Technologiepotenziale erstellt. Erzeugungstechnologien mit einer Grundlastcharakteristik wurden dementsprechend mit ihrem Leistungspotenzial zuerst zur Deckung des Wärmebedarfs herangezogen, dann Mittellasterzeuger und Spitzenlasterzeuger. Für ein möglichst realistisches Einsatzprofil wurde eine Reihe von zusätzlichen Randbedingungen integriert. Beispiele hierfür sind die Nichtverfügbarkeit der Flusswasserwärmepumpen bei niedrigen Außentemperaturen, der Ansatz nur durchschnittlicher Leistungsverfügbarkeiten oder die Festlegung von Vollbenutzungsstunden für einzelne Technologien auf Basis aktueller Energiemarktszenarien. Ausgehend von den getroffenen Annahmen, ergibt sich so die in Abbildung 17 gezeigte exemplarische Darstellung für den Einsatz der Erzeugungskapazitäten für das Zielbild 2035.

Die Grundlast wird vorrangig aus den Wärmepumpen, der Abfallverwertungs-KWK und der Geothermienutzung bereitgestellt. Diese Anlagen laufen über das gesamte Jahr hinweg mit annähernd gleichbleibender Leistungsbereitstellung. Die Biomasse-KWK und die Wärmepumpe für die Rauchgaskondensation der Abfallverwertungsanlagen befinden sich aufgrund ihrer Charakteristik in der Einsatzreihenfolge dahinter.

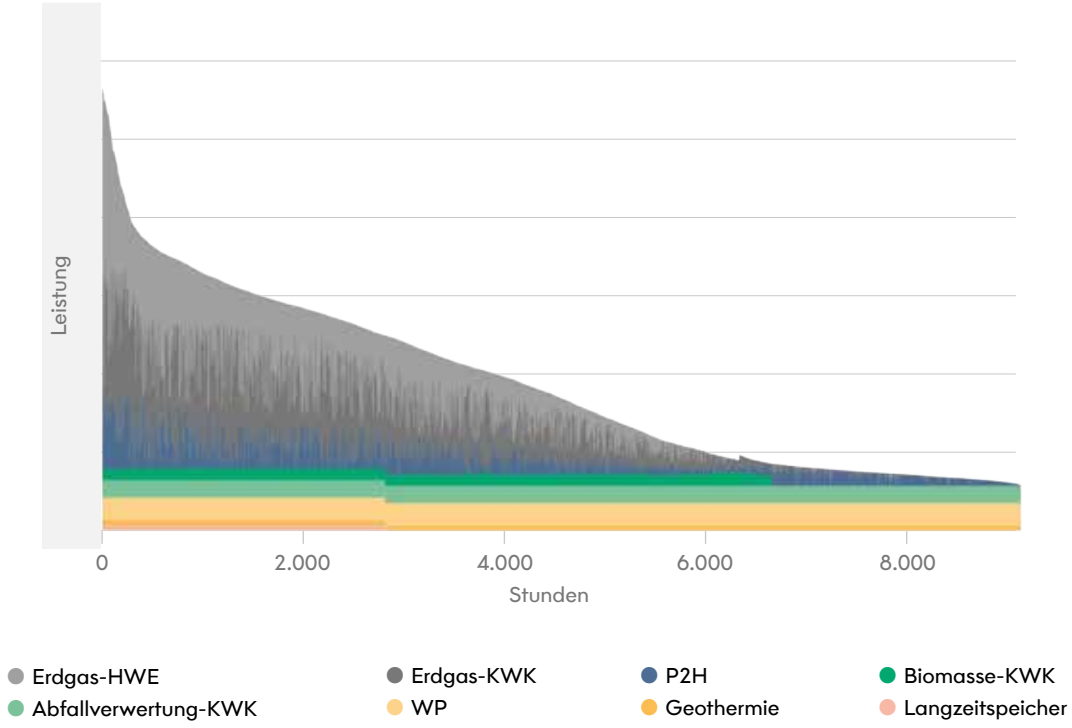


Abbildung 17: Anlageneinsatz und Jahresdauerlinie des Verbundnetzes im Jahr 2035

Der Mittellastbereich ist geprägt durch den Einsatz von Erdgas-KWK-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen. Beide Wärmeerzeugungstechnologien zeichnen sich durch eine starke, jedoch gegensätzliche Strompreisabhängigkeit aus, was zu einer hohen Volatilität in der Wärmebereitstellung führt. Der dargestellte Einsatz

beider Erzeugungstechnologien und die damit einhergehenden Wärmemengen sind davon abhängig, dass für die KWK-Anlagen ein Marktumfeld vorhanden ist, das einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zulässt, während der systemdienliche Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen nicht durch hohe Netzentgelte, Umlagen und Steuern prohibitiv verteuert werden darf.

Im Jahr 2035 werden Erdgas-HWEs weiterhin das bilanzschließende Element in der Wärmebereitstellung bilden, das die benötigten Restmengen zur Deckung des Wärmebedarfs liefert. Insbesondere die Spitzenlast, also der Leistungsbedarf, der nur in den wenigen kalten Stunden des Jahres entsteht, wird durch die Erdgas-HWEs bereitgestellt. Auch die Erdgas-KWK wird in Stunden hohen Wärmebedarfes in der Regel mit maximaler Leistung betrieben. Für Power-to-Heat-Anlagen können die Strompreise in Zeiten hoher Wärmelast für einen wirtschaftlichen Einsatz zu hoch sein, sodass für diese Zeiträume der Einsatz von Erdgas-HWEs sinnvoller ist. In einzelnen Stunden werden hierbei die ausgebauten Kurzzeitwärmespeicher für Entlastung sorgen, für eine generelle Kappung der Lastspitze in der Heizperiode sind sie jedoch nicht geeignet. In der Heizperiode liegt der Wärmebedarf regelmäßig über dem Angebot an klimaneutralen Wärmequellen, sodass nicht genügend Wärme verbleibt, um die Speicher zu füllen. Anders sieht es bei Langfristspeichern aus. Diese können Wärme aus den Sommermonaten in den Winter verlagern und somit für eine echte Reduzierung der Spitzen sorgen.

Netztransformation

Der fortschreitende Zubau von Wärmepumpen, Geothermieanlagen und Wärmespeichern kann aus Effizienzgründen eine lokale Absenkung der Vorlauftemperaturen erfordern. Eine lokale Beschränkung auf ein Maximum von 95 °C führt darüber hinaus zur Verringerung der sonst erforderlichen Investitionen in Hochtemperaturerzeuger als zusätzliche Absicherungskapazitäten. Durch die bestehenden hydraulischen Beschränkungen des Wärmenetzes resultiert aus einer Absenkung der Vorlauftemperatur ohne eine gleichzeitige Absenkung der Rücklauftemperatur eine Reduktion der Übertragungskapazität des Netzes. Insbesondere im Zeitraum zwischen 2030 bis 2035 wird durch die dann etablierte betriebliche Ausbauplanung ein hoher Zuwachs der Anschlussleistung erwartet. Die vorhandenen und neu zu schaffenden Netzkapazitäten werden folglich in weiten Bereichen des Netzes für die sichere Versorgung der Bestandskunden und die Realisierung der Wachstumsziele benötigt. Um diesen Widerspruch aufzulösen, soll das in der Phase bis 2030 entwickelte Konzept der NT-Cluster breiter angewendet werden.

Durch die Beschränkung der Vorlauftemperaturabsenkung auf Netzbereiche mit vorhandenen hydraulischen Reserven und ohne umfangreiche Neukundenanschlüsse kann eine negative Beeinflussung des übrigen Netzbereichs vermieden werden. Innerhalb der NT-Cluster erfordert eine signifikante Absenkung der Vorlauftemperatur Maßnahmen an Teilen der Hausanschlussstationen. Durch Optimierungsmaßnahmen (insbesondere hydraulischer Abgleich, Trinkwassererwärmungssystem, Regelungstechnik) oder Umbauten (Vergrößerung der Wärmeübertragerfläche, Rücklauftemperaturbegrenzer, dezentrale Nachheizung) an diesen Stationen können dabei gleichzeitig die sichere Versorgung gewährleistet und das Rücklauftemperaturniveau gesenkt werden. Diese Absenkung der Rücklauftemperatur und die dezentrale Einspeisung von Erzeugern erhöhen letztendlich die vorhandenen hydraulischen Kapazitäten im Netzbereich und ermöglichen somit umfassendere Vorlauftemperaturabsenkungen.

Eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung dieser Strategie der schrittweisen Netztransformation ist die Vermeidung einer Erhöhung der Komplexität für den Betrieb des Fernwärmesystems. Dies kann nur durch einen hohen Automatisierungsgrad der Netzstationen und Erzeuger in den NT-Clustern erreicht werden, der

eine Überwachung der betroffenen Kunden einschließen sollte. Diese Rolle soll vom digitalen Zwilling übernommen werden, der neben der Einhaltung der technischen Randbedingungen auch den wirtschaftlichen Einsatz optimieren soll.

Der bereits vor 2030 in Pilotprojekten begonnene Prozess für den Aufbau von Strukturen zur Planung, Begleitung und Durchführung der erforderlichen Maßnahmen in den NT-Clustern soll in der Phase bis 2035 vollständig etabliert werden.

Fazit

Die Phase von 2030 bis 2035 ist zum einen durch den Umbau des zentralen Erzeugungsstandortes Klingenberg geprägt, zum anderen wird die Erschließung weiterer lokaler Wärmequellen vorangetrieben. Hierbei sind vor allem die Nutzung von mitteltiefer Geothermie an mehreren Standorten und die Inbetriebnahme eines Langzeitwärmespeichers zu nennen. Daneben wird die Netztransformation hin zu niedrigeren Netztemperaturen in einzelnen Teil- und Inselnetzen angegangen. All dies erfolgt vor dem Hintergrund eines gleichzeitig stark steigenden Wärmebedarfes. So müssen im Jahr 2035 1,44 TWh mehr Wärme als im Jahr 2030 bereitgestellt werden. Dies geht einher mit einer Erhöhung der vertraglichen Anschlussleistung um 0,8 GW_{th}.

Trotz dieses erheblichen Mehrbedarfes an Wärme gelingt es im Zielbild für das Jahr 2035, den Anteil an klimaneutraler Wärme gegenüber dem Jahr 2030 deutlich auf 50 % zu erhöhen. In absoluten Zahlen bedeutet dies, dass mehr als 1,5 TWh mehr klimaneutrale Wärme pro Jahr erzeugt wird als im Jahr 2030, was durch einen breiten Mix aus Geothermie, Wärmepumpen, Biomasse, Power-to-Heat und thermischer Abfallverwertung gelingt. Der Anstieg des Anteils klimaneutraler Wärme führt zu einer signifikanten Reduzierung der spezifischen CO_2-Emissionen der Fernwärme und ist ein wichtiger Schritt in Richtung CO_2-freier Fernwärmeversorgung. Aufgrund der sich verändernden Rolle der KWK sowie des deutschen Strommixes wird in den kommenden Jahren ein Abrücken von der Stromgutschriftmethode[16] erwartet. Die spezifischen CO_2-Emissionen der Fernwärmeabgabe werden nach der Carnot-Methode[17] bei 90 g CO_2/kWh liegen und der Primärenergiefaktor bei 0,6.

Damit die angestrebte Fortführung der Dekarbonisierung bis 2035 verwirklicht werden kann, bedarf es einer Reihe von Gelingensbedingungen, damit das hierfür notwendige Erzeugungsportfolio und dessen prognostizierter Einsatz realisiert werden können: Die benötigten Stromnetzanschlusskapazitäten und Flächen für neue Erzeugungsanlagen müssen verfügbar sein und die notwendigen Kooperations- und Genehmigungsprozesse müssen effizient abgewickelt werden. Strom für die Nutzung im Wärmesektor darf nicht durch prohibitiv hohe Strombezugsnebenkosten belastet werden, insbesondere wenn der Stromverbrauch netzdienlich erfolgt.

[16] siehe AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1

[17] siehe AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6

4.

Szenarien für die Klimaneutralität bis 2045

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

4. Szenarien für die Klimaneutralität bis 2045

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln aufgezeigt, hängt die zukünftige Entwicklung des Fernwärmesystems von zahlreichen externen Faktoren und Gelingensbedingungen ab. Insbesondere die hohe Dynamik und Tragweite des regulatorischen und förderpolitischen Rahmens sowie die Ausgestaltung von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen führen dazu, dass die Entwicklung jenseits des Jahres 2035 einer hohen Unsicherheit unterliegt.

Auf dieser Basis würden szenarienfreie Planungen und vollständige Verpflichtungen zu einem untragbaren Risiko führen. Daher werden für den Zeitraum ab 2035 bis zur vollständig CO_2-freien Fernwärmeversorgung bis spätestens 2045 drei Szenarien zum Erreichen der Dekarbonisierungsziele skizziert, die unterschiedliche in sich schlüssige Rahmenbedingungen beinhalten. In allen Szenarien werden im Jahr 2045 somit spezifische CO_2-Emissionen von 0 g CO_2/kWh erreicht und ein Primärenergiefaktor der Fernwärmabgabe kleiner 0,2. Ebenso verfolgen die Szenarien jeweils Pfade, die im Jahr 2040 einen Anteil an erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme bei der Wärmezeugung von 80 % erreichen und damit die Zielvorgabe des Wärmeplanungsgesetzes erfüllen (siehe Abbildung 18).

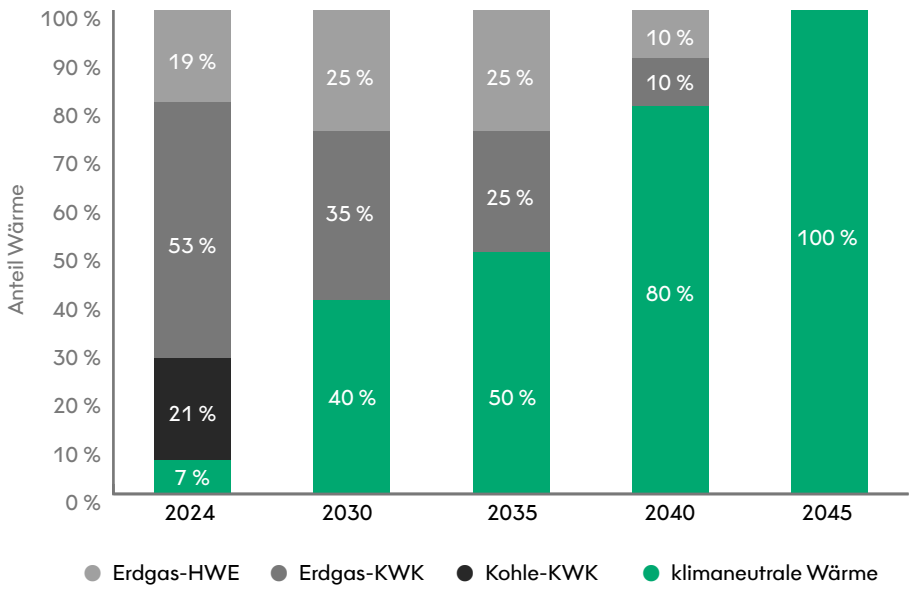


Abbildung 18: Entwicklung des Anteils klimaneutraler Wärme an der Wärmebereitstellung bis 2045.

Für die Szenarien gibt es zwei zentrale Unterscheidungsmerkmale. Eines davon ist der Umfang, in dem lokale, im Stadtgebiet oder näheren Umland verteilte Wärmepotenziale erschlossen werden. Das andere ist der Grad der Nutzung von Strom oder Wasserstoff für die Wärmeerzeugung.

- Das Szenario „Lokale Wärme und Strom“ ist geprägt durch die Nutzung vieler lokaler Wärmequellen und eine hohe Elektrifizierung der Wärme. Der Wasserstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung ist vergleichsweise gering.

- Das Szenario „Wasserstoff“ setzt stark auf die Nutzung von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung an wenigen zentralen Standorten. Allerdings werden auch größere lokale Wärmepotenziale im Umfeld dieser Erzeugungsstandorte erschlossen. Der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung ist reduziert.
- Das Szenario „Mittelweg“ ist ein mittlerer Pfad, der sowohl hinsichtlich der Nutzung lokaler Potenziale als auch in Bezug auf den Grad der Elektrifizierung bzw. Wasserstoffnutzung zwischen den beiden anderen Szenarien liegt.

Neben diesem zentralen Unterscheidungsmerkmal gibt es einige Prämissen, die für alle drei Szenarien in gleicher Weise gelten.

Der Erhalt und die Weiternutzung der vier zentralen Gas-KWK-Standorte ist aus Sicht der BEW eine wichtige Bedingung für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung in Berlin. Diese KWK-Anlagen können große Mengen Fernwärme verlässlich liefern, wenn diese benötigt werden. Gleichzeitig stabilisieren sie das Stromnetz, da zukünftig durch die Elektrifizierung des Wärmemarkts ein hoher Wärmebedarf zu einem hohen Strombedarf führt.

Eine zweite Annahme ist, dass auch im Jahr 2045 Wärme aus thermischer Abfallverwertung einen Beitrag zur Fernwärmeversorgung in Berlin leistet. Durch Erhöhung der Recyclingquote ist berlinweit grundsätzlich mit einem Rückgang der Hausmüllmengen zu rechnen. Derzeit wird jedoch ein Großteil dieser Mengen zur Verbrennung nach Brandenburg exportiert, was u. a. zusätzliche CO_2-Emissionen durch den Transport verursacht. Im Rahmen des Kohleausstiegs in der Lausitz ist die Neuordnung dieser Stoffströme notwendig, sodass zukünftig mit einem steigenden Potenzial für die energetische Nutzung in Berlin zu rechnen ist. In allen drei Szenarien soll die thermische Abfallverwertung in gleicher Weise genutzt werden, um zuverlässig Wärme bereitzustellen. Wärme aus thermischer Abfallverwertung ist klimaneutrale Wärme.

Die dritte Prämisse, die allen drei Szenarien gemeinsam ist, beschreibt die Nutzung von fester Biomasse. Biomasse ist als lagerfähiger und regionaler Brennstoff in der Lage, einen großen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Auf der einen Seite, ermöglicht es die Nutzung von Biomasse, unabhängig von Strom- oder Wasserstoffnetzkapazitäten Wärme bereitzustellen. Auf der anderen Seite trägt ihr Einsatz zur Diversifizierung des Erzeugungsportfolios bei und erhöht die Unabhängigkeit von überregionalen oder sogar internationalen Strom-, Gas- und Wasserstoffquellen. Der derzeitige regulatorische Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes und der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze sieht für ein großes Wärmenetz wie das Verbundnetz der BEW einen maximalen Anteil an der Wärmebereitstellung aus Biomasse von 15 % vor.

Ebenfalls allen Szenarien gemein ist, dass jeweils ein Bedarf an Reservekapazitäten, der knapp ein Gigawatt umfasst, zur Absicherung gegen den Ausfall der größten Erzeuger in allen Teilnetzen ausgewiesen wird, die nicht für die Bereitstellung der Wärme vorgesehen sind. Diese Reservekapazitäten werden aufgrund des großen und komplexen Verbundnetzes mit seinen vielen Teilnetzen und dem Vorhandensein der Inselnetze benötigt. Aufgrund hydraulischer Beschränkungen und einer im Falle der Inselnetze tatsächlichen räumlichen Trennung muss für jedes Netz eine eigenständige Besicherungsbetrachtung vorgenommen werden. Beim Ausfall von Erzeugungsleistung innerhalb der Teilnetze oder vorgelagerter Netze muss sichergestellt werden, dass jeder Netzabschnitt auch bei sehr hohen Wärmebedarfen noch versorgt werden kann. Diese Reservekapazitäten müssen nicht zwingend Wärmeerzeuger wie Power-to-Heat-Anlagen, Wasserstoff-HWEs oder Bioöl-HWEs sein, auch Wärmespeicher, Netzmaßnahmen oder Demand-Side-Management kommen dafür infrage.

4.1 Szenario „Lokale Wärme und Strom“

Ein Wesensmerkmal des Szenarios „Lokale Wärme und Strom“ ist die umfangreiche Erschließung der lokalen Wärmepotenziale sowohl an den vorhandenen zentralen Standorten als auch an einigen neu zu erschließenden und über das Stadtgebiet bzw. das stadtnahe Berliner Umland verteilten Erzeugerstandorten. Daneben zeichnet sich dieses Szenario auch durch eine starke Elektrifizierung der Fernwärme aus, d. h., große Mengen Wärme werden aus Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen bereitgestellt.

Die bereits für das Zielbild 2035 unternommenen Bemühungen zur Erschließung lokaler Quellen werden entsprechend fortgesetzt und intensiviert. Hierfür bedarf es einer engen Zusammenarbeit aller notwendigen Akteure zur Bereitstellung der benötigten Flächen, Wärmequellen, Genehmigungen und Netzanschlüsse. Entwicklung und Ausbau neuer Erzeugungsstandorte für die Erschließung lokaler Wärmequellen erfordern sehr hohe Investitionen; die dafür notwendige Kapitalaufnahme muss für die BEW zu akzeptablen Finanzierungskosten erfolgen. Um dieses Ziel zu unterstützen, kommen insbesondere Eigenkapitalstärkungen, Bürgschaften sowie Förderdarlehen in Frage.

Damit die ohnehin sehr komplexe Erschließung der lokalen Wärmepotenziale überhaupt gelingen kann, ist eine der wichtigsten Grundvoraussetzungen für dieses Szenario die Bereitstellung ausreichend großer Stromnetzanschlusskapazitäten. Hierbei ist die besondere Herausforderung, dass der Leistungsbedarf an vielen verschiedenen Standorten im Stadtgebiet anfällt und das Verteilnetz ohne Verstärkung des vorgelagerten Übertragungsnetzes sowie einen Ausbau in der Stadt oftmals nicht in der Lage ist, alle Netzanschlussbegehren zu befriedigen. Auch für den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen ist das Vorhandensein ausreichend dimensionierter Stromnetzanschlusskapazitäten essenziell. In diesem Szenario wird gegenüber 2030 mehr als ein Gigawatt zusätzlicher Stromnetzanschlussleistung benötigt. Ein solch hoher Leistungsbedarf ist nicht nur für den Verteilnetzbetreiber eine Herausforderung, sondern hat auch direkte Rückwirkungen auf den Übertragungsnetzbetreiber.

Neben den benötigten Netzanschlusskapazitäten ist eine zweite Grundvoraussetzung für dieses Szenario ein regulatorisches Umfeld, das die Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung und damit auch die Dekarbonisierung der Fernwärme unterstützt. Derzeit ist die Belastung mit Umlagen, Steuern und Netzentgelten oftmals wesentlich höher als der eigentliche Strompreis, was zu hohen Wärmegestehungskosten führt und den Einsatz von Strom in Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen bremst. Strom, der für die Erzeugung von Wärme genutzt wird, muss mindestens in den Stunden mit hohem Dargebot an erneuerbarem Strom in einem solchen Szenario mit deutlich niedrigeren Strombezugsnebenkosten belastet werden. Für Wärmepumpen gibt es derzeit bereits erste Erleichterungen wie die Befreiung von der KWK- und der Offshore-Umlage; diese sind jedoch noch nicht ausreichend und müssen auch Power-to-Heat-Anlagen zugutekommen. Insbesondere für die Netzentgelte im Verteilnetz werden Regelungen benötigt, die den wirtschaftlichen Einsatz von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen an vielen verschiedenen Standorten ermöglichen.

Ein Schwerpunkt bei der Erschließung lokaler Potenziale liegt auf der Nutzung von Geothermie. Gegenüber dem Zielbild 2035 werden zusätzlich 180 MW_{th} Leistung angeschlossen, was mit der Inbetriebnahme von bis zu zehn neuen Standorten einhergeht. Für die entsprechende Erschließung neuer Standorte ist neben dem benötigten Stromanschluss auch die Flächenverfügbarkeit von Bedeutung. Die Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren wird weiter intensiviert. Zusätzlich zu den bis 2035 in Betrieb genommenen Anlagen werden weitere 180 MW_{th} Leistung verfügbar gemacht, was mehrere neue Erzeugungsstandorte bedingt.

Die aus dem Klärwasser gewonnene thermische Leistung wird durch die Inbetriebnahme weiterer 70 MW_{th} Wärmepumpenleistung verdoppelt, womit das innerhalb Berlins aus Klärwasser zu gewinnende Wärmepotenzial weitestgehend ausgeschöpft ist. Die direkte Nutzung der Abwasserabwärme in den Kanälen soll ebenfalls intensiviert werden, sodass gegenüber 2035 zusätzlich knapp 10 MW_{th} zur Verfügung stehen. Mit der Inbetriebnahme weiterer Flusswasserwärmepumpen können im Vergleich zum Zielbild 2035 knapp 50 MW_{th} an die Fernwärme angeschlossen werden.

Ein weiteres zentrales Element dieses Szenarios ist die Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen. Deren thermische Leistung wird gegenüber dem Zielbild 2035 um fast 900 MW_{th} erhöht. Die Errichtung dieser Anlagen erfolgt vorrangig an den bisherigen zentralen Erzeugungsstandorten.

Neben der Nutzung lokaler Potenziale im Stadtgebiet wird im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ auch das Umland Berlins stärker eingebunden. Insbesondere die Nutzung von Freiflächen-Solarthermieanlagen ist hierbei zu nennen. Die benötigten langen Anbindeleitungen an das Verbundnetz verteuern diese Technologie. Hierbei gilt es, Synergieeffekte entlang der Anbindungstrassen durch die gleichzeitige Anbindung von weiteren lokalen Quellen und Kunden zu nutzen. Dies bedarf einer guten Kooperation mit dem Land Brandenburg und einer partnerschaftlichen Einbindung der brandenburgischen Kommunen.

Noch stärker als in den beiden anderen Szenarien ist im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ der Bedarf an Wärmespeichern ausgeprägt. Die vergleichsweise kleinen Erzeugungsleistungen der vielen Wärmepumpen und Geothermieanlagen können durch Kurzzeitwärmespeicher flexibilisiert werden. In Zeiten geringerer Last muss die klimaneutrale Wärmequelle nicht abgeregelt werden, in Zeiten höherer Last muss keine zusätzliche Reserveleistung wie Wasserstoff-HWEs vorgehalten werden. Daneben helfen die Kurzzeitwärmespeicher auch bei der wirtschaftlichen Optimierung, da niedrige Strompreise ausgenutzt werden können, wohingegen Strompreisspitzen vermieden werden, was wiederum der Netzstabilität zugutekommt. Langzeitwärmespeicher ermöglichen die Verlagerung von Wärme aus den Sommermonaten in die Heizperiode und erhöhen damit den Ausnutzungsgrad der erschlossenen Wärmequellen signifikant. Eine solche Erhöhung der Vollbenutzungsstunden erhöht bei Grundlastwärmequellen in der Regel deren Wirtschaftlichkeit, da die spezifischen Wärmegestehungskosten durch eine Verteilung der Investitionskosten auf eine größere Wärmemenge sinken. Für die Nutzung der Wärme aus den Langzeitwärmespeichern ist in der Regel der Einsatz von Wärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen notwendig, um die benötigten Vorlauftemperaturen zu erreichen.

Die Erschließung der diversen genannten lokalen Wärmepotenziale bei gleichzeitiger Elektrifizierung der Fernwärme durch Power-to-Heat-Anlagen führt zu der in Abbildung 19 gezeigten Verteilung von Wärmeleistung und Wärmearbeit auf die verschiedenen Erzeugungstechnologien.

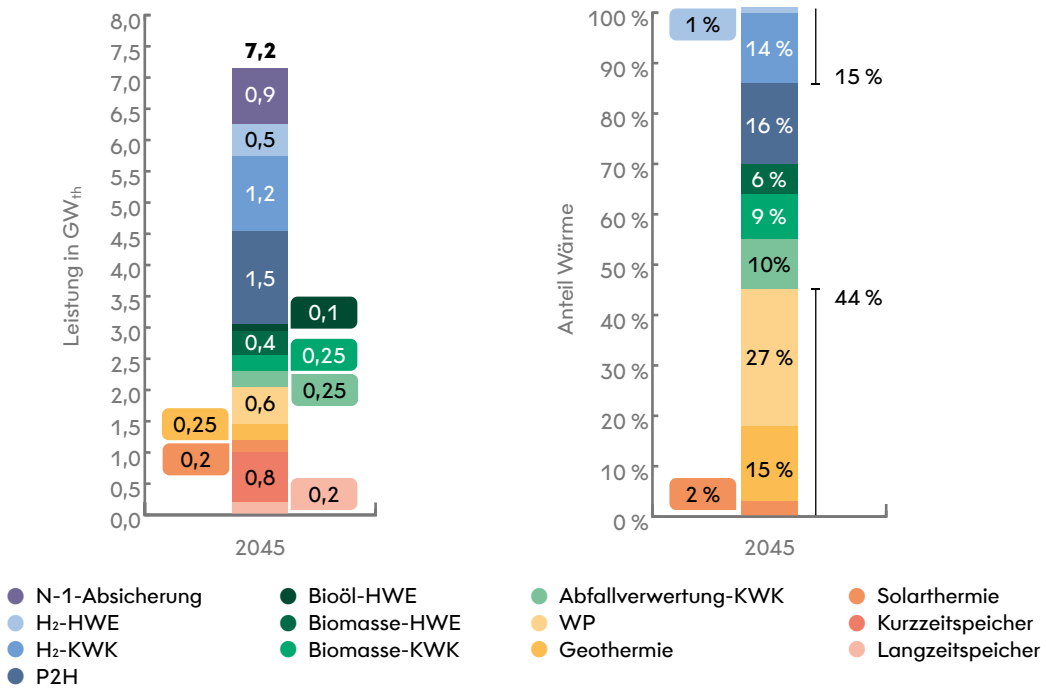


Abbildung 19: Installierte thermische Leistung und prognostizierter Wärmeanteil nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2045 im Szenario „Lokale Wärme und Strom“

Knapp 40 % der Erzeugungsleistung entfällt auf Anlagen, die für die Bereitstellung von Wärme Strom benötigen. Diese Anlagen liefern in Summe fast 60 % der benötigten Wärme. Mit 27 % entfällt der größte Anteil auf die Nutzung von Wärmepumpen, 15 % auf Geothermie und weitere 16 % stellen Power-to-Heat-Anlagen bereit. Damit kommen rund 42 % der Wärme aus Quellen, deren Quelltemperaturen niedriger sind als das benötigte Niveau zum Heizen, und die somit mittels Wärmepumpen eingebunden werden müssen. Um dabei auch in Kälteperioden die Vorlauftemperatur der Fernwärme zu erreichen, muss deren Wärmeleistung in Höhe von 850 MW_{th} zusätzlich durch andere Erzeuger, z. B. Power-to-Heat-Anlagen, abgesichert oder die Vorlauftemperatur im Netz gesenkt werden.

Der Anteil der Wärmebereitstellung aus der Verbrennung von Wasserstoff ist in diesem Szenario mit rund 15 % vergleichsweise gering. Wasserstoff wird fast ausschließlich in KWK-Anlagen genutzt. Diese werden eingesetzt, wenn es wirtschaftlich sinnvoll ist. In der Regel sind dies Zeiträume, in denen Strom knapp und damit teuer ist, d. h., die Erzeuger erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik und Windkraft sind nicht (oder nur eingeschränkt) in der Lage, ausreichend Strom bereitzustellen. Neben dieser überregionalen Netzstabilisierung kann der erzeugte Strom auch direkt für die Deckung des Strombedarfs der Wärmeerzeuger herangezogen werden und ist damit eine wichtige und notwendige Komponente dieses Szenarios. Wasserstoff-HWEs werden hingegen nur in Ausnahmefällen benötigt, vor allem zur Besicherung von Anlagenausfällen und in Zeiten höchster Wärmelast, falls nicht mehr ausreichend Strom oder gesicherte Netzanschlusskapazitäten zur Verfügung stehen. Mit diesen Aufgaben begründet sich trotz des geringen Einsatzes der vergleichsweise hohe Leistungsanteil der Wasserstoff-HWEs von über 8 %.

Aus Biomasse werden 15 % der Wärme gewonnen, wovon rund 9 % auf die Nutzung von KWK-Anlagen entfallen, während circa 6 % der Wärme aus HWEs bereitgestellt werden. Die thermische Abfallverwertung in KWK-Anlagen liefert wiederum circa 10 % der Wärme.

Solarthermie steuert mit einer Leistung von 200 MW_{th} knapp 2 % der benötigten Erzeugungsleistung bei, wobei diese Leistung nicht der maximalen Leistung der Solarkollektoren an Sommertagen entspricht, sondern der angenommenen Übertragungskapazität zwischen der Solarthermie sowie einem gekoppelten Speicher zum Fernwärmenetz. Da Solarthermie vorwiegend dann anfällt, wenn der Wärmebedarf gering ist und genügend andere Quellen verfügbar sind, muss die Einspeisung durch den Einsatz von zusätzlichen Saisonalspeichern vor Ort zwischengespeichert und in die Heizperiode verlagert werden. So gelingt es, etwa 3 % der benötigten Wärme zu liefern, wofür entsprechend den in Kapitel 1.7 erläuterten Annahmen eine Fläche von 175 ha bzw. 250 Fußballfeldern erforderlich wäre.

Insgesamt steht für die Deckung des prognostizierten Wärmebedarfes im Jahr 2045 eine Wärmeleistung von etwa 7,2 GW_{th} zur Verfügung, wovon jedoch 0,9 GW_{th} als Reserveleistung auszuweisen sind.

Die nachfolgende Abbildung 20 zeigt für das Verbundnetz eine mögliche geordnete Jahresdauerlinie des Jahres 2045, die das Zusammenspiel der installierten Wärmeerzeugungskapazitäten beispielhaft illustriert. In gleicher Weise wie für das Zielbild 2035 wurde unter Anwendung der in Kapitel 1.6 beschriebenen Grundsätze für die Auswahl und den Einsatz der Technologiepotenziale eine konsistente Einsatzreihenfolge der Erzeugungstechnologien simuliert. Ausgehend von den so getroffenen Annahmen, ergibt sich die in Abbildung 20 gezeigte Darstellung für den Einsatz der Erzeugungskapazitäten für das Szenario „Lokale Wärme und Strom“ zur Erreichung der Klimaneutralität bis spätestens 2045.

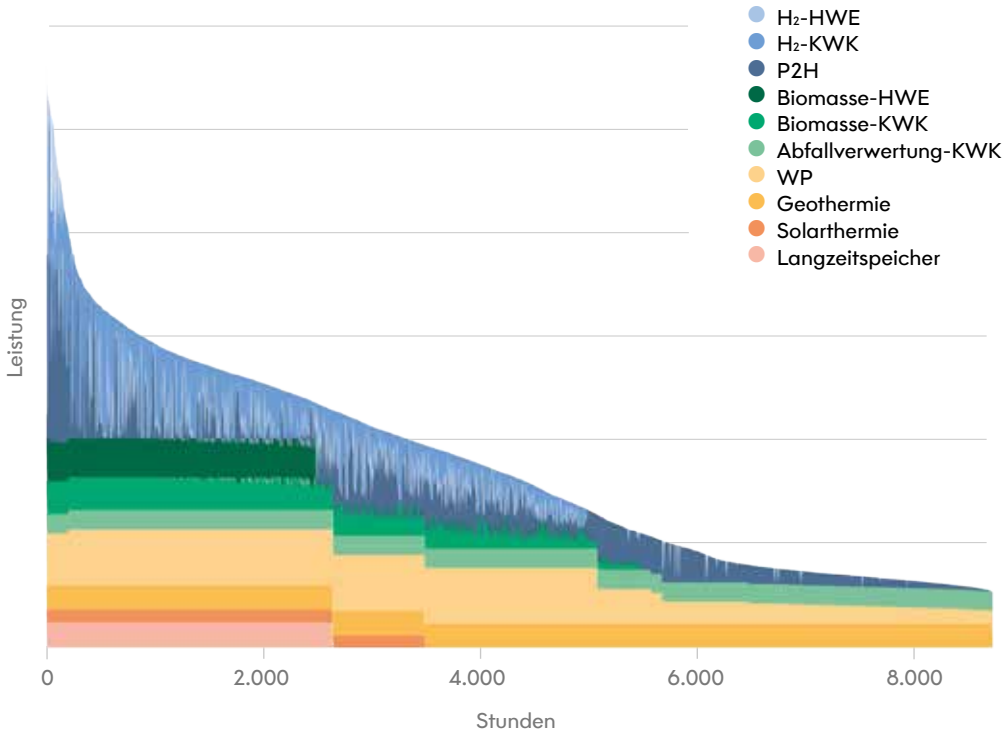


Abbildung 20: Anlageneinsatz und Jahresdauerlinie des Verbundnetzes im Szenario „Lokale Wärme und Strom“. Der gezeigte Einsatz der Solarthermie umfasst den Einsatz von zusätzlichen Langzeitspeichern.

Im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ wird die Grundlast vorrangig aus den Wärmepumpen, der Abfallverwertungs-KWK und der Geothermie bereitgestellt. Aufgrund der angenommenen günstigen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen werden diese zusätzlich bei niedrigen Strompreisen in den Sommermonaten eingesetzt. Gleichzeitig wird ein Teil der Grundlastwärme aus den zuvor genannten Anlagen in die Langzeitwärmespeicher eingespeichert. Die entsprechende Leistung wird nicht dem Fernwärmenetz zugeführt, was in Abbildung 20 an einer Absenkung der Leistungsbänder bei niedriger Wärmelast erkennbar ist. Auch die Wärme aus der Solarthermieanlage wird durch die angenommene Kombination mit Saisonalspeichern nicht im Sommer, sondern erst in Zeiträumen mit höherem Wärmebedarf genutzt.

Im Mittellastbereich wird zusätzlich zu den nun voll ausgefahrenen Grundlastanlagen die Wärme aus Biomasse-KWK und Biomasse-HWEs eingesetzt. Zusätzlich werden die saisonalen Speicher zur Verlagerung von Solarthermie und Grundlastwärme kontinuierlich geleert und tragen damit entscheidend zur Lastdeckung in den Stunden hohen Wärmebedarfs bei. Wasserstoff-KWK-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen liefern die übrigen Wärmemengen zur Lastdeckung etwa zu jeweils gleichen Teilen. Aufgrund der Strompreisabhängigkeit beider Technologien fluktuiert deren Wärmeerzeugung stark und sie werden meist im Wechsel eingesetzt.

Im Spitzenlastbereich werden auch Wasserstoff-HWEs vereinzelt eingesetzt. Dies wird notwendig, falls bei sehr hohen Strompreisen die Kapazitäten der Wasserstoff-KWK-Anlagen nicht mehr ausreichen und der Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen vermieden werden soll. Auch Engpässe bei der verfügbaren Stromnetzanschlusskapazität können den Einsatz von Wasserstoff-HWEs notwendig machen.

Fazit

Das Fernwärmesystem im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ zeichnet sich durch die Ausnutzung vieler lokaler Wärmequellen im Berliner Stadtgebiet und im nahen Umland sowie eine starke Elektrifizierung zur Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung aus. Dabei wird so wenig wie möglich auf den mit Unsicherheiten behafteten Energieträger Wasserstoff gesetzt.

Die Erschließung großer Mengen lokaler Potenziale ist ein komplexer und herausfordernder Prozess, der eine enge Zusammenarbeit aller lokalen Akteure und die Bereitstellung der benötigten Investitionsmittel erfordert. Weitere wichtige Grundvoraussetzungen sind die Bereitstellung der benötigten Flächen, die Verfügbarkeit von ausreichenden Stromanschlusskapazitäten und ein regulatorisches Umfeld, das den Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung begünstigt.

Der hohe Anteil von Wärmequellen mit niedrigen Quelltemperaturen und der Anschluss zahlreicher neuer Erzeugungsstandorte bedingen, stärker noch als in den anderen Szenarien, eine umfassende Netztransformation.

4.2 Szenario „Wasserstoff“

Das Szenario „Wasserstoff“ zeichnet sich durch einen hohen Wasserstoffeinsatz aus, bei dem wasserstoffbefeuerte KWK-Anlagen und HWEs an den zentralen Erzeugungsstandorten die Wärmeerzeugung dominieren. Im Gegensatz zur Nutzung lokaler Wärmequellen für die Deckung des Wärmebedarfes wird ein Großteil der benötigten Energie in Form von Wasserstoff nach Berlin importiert.

Eine Grundvoraussetzung für dieses Szenario ist die ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff. Mit den gesetzlichen Vorgaben für die Schaffung eines Wasserstoffkernnetzes ist hierfür ein erster Schritt erfolgt. Das Vorhandensein von entsprechenden Netzanschlusskapazitäten durch eine Umwidmung der bestehenden Erdgasanschlüsse, zumindest an den zentralen Erzeugungsstandorten, wird durch den zuständigen Gasnetzbetreiber zugesichert. Neben der technischen Machbarkeit ist die Verfügbarkeit der notwendigen Mengen grünen Wasserstoffs zu wirtschaftlich realisierbaren Konditionen eine weitere Grundvoraussetzung dieses Szenarios. Wichtiger noch als im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ ist in diesem Szenario ein für KWK günstiges Marktumfeld, das die Funktionen der Kraft-Wärme-Kopplung als hocheffiziente Verbindung von Wärmequelle und Stromnetzstabilisierung entsprechend vergütet. Die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung wird in diesem Szenario nicht regulatorisch begünstigt, d. h., der Einsatz von Strom in Wärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen ist mit hohen Stromnebenkosten belastet und Wärmeerzeugungsanlagen werden bei der Bereitstellung von Stromanschlusskapazitäten nicht bevorzugt.

Günstiger Wasserstoff ermöglicht die Bereitstellung großer Mengen Wärme aus den vorhandenen Heißwassererzeugern und KWK-Anlagen an den zentralen Erzeugungsstandorten. Die hierfür notwendige Umrüstung von Erdgas auf Wasserstoff ist wesentlich weniger kapitalintensiv und auch in der Umsetzung weniger herausfordernd als die Erschließung zahlreicher kleinerer lokaler Wärmepotenziale. Unter diesen Rahmenbedingungen konzentriert sich die BEW auf die Nutzung größerer lokaler Wärmequellen im Umfeld der zentralen Erzeugungsstandorte.

Beispielhaft sei hier die Geothermie genannt. Diese ist mit hohen Investitionskosten und Fündigkeitsrisiken verbunden. Für die Netzeinspeisung der gelieferten Wärme sind Wärmepumpen nötig, welche die Temperatur auf ein nutzbares Niveau anheben. Der dafür notwendige Strom ist aufgrund der hohen Strombezugsnebenkosten vergleichsweise teuer, die Verfügbarkeit des Stromnetzanschlusses ist unsicher. Gegenüber 2035 werden dementsprechend nur knapp 50 MW_{th} zusätzliche Leistung in Betrieb genommen, was etwa drei Erzeugungsanlagen, idealerweise im Umfeld der bisherigen Erzeugungsstandorte, entspricht.

Aus Rechenzentren werden im Vergleich zu 2035 weitere 50 MW_{th} für das Fernwärmenetz verfügbar gemacht. Die aus dem Klärwasser gewonnene thermische Leistung wird durch die Inbetriebnahme weiterer 35 MW_{th} Wärmepumpenleistung um 50 % erhöht. Mit der Inbetriebnahme von weiteren Flusswasserwärmepumpen werden gegenüber 2035 nochmals gut 5 MW_{th} erschlossen.

Die kapitalintensive Nutzung von Freiflächen-Solarthermieanlagen lohnt sich nicht. Das Nachheizen der aus den Saisonalspeichern entnommenen Wärme wäre teuer, und die im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ angesprochenen Synergieeffekte mit der Erschließung weiterer Wärmequellen zur Reduzierung der spezifischen Anbindekosten kommen in diesem Szenario nicht zum Tragen.

Zusätzliche Langzeitwärmespeicher werden in einem solchen Szenario nur in geringerem Umfang benötigt, da die Überschüsse aus Grundlastanlagen, die aus den Sommermonaten in die Heizperiode verlagert werden können, niedriger ausfallen.

Kurzzeitwärmespeicher werden im Szenario „Wasserstoff“ vorrangig für den Einsatz in Kombination mit den Wasserstoff-KWK-Anlagen benötigt. Um deren Potenzial voll auszuschöpfen, muss die Wärmeerzeugung möglichst vom Wärmebedarf entkoppelt werden, sodass eine wirtschaftliche Optimierung gegen den Strompreis möglich ist und das Wärmeerzeugungspotenzial der KWK-Anlagen voll ausgeschöpft werden kann.

Die Verfügbarkeit von günstigem Wasserstoff führt zu dem in Abbildung 21 dargestellten Zielportfolio.

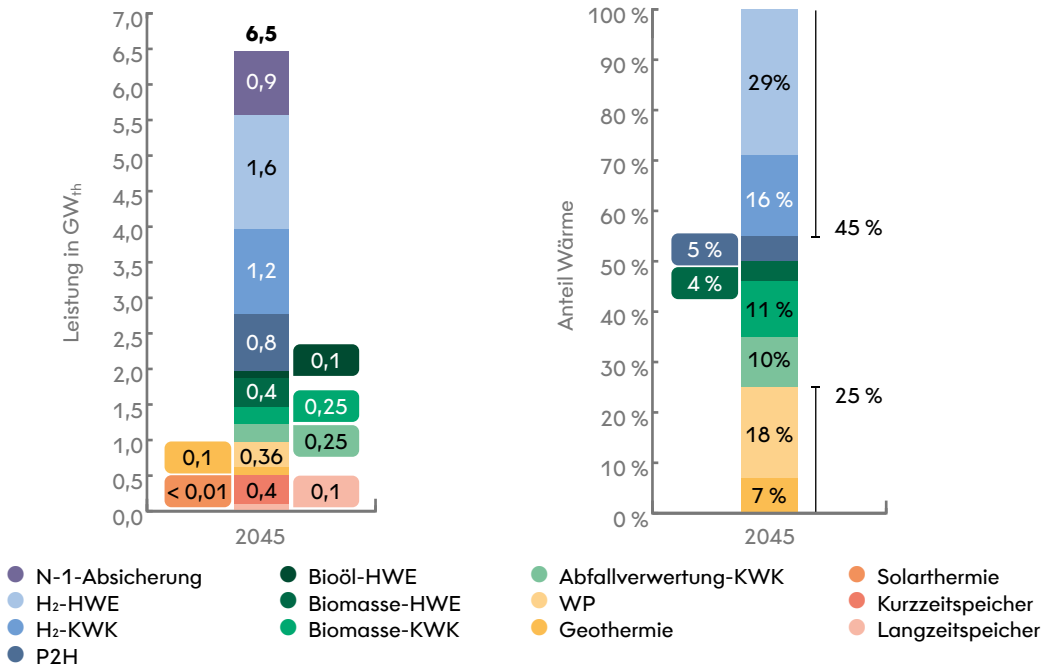


Abbildung 21: Installierte thermische Leistung und prognostizierter Wärmeanteil nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2045 im Szenario „Wasserstoff“

Die Wärmeerzeugungsleistung im Szenario „Wasserstoff“ besteht zu knapp 47 % aus Anlagen, die Wärme durch die Verbrennung von Wasserstoff bereitstellen können. Diese Anlagen liefern in Summe circa 45 % der benötigten Wärme. Mit 29 % entfällt der größte Anteil auf die Nutzung von Wasserstoff-HWEs, die übrigen 16 % werden aus Wasserstoff-KWK-Anlagen gewonnen.

Im Gegensatz dazu ist der Anteil der elektrifizierten Wärmeerzeugung mit 29 % vergleichsweise gering. Etwa 18 % der Wärme werden aus Wärmepumpen bereitgestellt, 7 % aus der Nutzung von Geothermie und 5 % durch den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen.

Aus Biomasse werden, genauso wie im Szenario „Lokale Wärme und Strom“, etwa 15 % der Wärme gewonnen. Allerdings ist der Anteil der Nutzung von KWK-Anlagen mit 11 % in diesem Szenario etwas höher; entsprechend geringer fällt der Anteil der Biomasse-HWEs mit nur 4 % aus. Die thermische Abfallverwertung liefert wiederum rund 10 % der Wärme.

Insgesamt steht für die Deckung des prognostizierten Wärmebedarfes im Jahr 2045 eine Wärmeleistung von circa 6,5 GW_{th} zur Verfügung. Dies sind rund 0,7 GW_{th} weniger als im Szenario „Lokale Wärme und Strom“, was fast vollständig auf die geringere verfügbare Wärmespeicherleistung zurückzuführen ist.

In der nachfolgenden Abbildung 22 ist in gleicher Weise wie für das zuvor dargelegte Szenario „Lokale Wärme und Strom“ eine mögliche geordnete Jahresdauerlinie für das Szenario „Wasserstoff“ für die Erreichung einer CO_2-freien Fernwärmeerzeugung bis spätestens 2045 dargestellt. Auch hier wird das Zusammenspiel der Erzeugungstechnologien simuliert, das sich unter den genannten Rahmenbedingungen einstellt.

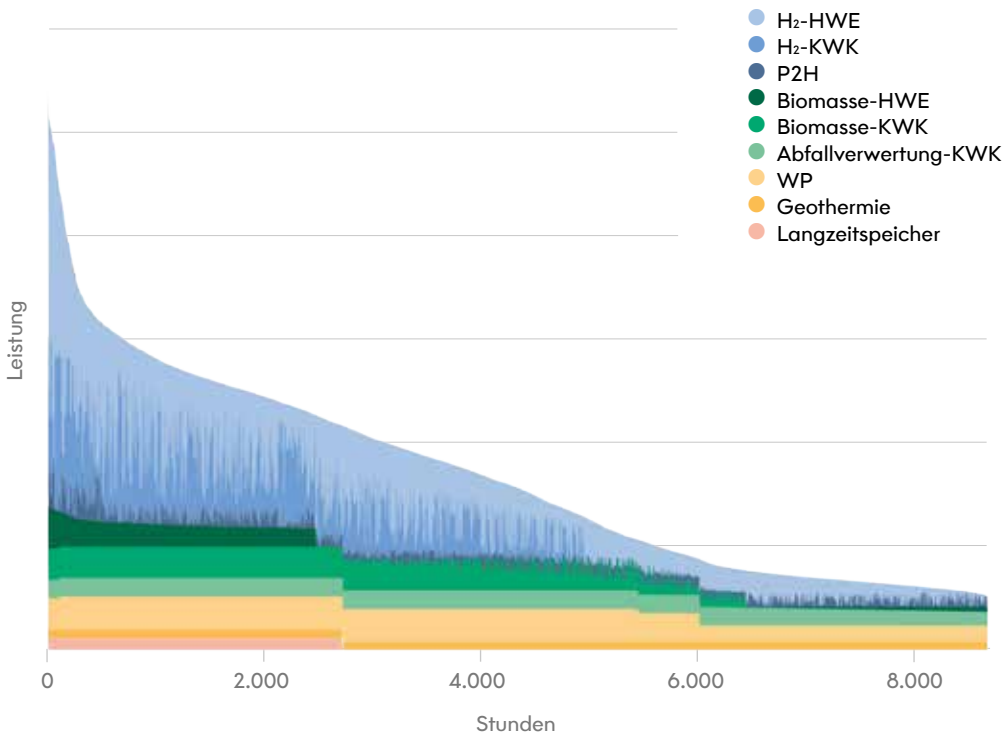


Abbildung 22: Anlageneinsatz und Jahresdauerlinie des Verbundnetzes im Szenario „Wasserstoff“

Auch im Szenario „Wasserstoff“ wird die Grundlast von den vorhandenen Wärmepumpen, der Abfallverwertungs-KWK und der Geothermie bereitgestellt. Die verfügbare Menge ist allerdings aufgrund der geringeren installierten Leistungen niedriger. In Zeiten sehr geringer Last wird ein Teil dieser Wärme unter Einsatz der Langzeitwärmespeicher in die Heizperiode verlagert. Dies reduziert die benötigten Erzeugungskapazitäten, da mit der Ausspeicherung zusätzliche Wärmeleistung zur Lastdeckung zur Verfügung steht.

Im Mittellastbereich wird zusätzlich zu den nun voll ausgefahrenen Grundlastanlagen die Wärme aus Biomasse-KWK und Biomasse-HWEs eingesetzt. Im Vergleich zum Szenario „Lokale Wärme und Strom“ wird die Biomasse-KWK stärker eingesetzt. Die geringere Leistung der Grundlastanlagen führt dazu, dass mehr Wärme aus der Biomasse-KWK-Anlage bereitgestellt wird. Zusätzlich werden die saisonalen Speicher zur Verlagerung von Grundlastwärme kontinuierlich geleert und tragen damit zur Lastdeckung in den Stunden hohen Wärmebedarfs bei. Power-to-Heat-Anlagen werden das ganze Jahr über eingesetzt, sobald die Strompreise eine günstige Bereitstellung von Wärme ermöglichen. Ihr Einsatz ist dadurch jedoch hochvolatil.

Die Wärmebereitstellung aus Wasserstoff dominiert den Mittellast- und Spitzenlastbereich. Der Einsatz der Wasserstoff-KWK-Anlagen erfolgt dabei nicht kontinuierlich, sondern unterliegt am Strompreis orientierten Schwankungen. Durch den Einsatz von Kurzzeitwärmespeichern kann jedoch eine gewisse Anpassung an den jeweiligen Wärmebedarf erreicht werden. Anders als im Vergleich zum heutigen Einsatzregime erdgasbefeuerter Erzeugungsanlagen wird im Szenario „Wasserstoff" wesentlich mehr Wärme aus den Wasserstoff-HWEs als den Wasserstoff-KWK-Anlagen bereitgestellt.

Fazit

Das Szenario „Wasserstoff" zeigt eine alternative Möglichkeit für die Erreichung der Klimaneutralität der Fernwärme auf. Falls Wasserstoff zu niedrigen Preisen und in ausreichender Menge verfügbar ist, wird die herausfordernde und kapitalintensive Erschließung lokaler Wärmequellen weniger stark vorangetrieben. Die benötigte Wärme wird zu großen Teilen aus den bestehenden Anlagen an den zentralen Erzeugungsstandorten bereitgestellt. Der Investitionsbedarf der BEW ist weitaus geringer. Einsatz und Vorhaltung von KWK-Anlagen werden durch das Marktumfeld so vergütet, dass diese befähigt sind, nennenswerte Mengen Wärme zu konkurrenzfähigen Wärmegestehungskosten bereitzustellen.

4.3 Szenario „Mittelweg"

Das Szenario „Mittelweg" stellt einen mittleren Pfad zwischen den beiden gegensätzlichen Szenarien „Lokale Wärme und Strom" sowie „Wasserstoff" dar. Während das Szenario „Lokale Wärme und Strom" von einer fortschreitenden Elektrifizierung der Fernwärme unter Nutzung möglichst vieler lokaler Wärmequellen ausgeht, wird im Szenario „Wasserstoff" die Nutzung von Wasserstoff und die Konzentration auf große Erzeugungsanlagen an den zentralen Erzeugungsstandorten betont.

Die bereits für das Zielbild 2035 unternommenen Bemühungen zur Erschließung lokaler Quellen werden fortgesetzt, allerdings gelingt es nicht in ausreichendem Umfang, die erforderlichen lokalen und kleinteiligen Wärmequellen zu erschließen. Die Gründe hierfür können höchst unterschiedlich sein.

Zum einen sind dies technische bzw. organisatorische Gründe. Bleibt die Fündigkeit der Geothermie hinter den Erwartungen zurück, kann aus dieser Quelle weniger Wärme bereitgestellt werden. Abwärmequellen fallen weg, z. B. durch die Schließung eines Rechenzentrums, oder können nicht akquiriert werden, da entsprechende Ansiedlungen nicht im erhofften Umfang stattfinden. Aufgrund komplizierter Genehmigungsverfahren, Flächenkonkurrenz oder lokaler Widerstände können Projekte nicht oder nur stark verzögert umgesetzt werden. Sind die benötigten Stromnetzkapazitäten an den ausgewählten Standorten nicht vorhanden, kann das Potenzial nicht erschlossen werden.

Zum anderen gibt es ökonomische Gründe. Ist der Aufwand für die Erschließung einer lokalen Wärmequelle zu hoch, was wiederum auch technische oder organisatorische Gründe haben kann, lohnt es nicht, dieses

Potenzial zu nutzen. Daneben kann auch die Nutzung von Wasserstoff in den bestehenden Anlagen eine Option sein. Dementsprechend werden dann nur die lokalen Wärmepotenziale genutzt, deren Erschließung vergleichsweise günstig und damit konkurrenzfähig ist. Fehlendes Kapital für die Umsetzung von Erschließungsmaßnahmen führt ebenfalls dazu, dass weniger lokale Wärme genutzt und mehr Wasserstoff importiert wird.

Eine besondere Rolle spielen hierbei der regulatorische Rahmen für die Belastung des benötigten Stroms mit Abgaben, Umlagen und Netzentgelten sowie die politische Unterstützung für die Bereitstellung von Stromnetzkapazitäten. Je höher die Strombezugsnebenkosten, desto unwirtschaftlicher wird die Erschließung kleinerer lokaler Wärmequellen. Je geringer die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten, desto weniger Projekte können umgesetzt werden. Aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen wegfallende Wärmeerzeugungskapazitäten müssen durch andere klimaneutrale Wärmequellen ersetzt werden, sodass die Nutzung des Energieträgers Wasserstoff in diesem Szenario weitaus höher ausfällt als im Szenario „Lokale Wärme und Strom".

Auch in diesem Szenario werden nennenswerte Mengen geothermischer Wärme genutzt. Gegenüber dem Zielbild 2035 werden zusätzlich 120 MW_{th} Leistung angeschlossen, was mit der Inbetriebnahme von bis zu acht neuen Standorten einhergeht. Die Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren wird ebenfalls weiter vorangetrieben. Zusätzlich zu den bis 2035 in Betrieb genommenen Anlagen werden weitere 90 MW_{th} Leistung verfügbar gemacht. Die aus dem Klärwasser gewonnene thermische Leistung wird durch die Inbetriebnahme weiterer 70 MW_{th} Wärmepumpenleistung verdoppelt, womit das aus Klärwasser zu gewinnende Wärmepotenzial vollständig ausgeschöpft ist. Mit der Inbetriebnahme weiterer Flusswasserwärmepumpen können im Vergleich zum Zielbild 2035 weitere 26 MW_{th} an die Fernwärme angeschlossen werden. Die kapitalintensive Nutzung von Freiflächen-Solarthermieanlagen lohnt in diesem Szenario nicht. Die im Szenario „Lokale Wärme und Strom" angesprochenen Synergieeffekte mit der Erschließung weiterer Wärmequellen zur Reduzierung der spezifischen Anbindekosten kommen hierbei nicht zum Tragen.

Der Bedarf an Wärmespeichern liegt in diesem Szenario zwischen den beiden anderen Szenarien. Auch hierbei müssen die erschlossenen lokalen Wärmepotenziale flexibilisiert und in Teilen aus den Sommermonaten in die Heizperiode verlagert werden. Wie im Szenario „Lokale Wärme und Strom" ist es wichtig, dass der Auslastungsgrad der kapitalintensiven Grundlasterzeuger möglichst hoch ist, damit die spezifischen Wärmegestehungskosten durch eine Verteilung der Investitionskosten auf eine größere Wärmemenge möglichst gering sind.

Die nachfolgende Abbildung 23 zeigt die Zusammensetzung des Wärmeerzeugungsportfolios für die Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 für das mittlere Szenario „Mittelweg".

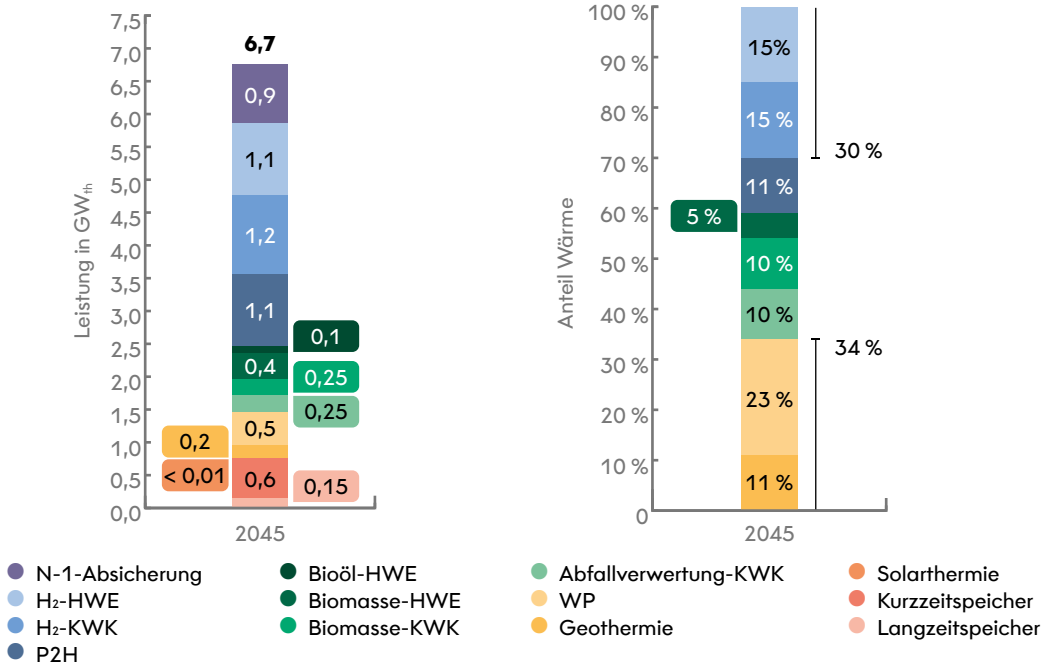


Abbildung 23: Installierte thermische Leistung und prognostizierter Wärmeanteil nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2045 im Szenario „Mittelweg“

Anlagen, die Strom für die Erzeugung von Wärme benötigen, liefern rund 45 % der benötigten Wärme. Mit 23 % entfällt der größte Anteil auf die Nutzung von Wärmepumpen. Geothermie und Power-to-Heat-Anlagen steuern jeweils rund 11 % zur Deckung des Wärmebedarfes bei.

Der Anteil der Wasserstoffnutzung ist mit circa 30 % der Wärmebereitstellung wesentlich geringer als im Szenario „Wasserstoff“ und verteilt sich zu gleichen Teilen auf Wasserstoff-KWK-Anlagen und Wasserstoff-HWEs.

Wie auch in den anderen beiden Szenarien werden aus Biomasse rund 15 % der Wärme gewonnen, wovon 10 % auf die Nutzung von KWK-Anlagen entfallen, während circa 5 % der Wärme durch HWEs bereitgestellt werden. Die thermische Abfallverwertung liefert wiederum rund 10 % der benötigten Wärme. Die Nutzung von Freiflächen-Solarthermieanlagen ist in diesem Szenario nicht Teil des Erzeugungsportfolios.

Insgesamt steht für die Deckung des prognostizierten Wärmebedarfes im Jahr 2045 eine Wärmeleistung von circa 6,7 GW_{th} zur Verfügung.

In der nachfolgenden Abbildung 24 ist in gleicher Weise wie für die zuvor gezeigten Szenarien „Lokale Wärme und Strom“ und „Wasserstoff“ eine mögliche geordnete Jahresdauerlinie für das Szenario „Mittelweg“ für die Erreichung der Klimaneutralität bis spätestens 2045 dargestellt.

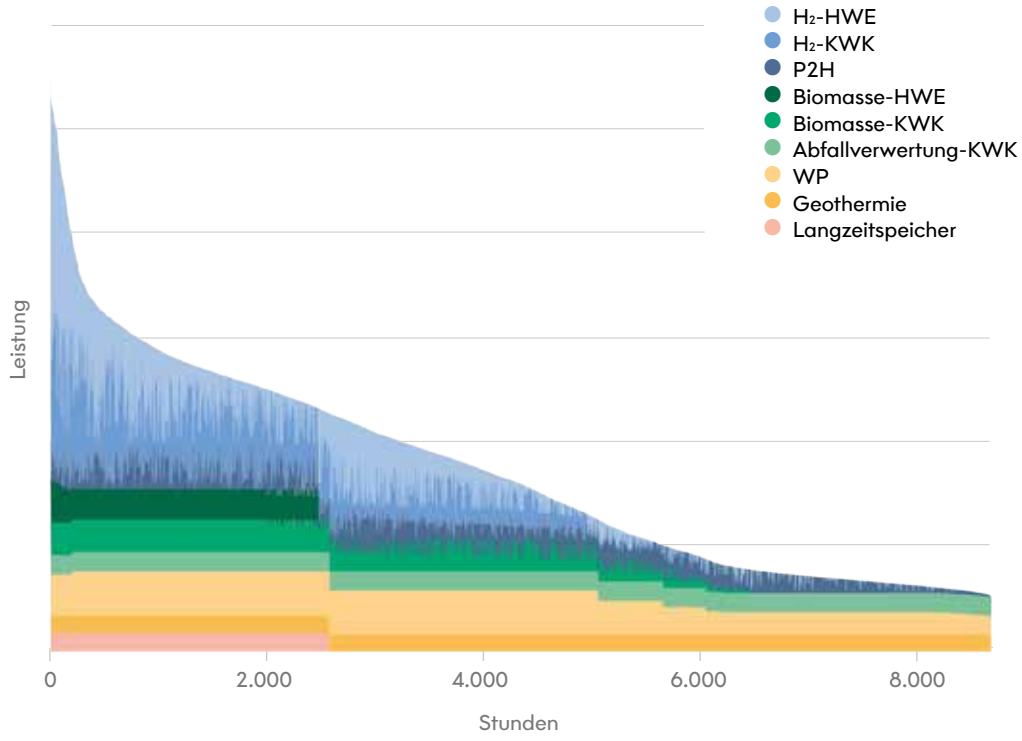


Abbildung 24: Anlageneinsatz und Jahresdauerlinie des Verbundnetzes im Szenario „Mittelweg“

Wie in den beiden zuvor beschriebenen Szenarien wird hierbei die Grundlast aus den Wärmepumpen, der Abfallverwertungs-KWK und durch die Nutzung von Geothermie bereitgestellt. Gegenüber dem Szenario „Wasserstoff“ ist die verfügbare Leistung dieser Quellen jedoch höher und kann somit größere Anteile zur Wärmelastdeckung beitragen. Gleichzeitig ergibt sich durch den Einsatz von Langzeitwärmespeichern ein größeres Potenzial für die Verlagerung von Wärme aus diesen Quellen in die Heizperiode.

Im Mittellastbereich wird zusätzlich Wärme aus Biomasse-KWK und Biomasse-HWEs erzeugt. Im Vergleich zum Szenario „Lokale Wärme und Strom“ wird die Biomasse-KWK-Anlage stärker genutzt, da die geringere Leistung der Grundlastanlagen dazu führt, dass mehr Wärme aus der Biomasse-KWK-Anlage bereitgestellt werden kann. Wie in den beiden anderen skizzierten Szenarien tragen auch in diesem Szenario die Saisonalspeicher zur Lastdeckung in den Stunden hohen Wärmebedarfs bei.

Wasserstoff-KWK-Anlagen liefern ebenso wie im Wasserstoff-Szenario einen Großteil der Mittellastwärme und tragen auch in erheblichem Umfang zur Deckung der Spitzenlast bei. Aufgrund ihrer Strompreisabhängigkeit erfolgt ihr Einsatz nicht kontinuierlich, sondern unterliegt am Strompreis orientierten Schwankungen. Durch den Einsatz von Kurzzeitwärmespeichern kann jedoch eine gewisse Anpassung an den jeweiligen Wärmebedarf erreicht werden.

Power-to-Heat-Anlagen werden über das ganze Jahr hinweg eingesetzt, sobald die Strompreise eine günstige Bereitstellung von Wärme ermöglichen. Ihr Einsatz im Mittellastbereich ist jedoch weitaus ausgeprägter als im Wasserstoff-Szenario, da die vorhandene Leistung höher ist und die regulatorischen Rahmen-

bedingungen vorteilhafter sind. Ähnlich dem Wasserstoff-Szenario, jedoch mit bedeutend geringerem Mengenanteil, wirken die Wasserstoff-HWEs bilanzschließend und liefern die noch zur Lastdeckung benötigte Wärme, wenn alle anderen Quellen ausgefahren oder aufgrund ihrer Strompreisabhängigkeit zu teuer sind.

Fazit

Das im Szenario „Mittelweg" entwickelte Fernwärmesystem für eine klimaneutrale Fernwärme im Jahr 2045 positioniert sich zwischen den beiden konträren Szenarien „Lokale Wärme und Strom" sowie „Wasserstoff". Die Erschließung kleinerer lokaler Wärmequellen ist geringer und der Wasserstoffanteil höher als im Szenario „Lokale Wärme und Strom". Es repräsentiert einen Zustand, wie er sich typischerweise einstellt, wenn politische Zielsetzungen und regulatorische Rahmenbedingungen keine klare Bevorzugung eines Zielkorridors erkennen lassen oder es im Zeitverlauf wiederholt zu Zielanpassungen kommt.

4.4 Szenarien im Vergleich

Für den Dekarbonisierungsfahrplan der BEW wurden drei Szenarien entwickelt, aus denen hervorgeht, wie die Klimaneutralität der Fernwärme bis spätestens 2045 erreicht werden kann. Während die Planungen für das Jahr 2030 bereits sehr konkret sind oder sich in der Umsetzungsphase befinden, ist das in Kapitel 3 beschriebene Zielbild für das Jahr 2035 in Teilen von Potenzialen abhängig, für deren erfolgreiche Erschließung die BEW auf das Eintreten der dort benannten Gelingensbedingungen angewiesen ist. Für den Zeitraum danach, also die Jahre 2040 bis 2045, gilt dies in noch weitaus größerem Umfang. Mit der Formulierung dreier unterschiedlicher Szenarien versucht die BEW dem Anspruch gerecht zu werden, einen möglichst breiten Korridor an Lösungsvarianten aufzuzeigen und die jeweils dafür notwendigen Rahmenbedingungen zu formulieren.

In den nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 25, Abbildung 26) und Tabelle 6 werden die drei Szenarien gegenübergestellt, um einen direkten Vergleich der Erzeugungsportfolios zu ermöglichen. Abbildung 25 zeigt die Verteilung der verschiedenen Technologien auf die bereitgestellte Wärmeleistung.

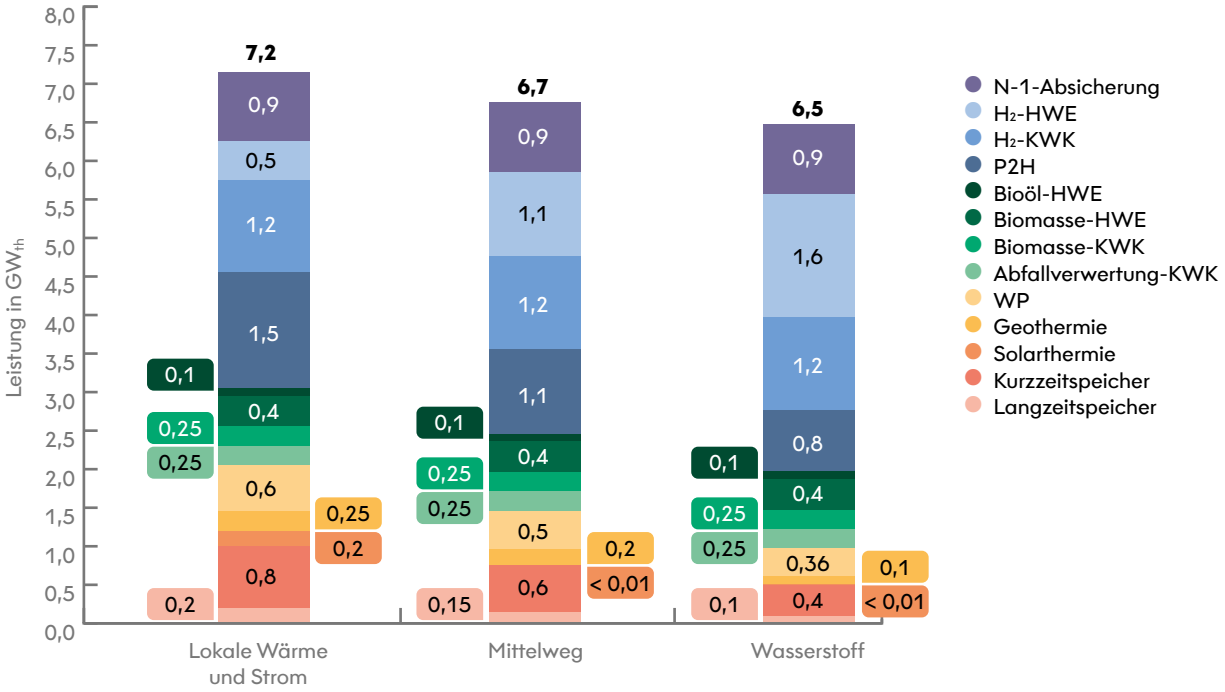


Abbildung 25: Installierte thermische Leistungen nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2045 in den drei Szenarien

Gemeinsam ist allen drei Szenarien die eingeplante Reserveleistung und die Leistung der HWEs für die Nutzung von fester Biomasse und Bioöl. Auch die installierte KWK-Leistung für die Nutzung von Wasserstoff, Biomasse und Abfall ist identisch.

Die voneinander abweichenden Gesamtleistungen erklären sich voranging durch die unterschiedlichen installierten Leistungen für Kurzzeit- und Langzeitwärmespeicher, darüber hinaus sind für das Szenario „Lokale Wärme und Strom“ zusätzlich 200 MW_{th} Solarthermie eingeplant.

Große Unterschiede ergeben sich hingegen bei der verfügbaren Leistung für die Nutzung von Wasserstoff. Im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ sind 1,7 GW_{th} vorgesehen, im Szenario „Wasserstoff“ hingegen 2,8 GW_{th}. Im Gegensatz dazu sind Wärmepumpenleistung und Geothermieleistung mit 0,6 GW_{th} bzw. 0,25 GW_{th} im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ am höchsten und im Szenario „Wasserstoff“ mit 0,36 GW_{th} bzw. 0,1 GW_{th} am geringsten.

Aus dieser Verteilung der Erzeugungsleistungen und den zuvor beschriebenen Einsatzprämissen und Rahmenbedingungen ergibt sich die in Abbildung 26 und Tabelle 6 dargestellte Verteilung der Wärmeerzeugungsmengen für die drei Szenarien.

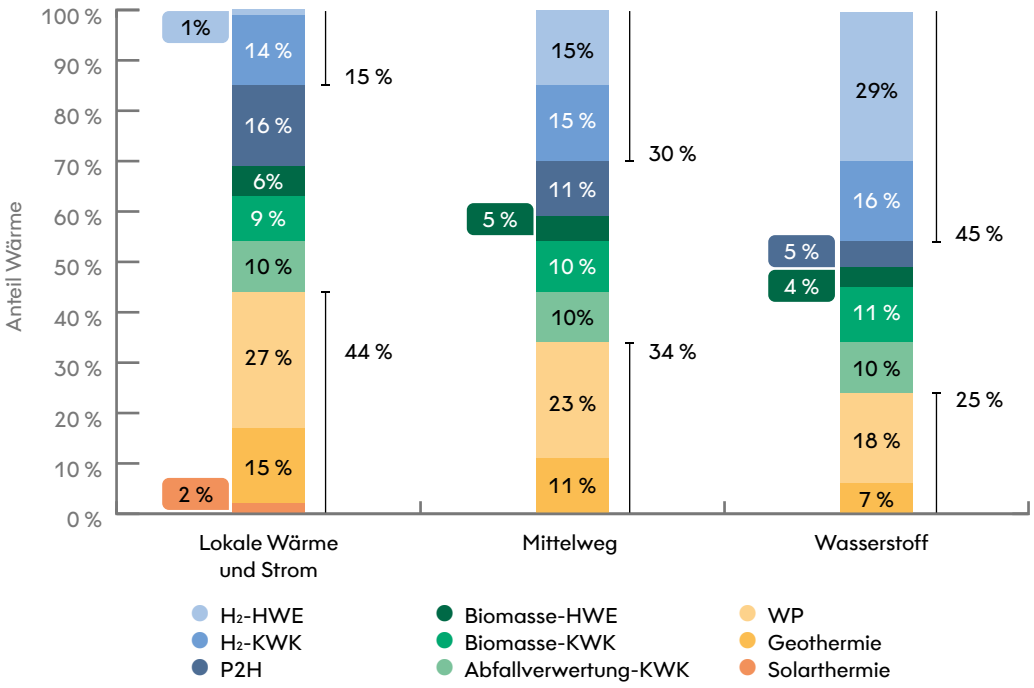


Abbildung 26: Prognostizierte Wärmeanteile nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2045 in den drei Szenarien

Im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ werden etwa 15 % der Wärme aus der Verbrennung von Wasserstoff gewonnen, im Szenario „Mittelweg“ sind es 30 %, und im Szenario „Wasserstoff“ liegt der Anteil bei 45 %. Die Nutzung von Wasserstoff in den zentralen KWK-Anlagen der BEW ist dabei mit 14 bis 16 % ähnlich, da diese in allen drei Szenarien eine zentrale Rolle sowohl für die Fernwärme als auch für den Stromsektor spielen.

Durch die Erschließung lokaler Wärmequellen werden im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ 45 % der benötigten Wärme durch Wärmepumpen, Geothermieanlagen und Solarthermie bereitgestellt, im Szenario „Wasserstoff“ hingegen nur 24 %. Außerdem werden durch die verstärkte Elektrifizierung der Wärmeerzeugung im Szenario „Lokale Wärme und Strom“ 16 % der Wärme mittels Power-to-Heat-Anlagen erzeugt, im Szenario „Wasserstoff“ hingegen nur 5 %.

Der Anteil der Biomasse ist mit 15 % in den drei Szenarien gleich hoch, allerdings ist die jeweilige Verteilung auf die KWK-Anlagen und HWEs unterschiedlich. In der Jahresdauerlinie stehen die Biomasse-KWK-Anlagen in Konkurrenz mit den grundlastfähigen Wärmepumpen, der Geothermie und der Abfallverwertung. Ist deren Anteil größer, wie im Szenario „Lokale Wärme und Strom“, sinkt entsprechend der Beitrag der Biomasse-KWK-Anlagen. Dies wird von den Biomasse-HWEs aufgefangen, da es ökonomisch sinnvoll ist, die regulatorisch bedingte Obergrenze von 15 % auszureizen.

Abfallverwertung ist heute und auch in der Zukunft eine wichtige Wärmequelle für die Berliner Fernwärme. Ihr Wärmeanteil liegt in allen drei Szenarien bei rund 10 %.

Tabelle 6: Zentrale Kenngrößen der drei Szenarien für 2045

	Lokale Wärme und Strom	Mittelweg	Wasserstoff
Wärme aus Wasserstoff	15 %	30 %	45 %
Wärme aus Wärmepumpen, Geothermie und Solarthermie	44 %	34 %	25 %
Wärme aus P2H	16 %	11 %	5 %
Wärme aus Biomasse	15 %	15 %	15 %
Wärme aus Abfallverwertung	10 %	10 %	10 %
Nutzung lokaler Quellen	hoch (dezentral und Umland)	mittel	gering (zentral)
Stromnetzanschlusskapazität gegenüber 2030	+ 1,3 GW_{el}	+ 0,85 GW_{el}	+ 0,5 GW_{el}

5.

Gelingensbedingungen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Fernwärme

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

5. Gelingensbedingungen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Fernwärme

Die folgenden Gelingensbedingungen führen zur Erfüllung der Klimaziele, zu einer Reduktion der geopolitischen Brennstoffabhängigkeit, zu einer höheren Versorgungssicherheit und zu sozialverträglichen Wärmepreisen für die Berliner Kundinnen und Kunden.

1. Ein **erheblicher Ausbau der lokalen Stromnetzanschlusskapazität des Berliner Verteil- und Höchstspannungsnetzes** ist eine unbedingte Voraussetzung für eine CO_2-freie Fernwärmeversorgung im Jahr 2045. Die Erlangung einer gesicherten Netzanschlusszusage ist Voraussetzung für eine Investitionsentscheidung. Die BEW befindet sich dabei im Wettbewerb mit weiteren Netzanschlusskunden. Deswegen sollten Stromnetzanschlüsse für die Wärmeversorgung priorisiert werden („Daseinsvorsorge").

2. Eine **Fortführung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW-Förderung) mit ausreichender finanzieller Ausstattung und die Überführung in ein Gesetz** ist eine zentrale Gelingensbedingung für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Fernwärme. Die dadurch grundsätzlich förderfähigen Investitionsprojekte betreffen einen Planungs- und Umsetzungszeitraum von bis zu 20 Jahren. Heute ist die Förderung so ausgestaltet, dass der Fördertopf kurzfristig ausgeschöpft ist. Darüber hinaus ist eine Vereinfachung des Prozesses für Beantragung, Bewilligung und Abrechnung unabdingbar. Insbesondere die Praxis der Beantragung mehrerer Projekte in Maßnahmenpaketen führt zu einem erhöhten Planungs- und Zeitaufwand. Der Beantragungsprozess sollte flexibler gestaltet werden und die parallele Beantragung einzelner Maßnahmen ermöglichen.

3. Das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist zu verlängern und zu modernisieren**, um die systemdienlichen Potenziale der KWK-Anlagen zu nutzen. Das bestehende KWKG hat sehr gut funktioniert und die Stromresiduallast verringert: Es wurde Primärenergie eingespart und CO_2-Emissionen wurden reduziert. Deshalb sollte dieses funktionierende Instrument

    a. bis mindestens 2038 verlängert werden, da zu diesem Zeitpunkt das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland stillgelegt und der Wasserstoffmarkt vorher noch nicht vollständig ausgeprägt sein wird;

    b. für Wasserstoff und klimaneutrale Gase und Flüssigkeiten anwendbar gemacht werden;

    c. den Neubau und Umbau von KWK-Anlagen fördern;

    d. die Integration von erneuerbaren Energien in das KWK-System über die sogenannte „i-Komponente" für Neubau und Bestandsanlagen fördern;

    e. die Kombination von Neubau- und Bestands-KWK-Anlagen mit Power-to-Heat fördern, um das Konzept „Nutzen statt Abregeln" zu fördern;

    f. Wärmespeicher und Wärmenetzausbauten fördern.

4. **Power-to-Heat-Anlagen sind eine der wichtigsten Säulen der CO_2-freien Fernwärmeversorgung**. Hierfür braucht es:

    a. dynamische Netzentgelte mit Netzentgeltaussetzzeitfenstern, die eine flexible Fahrweise honorieren;

    b. flexible Anschlussverträge für Fälle, in denen keine gesicherte Stromnetzanschlusskapazität zugesichert werden kann.

5. Eine **politische Steuerung und effiziente Ausgestaltung der kommunalen Tätigkeiten im Bereich der Tiefengeothermie** ist erforderlich, um die verbesserten Rahmenbedingungen auf Bundes- und Landesebene gezielt in eine planmäßige und umfassende Umsetzung der Ausbauziele der BEW zu überführen. Hierfür braucht es:

   a. die zeitnahe und unverzögerte Durchführung und Auswertung der geplanten stadtweiten 3D-Seismik;

   b. die Unterstützung von Wärmenetzbetreibern bei der effizienten Erschließung der vorhandenen Potenziale durch das Land Berlin, um eine umfassende und schnelle Erschließung von Geothermie für die klimaneutrale Wärmeversorgung Berlins zu ermöglichen;

   c. die praktische Anwendung der Einordnung der Geothermie als Maßnahme von überragendem öffentlichem Interesse nach Inkrafttreten des Geothermie-Beschleunigungsgesetzes. Geothermie beansprucht vor allem für die Bauzeit Flächen. Dabei ist im innerstädtischen Bereich eine politische Steuerung für die Priorisierung gegenüber anderweitigen Nutzungsformen entsprechend der Daseinsvorsorge notwendig.

6. Die **ausreichende Verfügbarkeit und Finanzierbarkeit** von Flächen ist für Geothermie, Solarthermie und weitere dezentrale Wärmequellen und Speicher zwingend erforderlich. Dabei ist insbesondere im innerstädtischen Bereich eine politische Steuerung für die Priorisierung gegenüber anderweitigen Nutzungsformen und deren Umsetzung in der Praxis erforderlich. Der Prozess für die Verfügbarkeitsprüfung und Vergabe in den Bezirken muss einheitlich gestaltet und eindeutige Verantwortlichkeiten bestimmt werden.

7. Grüne Gase werden bei der Fernwärmeerzeugung zukünftig eine Rolle spielen: Für den **erfolgreichen Wasserstoffhochlauf** braucht es einerseits den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (Netz und Speicherung), d. h. die Wasserstoffnetzanbindung der KWK-Standorte in Berlin, und anderseits niedrige Wasserstoffpreise durch entsprechende Förderung. Um Risiken für Anbieter und Abnehmer zu reduzieren, bietet sich die Etablierung einer staatlichen „Vermittlerfunktion“ an, die Angebot und Nachfrage zusammenbringt.

8. Allgemein sollten **Plan-, Genehmigungs- und Förderverfahren schneller und einfacher** gemacht werden. Die Beschleunigung von Plan- und Genehmigungsverfahren ist dringend notwendig, denn aktuell verschleppen langwierige Verfahren den Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl in der Strom- als auch der Wärmeversorgung. Die Energieunternehmen müssen mit mehrjährigen Planungs- und Realisierungshorizonten kalkulieren – das gilt gerade für zentrale Projekte der Wärmewende wie Großwärmepumpen oder Geothermieexplorationen.

9. Die **Anpassung der Wärmelieferverordnung** ist sinnvoll, um die richtige Kostenverteilung zwischen Mieter und Vermieter zu etablieren: In der Wärmelieferverordnung in Verbindung mit dem Mietrecht (§ 556 c BGB) besteht ein Hemmnis für die Umstellung von Bestandsgebäuden. Stattdessen sollte der „50-Cent-Ansatz“ eingeführt werden, der (nach oben begrenzt) den Mieter an den Kosten beteiligt und die Fernwärme damit gleich oder in vielen Fällen sogar günstiger stellt als mit einer Versorgung durch Wärmepumpen oder Biomethan.

10. Wenn die in Berlin **geplante Steigerung der Sanierungsraten** nicht erreicht wird und der Wärmebedarf nicht wie geplant sinkt, werden, um die Klimaziele insgesamt zu erreichen, die zu dekarbonisierende Wärmemenge und der erforderliche Fernwärmenetzausbau zunehmen (mit entsprechenden Zusatzprojekten und Zusatzkosten).

11. Die im jeweiligen Gebiet von der gesamtstädtischen Wärmeplanung vorgesehene Wärmelösung soll umgesetzt werden können, also auch der Anschluss von Bestandsgebäuden in „Milieuschutzgebieten“ an die Fernwärme **ohne Notwendigkeit einer Genehmigung durch die Bezirksämter.**
12. Öffentliche Liegenschaften von Land und Bund sollen als **Ankerkunden** an die Fernwärme angeschlossen werden, um die erforderliche Anschlussquote für den wirtschaftlichen Ausbau des Netzes abzusichern.

Für das Gelingen der Dekarbonisierung in Berlin braucht es außerdem ein Festhalten am Ziel der Klimaneutralität durch die Politik (EU und Deutschland). Hierzu zählen vor allem ein sinnvoll ausgestaltetes Gebäudemodernisierungsgesetz und ein starkes ETS II (EU Emission Trading System).

6.

BEW im Dialog – Transparenz und Diskussion der Dekarbonisierung

6. BEW im Dialog – Transparenz und Diskussion der Dekarbonisierung

Für das Gelingen der Berliner Wärmewende sowie die erfolgreiche Transformation des BEW-Fernwärmesystems ist die Akzeptanz der damit einhergehenden Maßnahmen, wie z. B. der Errichtung neuer Wärmeerzeugungsanlagen und des Ausbaus der Fernwärmenetze, durch die Berliner:innen ein wesentlicher Erfolgsfaktor.

Um die unterschiedlichen Sichtweisen und Anforderungen an die BEW als kommunales Unternehmen aufzugreifen, hat die BEW in der zweiten Jahreshälfte 2025 Vertreter:innen unterschiedlicher Organisationen und Interessengruppen zur Teilnahme an einem mehrteiligen Dialogformat eingeladen. Das Ziel dieser Dialogveranstaltung bestand darin, die in den vorhergehenden Kapiteln dargestellten Inhalte und Planungen einschließlich der Entscheidungsprozesse transparent zu erläutern und die Einschätzung der Teilnehmenden mit ihrer jeweiligen Sichtweise auf die Aktivitäten der BEW zu ermitteln.

Innerhalb von zwei jeweils zweitägigen Veranstaltungen im September und November 2025 wurden sowohl die Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung der Berliner Fernwärme als auch die Planungen der BEW mit Vertreter:innen von Verbraucherschutz, Immobilienwirtschaft, Umweltverbänden, Verwaltung, Wissenschaft und Forschung sowie der Bankenbranche diskutiert.

Die vielschichtige und konstruktive Diskussion aller Beteiligten hat sich aus Sicht der BEW als geeignetes Format erwiesen, um externe Sichtweisen im Zuge von Unternehmensentscheidungen mit stadtweiter Relevanz einfließen zu lassen und den Dialog mit der Stadtgesellschaft zu ermöglichen. Auch seitens vieler Teilnehmer:innen wurde diese Einschätzung bestätigt.

6.1 Rückmeldungen der Dialog-Teilnehmer:innen

Im Rahmen der Dialogveranstaltungen kristallisierten sich drei wesentliche Themen heraus, in denen verstärkte Aktivitäten und Änderungen durch die BEW bzw. weitere Akteur:innen des Landes Berlin gefordert werden:

1. **Umsetzung und Verbindlichkeit von Wärmenetzausbau und -verdichtung**

   Seitens der Teilnehmenden wurde der Zusammenhang zwischen gesamtstädtischer Wärmeplanung und Dekarbonisierungsfahrplan hinterfragt, insbesondere mit Blick auf eine verbindliche Planung von Ausbau und Verdichtung bestehender Netze. Die BEW hat jeweils ein theoretisches Maximum an zusätzlicher Anschlussleistung für den Zeitraum bis 2045 berücksichtigt. Ohne eine Anpassung der Berliner Regelungen für Milieuschutzgebiete sowie eine Anpassung der Wärmelieferverordnung auf Bundesebene können jedoch auch weiterhin nur geringe Anschlussquoten, welche kleinteilig über die Stadt verteilt sind, erreicht werden. Ein von allen Beteiligten inklusive der BEW gewünschter effizienter und auf einem klaren Zeitplan beruhender Ausbau im innerstädtischen Gebäudebestand ist bei den oben genannten Regelungen jedoch mit zu hohen Risiken, insbesondere unwirtschaftlichen Anschlussquoten, für die BEW verbunden.

2. **Klare Zielkommunikation und zeitliche Beschleunigung für die Nutzung der Tiefengeothermie**

   Die „Roadmap Tiefe Geothermie“ des Landes Berlin sollte nach übereinstimmender Meinung aller teilnehmenden Personen klar auf eine maximale Nutzung der Erdwärme in Wärmenetzen bis 2045 ausgerichtet werden. Dies umfasst vor allem die folgenden Punkte:

   - Priorität auf der raschen Vergabe von Nutzungsüberlassungsrechten für das Aufsuchungsgebiet des Landes
   - Beschleunigung von Ausschreibung und Durchführung der ab 2027 geplanten 3D-Seismik
   - vorzeitige Bereitstellung erster Rohdaten aus der 3D-Seismik, z. B. sobald die Fahrten in den östlichen Bezirken abgeschlossen sind

   Darüber hinaus sollten Landesmittel für Explorationsbohrungen nur Standorten eingesetzt werden, bei denen vollumfänglich eine kommerzielle Nutzung im Rahmen von Wärmenetzen gesichert ist.

3. **Sicherstellung der benötigten Anschlussleistung für Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen im Stromnetz**

   Die bestehende Knappheit freier Netzanschlusskapazitäten im Stromnetz und die Tatsache, dass z. B. erste Projekte zur Nutzung von Abwasserwärme deshalb zurückgestellt werden mussten, war zahlreichen Teilnehmenden nicht bekannt.

   Um die Nutzung von lokalen Umwelt- und Abwärmequellen in der Fernwärme zu ermöglichen ist für die BEW grundsätzlich ein Netzanschluss oberhalb der Grenze von 3,5 MVA und damit eine Bewerbung um Anschlusskapazität im Repartierungsverfahren notwendig. Die Fortführung und Verstärkung der Stromübertragungskapazität ist zwingend notwendig und die Forderung der BEW für eine Priorisierung von Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen bei der Vergabe von Netzanschlusskapazität durch die Netzbetreiber wird uneingeschränkt unterstützt.

6.2 Dekarbonisierung bis 2045: alternativer Pfad

Im Rahmen des Stakeholder-Dialogs zum Dekarbonisierungsfahrplan wurde von einzelnen Teilnehmer:innen angeregt, neben den dargestellten Hauptpfaden einen alternativen Dekarbonisierungspfad bis 2045 zu betrachten, der weitgehend ohne den Einsatz von Wasserstoff in Kesseln sowie ohne einen weiteren Ausbau der Nutzung von Biomasse und Abfall in den Jahren 2035 bis 2045 auskommt.

Mit diesem alternativen Pfad sollen insbesondere Bedenken hinsichtlich globaler Brennstoffverfügbarkeiten, möglicher Nutzungskonkurrenzen, Flächeninanspruchnahme sowie langfristiger Systemabhängigkeiten adressiert werden.

Vor diesem Hintergrund wurde ein zusätzlicher Szenariopfad entwickelt, der durch die folgenden Rahmenbedingungen gekennzeichnet ist:

1. keine Nutzung von Wasserstoff in Kesseln;
2. kein weiterer Ausbau der Nutzung von Festbrennstoffen (Biomasse und Abfall) in den Jahren 2035 bis 2045;

3. stattdessen ein verstärkter Ausbau der elektrischen Anschlussleistung für die Nutzung durch (Luft-) Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen.

Auf Basis dieser Annahmen wurde der erforderliche Zubau der Erzeugungsleistung bis zum Jahr 2045 ermittelt und dem Szenario „Lokale Wärme und Strom“ gegenübergestellt (vgl. Abbildung 27).

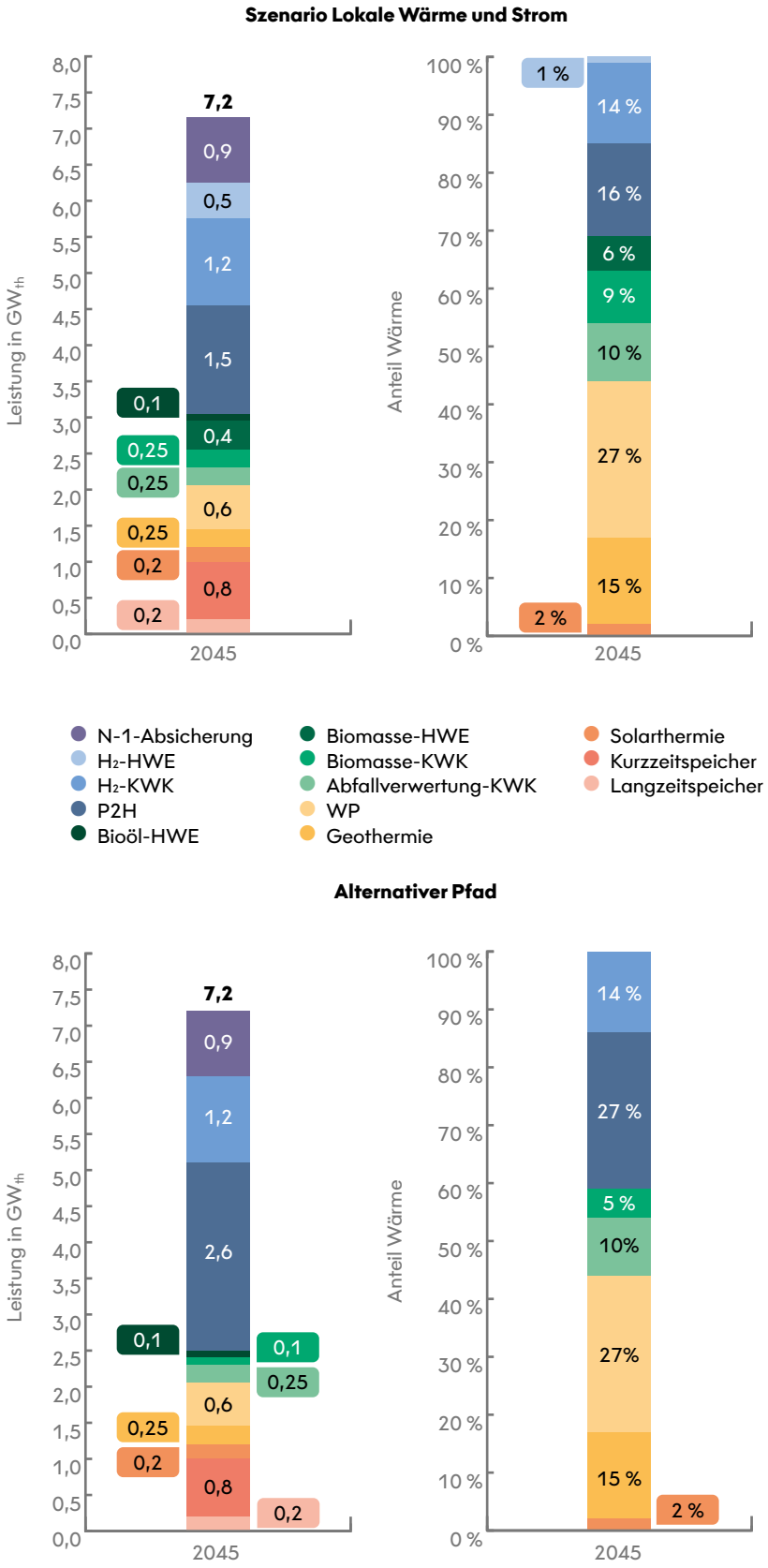


Abbildung 27: Installierte thermische Leistung und prognostizierter Wärmeanteil nach Technologie und Wärmepotenzial im Jahr 2045 für den alternativen Pfad im Vergleich zum Szenario „Lokale Wärme und Strom“

Im Vergleich zum Szenario „Lokale Wärme und Strom“ würde im alternativen Pfad kein weiterer Ausbau von Festbrennstoffanlagen erfolgen. Insgesamt läge die installierte Leistung aus Biomasse- und Abfallanlagen um rund 0,5 GW niedriger. Zusätzlich entfielen etwa 0,5 GW installierte Leistung aus Wasserstoff-Heißwassererzeugern. Damit müssten in Summe rund 1 GW thermische Leistung durch andere Technologien ersetzt werden.

Da die Potenziale lokaler Ab- und Umweltwärmequellen im Berliner Stadtgebiet bereits weitgehend ausgeschöpft sind, verbleiben im Wesentlichen zwei technisch verfügbare Optionen zur Deckung dieses zusätzlichen Leistungsbedarfs: Wasserstoff-KWK-Anlagen sowie elektrische Power-to-Heat-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen und Speichern.

Ein zusätzlicher Ausbau von Wasserstoff-KWK-Kapazitäten ist grundsätzlich dazu geeignet, sowohl Wärme- als auch Strombedarfe systemdienlich zu decken. Unter den aktuell absehbaren regulatorischen Rahmenbedingungen – insbesondere mit Blick auf die zeitliche Befristung der KWKG-Förderung bis 2030 – ist ein solcher Ausbau jedoch mit erheblichen wirtschaftlichen Risiken verbunden. Diese Risiken würden sich unmittelbar auf die langfristigen Wärmegestehungskosten auswirken und sind aus heutiger Sicht nur schwer kalkulierbar.

Vor diesem Hintergrund wurde im alternativen Pfad ein vollständiger Ausgleich des entfallenden Leistungsbedarfs durch zusätzliche elektrische Verbraucher unterstellt. Daraus ergibt sich ab 2030 ein zusätzlicher Bedarf an elektrischer Anschlussleistung von insgesamt 2,3 GW. Dieser Wert entspricht in etwa dem heutigen elektrischen Leistungsbedarf der gesamten Stadt Berlin und würde einen sehr umfangreichen Ausbau der vorgelagerten Stromnetzinfrastruktur erforderlich machen.

Ein solch weitreichender Netzausbau wäre technisch über einen längeren Zeitraum grundsätzlich denkbar. Er hätte jedoch erhebliche Auswirkungen auf das Gesamtsystem und auf die Kostenstruktur der Wärmeversorgung. Insbesondere an kalten Tagen der Heizperiode wäre davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil des zusätzlich benötigten Stroms außerhalb Berlins erzeugt werden müsste, voraussichtlich in wasserstoffbefeuerten Kraftwerken. Dies würde mit vergleichsweise geringen Gesamtwirkungsgraden verbunden sein und die Wärmebereitstellung verteuern.

Die Mehrzahl der einschlägigen energie- und klimapolitischen Studien zur langfristigen Ausgestaltung des Energiesystems geht daher weiterhin davon aus, dass grüne Gase – insbesondere grüner Wasserstoff – eine wichtige Rolle bei der Deckung von Spitzenlasten spielen werden. Solange dies der Fall ist, ist aus systemischer Perspektive eine möglichst direkte und effiziente Nutzung dieser Energieträger sinnvoll, idealerweise in Kraft-Wärme-Kopplung, um sowohl den Gesamtbedarf an Wasserstoff zu minimieren als auch das Stromsystem zu entlasten.

Der hier dargestellte alternative Pfad zeigt somit transparent auf, dass die von zahlreichen Stakeholdern präferierte weitgehende Dekarbonisierung der Berliner Fernwärme auch mit einem stark elektrifizierten Ansatz grundsätzlich technisch darstellbar ist.

Gleichzeitig wird deutlich, dass dieser Weg mit deutlich höheren Anforderungen an Stromerzeugung, Netzinfrastruktur und Wärmegestehungskosten verbunden wäre. Vor diesem Hintergrund wird der alternative Pfad im Dekarbonisierungsfahrplan als ein theoretisch möglicher Pfad geführt, dessen Realisierung jedoch eine deutliche Veränderung von Rahmenbedingungen voraussetzen würde.

Zusammenfassung

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH

Zusammenfassung

Berlin hat sich mit dem Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz (EWG Bln) ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt und Instrumente zu deren Umsetzung definiert. Die Wärmewende ist ein entscheidender Hebel zur Erreichung dieser Ziele. Als größter Fernwärmeversorger der Stadt und Teil der Berliner Landesfamilie übernehmen wir, die BEW Berliner Energie und Wärme GmbH (BEW), Verantwortung und gestalten die Transformation durch den Umbau unseres Fernwärmesystems aktiv mit. Mit diesem Dekarbonisierungsfahrplan wird eine umfassende Strategie aufgezeigt, wie die Anforderungen des EWG Bln erfüllt werden und bis spätestens 2045 eine CO_2-freie Fernwärmeversorgung erreicht wird.

Die strategische Ausrichtung der Transformation des Fernwärmesystems orientiert sich dabei am energiewirtschaftlichen Zieldreieck aus Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Als Grundlage für die geplanten Transformationsmaßnahmen werden kontinuierlich und systematisch Analysen verschiedenster Technologieansätze sowie Wärmequellen durchgeführt und diese Analysen hinsichtlich ihres wirtschaftlich und technisch erschließbaren Potenzials bewertet. Daneben wird in Anlehnung an die Annahmen der kommunalen Wärmeplanung eine Wärmebedarfsplanung für die Fernwärme bis zum Jahr 2045 erstellt, mit der ein Anteil von 50 % am gesamten Berliner Wärmemarkt erreicht werden kann. Die Ergebnisse dieser Analysen bilden die Grundlage für die Transformation des bestehenden Erzeugungsportfolios und des Fernwärmenetzes.

Bis zum Jahr 2030 wird der Kohleausstieg vollständig vollzogen sein. In Verbindung mit den bereits heute in Umsetzung befindlichen Dekarbonisierungsmaßnahmen wird das im EWG Bln geforderte Emissionsziel deutlich unterschritten: Gegenüber 1990 sinken die CO_2-Emissionen um etwa 80 %. Gleichzeitig werden mindestens 40 % der erzeugten Fernwärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme bereitgestellt. Um dieses Ziel zu erreichen, wird in den Ausbau von Großwärmepumpen, die verstärkte Nutzung von Abwärmequellen und Biomasse, den weiteren Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen sowie die Integration von Wärmespeichern zur Flexibilisierung des Erzeugungssystems investiert.

Ausgehend von den bis zum Jahr 2030 getätigten Planungen und Vorarbeiten wird in den Folgejahren bis 2035 die Erschließung lokaler Wärmequellen weiter vorangetrieben. Insbesondere die Nutzung von Geothermie, Abwärme und Biomasse wird intensiviert, aber auch in den Bereichen Wärme aus thermischer Abfallbehandlung und Abwärmenutzung werden weitere Erzeugungsanlagen in Betrieb genommen. Die Erzeugung aus fossilen Energieträgern hingegen wird zurückgefahren. Darüber hinaus wird die Netzinfrastruktur, wo möglich, auf niedrigere Temperaturniveaus umgestellt, um die Integration dezentraler Wärmequellen zu erleichtern und die Wärmeverluste zu verringern. In diesem Zeitraum wird trotz steigenden Wärmebedarfs aufgrund des Fernwärmeausbaus, eine nochmalige Reduktion der CO_2-Emissionen angestrebt. Der Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme wird 2035 bei 50 % liegen.

Der Zeitraum jenseits des Jahres 2035 ist mit hohen Unsicherheiten hinsichtlich des regulatorischen und förderpolitischen Rahmens verbunden. Daher werden für die Erreichung der CO_2-freien Fernwärmeversorgung bis 2045 drei Szenarien skizziert, die unterschiedliche, in sich schlüssige Rahmenbedingungen beinhalten.

Das Szenario „Lokale Wärme und Strom“ ist geprägt durch die umfangreiche Erschließung der lokalen Wärmepotenziale, die einen Anteil von 44 % an der gesamten Wärmeerzeugung ausmachen. Dafür müssen

neben vorhandenen zentralen Standorten auch zahlreiche neu zu erschließende und über das Stadtgebiet bzw. das stadtnahe Berliner Umland verteilte Erzeugungsstandorte genutzt werden. Daneben zeichnet sich dieses Szenario durch eine starke Elektrifizierung der Fernwärme aus, d. h. große Mengen Wärme werden aus Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen erzeugt. Die Vorteile dieses Pfades liegen in der hohen Versorgungssouveränität und der geringeren Abhängigkeit von überregionalen Energieimporten, was sich in einem vergleichsweise geringen Anteil von 15 % der Wärmeerzeugung aus Wasserstoff widerspiegelt. Gleichzeitig erfordert dieser Weg erhebliche Investitionen in die Erschließung und Integration lokaler Wärmequellen, die Umgestaltung der Netze auf niedrigere Temperaturniveaus sowie die flächendeckende Nutzung von Speichertechnologien.

Das Szenario „Wasserstoff" setzt mit einem Anteil von 45 % stark auf die Nutzung von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung an wenigen zentralen Standorten. Allerdings werden auch größere lokale Wärmepotenziale im Umfeld dieser Erzeugungsstandorte erschlossen, die einen Anteil von etwa 25 % der erzeugten Wärme ausmachen. Der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung ist reduziert. Dieses Szenario ist stark abhängig von überregionalen Importen und einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft. Es bietet den Vorteil, die bestehende Infrastruktur in großen Teilen weiter nutzen zu können, insbesondere im Bereich der Heißwassererzeuger und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, was den Investitionsbedarf verringert.

Das Szenario „Mittelweg" stellt eine ausgewogene Kombination beider Ansätze dar. Es nutzt lokale Wärmequellen dort, wo sie wirtschaftlich und technisch sinnvoll erschließbar sind. Gleichzeitig wird auf Wasserstoffimporte zurückgegriffen, insbesondere in Bereichen mit hohem Leistungsbedarf oder begrenzten lokalen Wärmequellen. Mit 34 % und 30 % wird jeweils ein etwa gleich großer Anteil an der Wärmeerzeugung bereitgestellt. Dieses Szenario ist besonders robust gegenüber energiepolitischen Unsicherheiten und einer volatilen Marktentwicklung. Es erlaubt eine schrittweise Transformation, die sowohl lokale als auch überregionale Potenziale nutzt.

Der Erfolg der Dekarbonisierung der Fernwärmesysteme der BEW hängt maßgeblich von diversen Gelingensbedingungen ab. Eine zentrale Voraussetzung ist der Ausbau der lokalen Stromnetzanschlusskapazitäten des Berliner Verteil- und Höchstspannungsnetzes. Damit einhergehend sind dynamische Netzentgelte notwendig, die eine netzdienliche Fahrweise der Power-to-Heat-Anlagen und Wärmepumpen honorieren.

Daneben sind verlässliche gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich, die eine langfristige Planungssicherheit bieten. Ohne klare Zielvorgaben, Fördermechanismen und Genehmigungsprozesse lassen sich Investitionen in neue Technologien und Infrastruktur nicht planen und realisieren. Beispielhaft seien die Fortführung und Modernisierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und die ausreichende finanzielle Ausstattung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze genannt.

Darüber hinaus ist die Kooperation mit politischen Entscheidungsträgern, städtischen Institutionen wie den Bezirken und privaten Partnern ein zentraler Erfolgsfaktor. Die Dekarbonisierung der Fernwärme kann nicht isoliert erfolgen, sondern muss in eine übergreifende kommunale Wärmeplanung, Stadtentwicklung und Energiepolitik eingebettet sein. Flächen für die Erschließung von Wärmepotenzialen müssen verfügbar gemacht werden, indem eine Priorisierung gegenüber anderen Nutzungsformen erfolgt. Plan-, Genehmigungs- und Förderverfahren müssen vereinfacht und beschleunigt werden. Öffentliche Liegenschaften sollten als Ankerkunden an die Fernwärme angeschlossen und der Fernwärmeanschluss für Gebäude in Milieuschutzgebieten erleichtert werden.

Trotz der Erschließung möglichst vieler lokaler Wärmequellen werden Primärenergieimporte in Form von Wasserstoff nötig sein. Hierfür bedarf es zum einen der Anbindung Berlins an das Wasserstoffkernnetz und der Verfügbarkeit von Wasserstoff zu moderaten Preisen durch eine entsprechende Förderung.

Zur transparenten Darstellung der Inhalte und des Entstehungsprozesses des Dekarbonisierungsfahrplans sowie zur Einbindung unterschiedlicher Perspektiven wurden Vertreter:innen aus Verbraucherschutz, Immobilienwirtschaft, Umweltverbänden, Verwaltung, Wissenschaft, Forschung und Banken zu einem mehrtägigen Dialog eingeladen. Nach einer Einführung in Planungsgrundlagen und Rahmenbedingungen diskutierten die Beteiligten gemeinsam die zentralen Aspekte. Aus Sicht der BEW hat sich dieses Format bewährt, um externe Einschätzungen frühzeitig in stadtweit relevante Unternehmensentscheidungen einzubeziehen und den Austausch mit der Stadtgesellschaft zu fördern. Viele Teilnehmende bewerteten den Ansatz ebenfalls positiv.

Die nächsten Jahre sind entscheidend – technisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich. Mit dem Dekarbonisierungsfahrplan unterstreicht die BEW ihre Bereitschaft, Verantwortung zu übernehmen und die Wärmewende in Berlin aktiv mitzugestalten. Die Gelingensbedingungen sind anspruchsvoll, aber realisierbar. Entscheidend ist, dass Politik, Wirtschaft und Gesellschaft gemeinsam handeln – mit Mut, Verlässlichkeit und Weitblick.

Anhang: Detaillierte Anlagenübersicht

Standort	Energieträger	Technologie	Anlage	IBN	ABN	Thermisch [MW_{th}]	Elektrisch [MW_{el}]	Emissionen [tCO_2] *		
Verbundnetz								**2022**	**2023**	**2024**
Reuter West	Steinkohle	KWK	Block D	1987	2028	387**	282	1.017.459	769.430	835.252
	Steinkohle	KWK	Block E	1988	2029	387**	282	618.858	775.816	608.904
	Öl	HWE	HWE	1986	n/a	37,5	-	1.573	1.446	1.959
	Wärmespeicher	WSP		2024	n/a	200	-	-	-	-
	Strom	P2H	P2H	2019	n/a	120	-	-	-	-
Reuter	Gas	HWE	3 × HWE	2020	n/a	3 × 40	-	53.519	40.227	17.772
	Dampf	KWK	TAV	1998	2026	99	36	-	-	-
Marzahn	Gas	HWE	3 × HWE	1984/85	n/a	3 × 128	-	78.228	53.510	49.129
	Gas	HWE	3 × HWE	1989	n/a	3 × 100	-			
	Gas	KWK	GuD	2020	n/a	240	258	589.649	530.106	472.959
Klingenberg	Gas	KWK	3 × DT	1981	2028	760	164	402.741	406.896	426.115
Mitte	Gas	KWK	GuD	1997	n/a	440	484	554.173	642.376	613.635
	Gas	HWE	2 × HWE	1997	n/a	2 × 120	-	73.025	53.232	58.643
Lichterfelde	Gas	HWE	3 × HWE	2017	n/a	3 × 125	-	55.890	18.678	62.627
	Gas	KWK	GuD	2019	n/a	230	300	456.460	583.513	413.866
Moabit	Steinkohle	KWK	Block A	1990	2027	136	89	365.080	224.677	218.449
	Öl	HWE	3 × HRK	1987	2034	3 × 35	-	4.463	3.512	726
	Gas	HWE	2 × HWE	2018	n/a	2 × 34	-	25.291	25.506	18.269
Charlottenburg	Gas	KWK	GT 4	1975	2029	150	72	35.321	96.428	42.842
	Gas	KWK	GT 5	1975	2028	150	72	24.897	5.889	7.637
	Gas	HWE	HWE	2023	n/a	0,6	-	191	157	252
Scharnhorststr.	Gas	HWE	HWE	1993	n/a	50	-	48.433	30.510	24.764
	Gas	HWE	3 × HWE	2013	n/a	3 × 37	-			
	Gas	KWK	BHKW	2018	n/a	0,65	0,6	963	729	858
Wilmersdorf	Gas	HWE	3 × HWE	2017	n/a	3 × 40	-	68.086	44.171	25.753
Märkisches Viertel	Gas	HWE	2 × HWE	1991	n/a	2 × 43,1	-	29.101	34.455	25.559
	Biomasse	KWK	DT	2014	n/a	19,7	6,4	77	12.307	7.821
Lange Enden	Gas	HWE	2 × HWE	1977	n/a	2 × 35,5	-	26.784	22.345	22.544
	Gas	HWE	HWE	1981	n/a	35,5	-			
	Gas	KWK	2 × BHKW	2011	n/a	2 × 2,43	2 × 1,95	5.394	7.627	3.998
Treptow	Gas	HWE	HWE	2019	n/a	38,5	-	18.448	21.233	8.929
Waldstr.	Biomethan	KWK	BHKW	2011	n/a	0,65	0,6	-	-	-
Potsdamer Platz	Strom und Abwärme	WP	Abwärme-WP	2024	n/a	7,8	-	-	-	-
Summe Verbundnetz						5.475	2.051	4.554.104	4.404.776	3.969.262
Inselnetze										
Buch	Gas	je 1 × GT, AHK, DT, 4 × HWE, 2 × DE		diverse	n/a	92,94	12,54	31.367	30.548	32.332
	Strom	P2H	P2H	2017	n/a	5	-	-	-	-
	Wärmespeicher	WSP		2017	n/a	10	-	-	-	-
Blankenburger Str.	Biomethan	KWK	2 × BHKW	2011/13	n/a	2 × 0,6	2 × 0,6	-	-	4.214
	Gas	HWE	3 × HWE	1998	n/a	17,7	-	7.958	7.572	7.655
Görschstr.	Gas	2 × BHKW, 5 × HWE		diverse	n/a	6,16	0,84	2.702	2.764	2.826
Schulstr.	Gas	1 × BHKW, 4 × HWE		diverse	n/a	4,27	0,05	1.598	1.555	1.568
Altglienicke	Biomethan	KWK	BHKW	2010	n/a	0,65	0,6	-	-	289
	Gas	KWK	BHKW	2008	n/a	0,08	0,05	83	197	1.393
	Gas	HWE	3 × HWE	1991/98	n/a	20,3	-	7.426	6.256	4.736
Köpenick	Gas	GT, 3 × HWE, 2 × AHK		diverse	n/a	46,6	10	20.420	20.060	19.693
	Biomethan	KWK	BHKW	2012	n/a	0,65	0,6	-	-	950
	Solarthermie			2018	n/a	1,5	-	-	-	-
Friedrichs-hagen	Gas	KWK	BHKW	2021	n/a	0,91	0,8	1.171	1.593	1.155
	Gas	HWE	2 × HWE	1998	n/a	28,8	-	7.794	7.490	8.400
Summe Inselnetze						237	26,68	80.519	78.035	85.211
Summe insgesamt						**5.712**	**2.077**	**4.634.623**	**4.482.811**	**4.054.473**

* Ausgewiesen sind die jährlichen Emissionsmengen auf Basis der verbrannten Brennstoffe. Im Unterschied zu den an die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) gemeldeten Mengen enthalten diese z. B. keine Aufschläge. Die Emissionen der Standorte Schulstraße und Görschstraße werden nicht an die DEHSt gemeldet.

** Installierte Leistung zum Zeitpunkt der Erstinbetriebnahme.

Hauptstadt.
Wärme.
Zukunft.

BEW Berliner Energie und Wärme GmbH
Hildegard-Knef-Platz 2
10829 Berlin

www.bew.berlin